



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE TECNOLOGÍA DE PETRÓLEOS

Tema:

**SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET PARA PRUEBAS DE
PRODUCCIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE SU FUNCIONAMIENTO EN EL POZO**

SACHA 99

**TESIS PREVIA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE TECNÓLOGO DE
PETRÓLEOS**

AUTOR: ÁLVARO JOE MORILLO TOCTAQUIZA

DIRECTOR: ING. PATRICIO IZURIETA

Quito - Ecuador

2010

DECLARACIÓN

Del contenido del presente trabajo, se responsabiliza el autor:

Álvaro Joe Morillo Toctaquiza.

CI. 160038366-3

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Álvaro Joe Morillo Toctaquiza, bajo mi supervisión.

ING. PATRICIO IZURIETA

DIRECTOR DE PROYECTO



Sertecpet®

Quito, 22 de Abril del 2010

CERTIFICADO

Por medio del presente certifico que el **SR. ALVARO JOE MORILLO TOCTAQUIZA** con C.I. 160038366-3 realizó sus prácticas pre-profesionales en SERTECPET S.A. en las áreas de Evaluación y Producción de Pozos en nuestro complejo industrial ubicado en la provincia de Orellana, desde el 22 de Septiembre del 2009 hasta el 22 de Marzo del 2010. Se debe resaltar que el Sr. Morillo durante este tiempo también desarrolló su tesis de "Sistema de Bombeo Hidráulico tipo jet para pruebas de producción y optimización en el pozo Sacha 99".

El Sr. Alvaro Morillo puede hacer uso del presente documento en lo que más convenga a sus intereses.

Atentamente,

 Sertecpet S.A.

Dra. Silvia Campaña
COORDINADORA TALENTO HUMANO



Quito: Av. Eloy Alfaro N37-25 y José Correa, Casilla 17-11-06532
Telf.: (593-2) 225-7626 Fax: 227-7427 ext. 102
E-mail: info@sertecpet.com.ec, sales@sertecpet.com.ec
Página web: www.sertecpet.com.ec
Coca: Av. Alejandro Labaka, vía a Lago Agrio (Frente al Aeropuerto)
Telf.: (503-6) 288 1006 / 288 1735 Fax: 288 1006

DEDICATORIA

A mis padres Gloria Toctaquiza y José Morillo, por ser pilar fundamental en la culminación de mi carrera. Gracias por impartirme sus enseñanzas, sus consejos, por su apoyo incesante, preocupación, sacrificio, esfuerzo y por el amor que me han demostrado, que a pesar de altos y bajos en la vida siempre confiaron en mí.

GRACIAS POR TODO.

A mis hermanas Silvia y Geoconda, que siempre se han preocupado por mí y me han apoyado en todo lo que ha sido necesario. **GRACIAS.**

A mis sobrinos Ronny y Gianela que siempre están presentes en mis pensamientos.

A mi hijo Álvaro Dianick que siempre está presente a cada momento, a pesar de la distancia. **LO QUIERO MUCHO.**

A toda mi familia por toda su preocupación y cariño.

A mis amigos y compañeros, que a lo largo de mi carrera han estado conmigo, por compartir momentos, de alegría, tristeza y una buena amistad.

AGRADECIMIENTO

A mí Dios, porque gracias a Él he podido cumplir parte de mis metas, culminando parte de mi carrera, porque con su presencia en mi vida, sé que estará llena de éxitos.

A la Universidad Tecnológica Equinoccial, especialmente a la carrera de Tecnología de petróleos, por ser la institución que me proporciono todos los conocimientos adquiridos a lo largo de mi carrera.

A mis padres por todo el esfuerzo y sacrificio que han realizado para que pueda culminar mi carrera.

A **SERTECPET CÍA. LTDA.** Por permitir el desarrollo del presente trabajo, a Todos los miembros de esta empresa y en especial al Ing. Oswaldo Valle y al Ing. Hernán Velastegui, que de una u otra forma colaboraron en la realización de esta Tesis, prestándome valiosa información y permitirme ingresar a las instalaciones de **SERTECPET**, para el desarrollo de mi Tesis.

A todas las personas que colaboraron en la realización de esta Tesis.

ÍNDICE GENERAL

CARÁTULA	II
DECLARACIÓN.....	III
CERTIFICACIÓN.....	IV
CERTIFICACIÓN DE LA EMPRESA.....	V
DEDICATORIA.....	VI
AGRADECIMIENTO.....	VII
INDICES.....	VIII
RESUMEN.....	XXIV
SUMMARY.....	XXVI

ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I.....	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PLANTAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.2.1 OBJETIVO GENERAL.....	4
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
1.3 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA.....	5
1.4 IDEA A DEFENDER.....	6
1.5 ASPECTO METODOLÓGICO	6
1.5.1 METODOLOGÍA, FUENTES Y TÉCNICAS A UTILIZAR.....	6

CAPÍTULO II	9
2. DESCRIPCIÓN DEL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET.....	9
2.1 INTRODUCCIÓN.....	9
2.2 TRABAJOS DE EVALUACIÓN.....	11
2.1.1 TRABAJOS CON TORRE.....	11
2.1.2 TRABAJOS SIN TORRE.....	11
2.3 BOMBEO HIDRÁULICO.....	12
2.3.1 HISTORIA DEL BOMBEO HIDRÁULICO.....	12
2.3.2 DEFINICIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO.....	14
2.3.3 INSTALACIÓN DE BOMBA LIBRE.....	16
2.3.3.1 VENTAJA DE LA BOMBA LIBRE.....	17
2.3.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS SOBRE EL BOMBEO HIDRÁULICO.....	19
2.3.4.1 VENTAJAS DEL BOMBEO HIDRÁULICO.....	19
2.3.4.2 DESVENTAJAS DEL BOMBEO HIDRÁULICO.....	20
2.3.5 ACONDICIONAMIENTO PARA EL FLUIDO MOTRÍZ EN SUPERFICIE.....	22
2.3.5.1 PRINCIPALES COMPONENTES DEL SISTEMA CENTRALIZADO.....	23
2.3.5.2 PRINCIPALES COMPONENTES DEL SISTEMA AUTÓNOMO.....	25

2.3.6	SISTEMAS DE FONDO PARA OPERACIÓN DEL FLUIDO	
	MOTRÍZ.....	25
2.3.6.1	SISTEMA DE FLUIDO MOTRÍZ ABIERTO (OPF).....	25
2.3.6.2	SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ CERRADO (COF).....	29
2.3.7	OPERACIONES PARA REALIZAR UN SISTEMA DE	
	BOMBEO HIDRÁULICO.....	31
2.3.7.1	COMPONENTES DE SUPERFICIE DEL BOMBEO	
	HIDRÁULICO.....	31
2.3.7.1.1	TANQUE DE ALMACENAJE PARA EL FLUIDO	
	MOTRIZ Y FACILIDADES DE DESHIDRATACIÓN.....	33
2.3.7.1.2	BOMBAS DE ALTA PRESIÓN.....	35
2.3.7.1.3	MANIFOLD (MÚLTIPLE CENTRAL).....	36
2.3.7.1.4	LÍNEAS INDIVIDUALES DE FLUIDO MOTRÍZ DE	
	LOS POZOS.....	37
	2.3.7.1.4.1 LÍNEAS DE ALTA PRESIÓN.....	37
	2.3.7.1.4.2 LÍNEAS DE BAJA PRESIÓN.....	37
2.3.7.1.5	CABEZAL DE POZO.....	38
2.3.7.1.6	CABEZAL DE POZO CON VÁLVULA DE CUATRO	
	VÍAS.....	39
2.3.7.1.7	CABEZAL DE POZO DE TIPO ÁRBOL DE	
	NAVIDAD.....	41

2.3.7.1.8 VÁLVULA DE CONTROL DE FLUJO (VRF).....	42
2.3.7.1.9 LUBRICADOR.....	43
2.3.7.1.10 VÁLVULAS DE PASO.....	44
2.3.7.1.10.1 VÁLVULAS MARIPOSA.....	44
2.3.7.1.10.2 VÁLVULAS DE TIPO BLOCK.....	44
2.3.7.1.11 TURBINA DE CAUDAL.....	44
2.3.7.1.12 CUENTA BARRILES O MC - II (METER FLOW CONTROL).....	44
2.3.7.1.13 MANÓMETROS DE ALTA Y BAJA PRESIÓN.....	45
2.3.7.1.14 SEPARADOR VERTICAL.....	45
2.3.7.1.15 SEPARADOR HORIZONTAL.....	45
2.3.7.1.16 BOTA DE GAS.....	48
2.3.7.2 COMPONENTES DE FONDO DEL BOMBEO HIDRÁULICO.....	49
2.3.7.2.1. TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO “CASING”.....	51
2.3.7.2.2. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN “TUBING”.....	51
2.3.7.2.3. CAVIDAD (BHA).....	52
2.3.7.2.3.1 CARACTERÍSTICAS Y VENTAJAS.....	52
2.3.7.2.4. AISLADORES DE ZONAS (PACKERS).....	53
2.3.7.2.4.1. EMPAQUETADURAS RECUPERABLES.....	54
2.3.7.2.4.2. EMPAQUETADURAS NO RECUPERABLES (PERMANENTES).....	54

2.3.7.2.5. CAMISAS.....	56
2.3.7.2.5.1. CAMISAS (SLIDING SLEEVE).....	57
2.3.7.2.5.1.1. MODELO SL.....	57
2.3.7.2.5.2. CAMISAS (SLIDING SLEEVE).....	58
2.3.7.2.5.2.1 MODELO CLS.....	58
2.3.7.2.6. STANDING VALVE (VÁLVULA DE PIE).....	60
2.3.7.2.7. BOMBA JET CLAW® (BOMBAS HIDRÁULICAS DE SUBSUELO).....	62
2.3.7.2.7.1. TIPOS DE BOMBAS JET CLAW®.....	62
2.3.7.2.7.1.1 BOMBA JE1 CLAW® DIRECTA (CONVENCIONAL).....	62
2.3.7.2.7.1.2. CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA JET DIRECTA.....	64
2.3.7.2.7.1.3. VENTAJAS DE LA BOMBA JET DIRECTA.....	64
2.3.7.2.7.1.4. DESVENTAJAS DE LA BOMBA JET DIRECTA.....	65
2.3.7.2.7.2. BOMBA JET CLAW® REVERSA.....	65
2.3.7.2.7.2.1. APLICACIONES DE LA BOMBA JET REVERSA.....	67
2.3.7.2.7.2.2. CARACTERISTICAS Y VENTAJAS DE LA BOMBA JETREVERSA.....	68

2.3.7.2.7.3. ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA BOMBA JET CLAW®.....	69
2.3.7.2.7.3.1. NOZZLE.- (BOQUILLA).....	69
2.3.7.2.7.3.2. GARGANTA.- (THROAT).....	69
2.3.7.2.7.3.3. ESPACIADOR.- (SPACER).....	70
2.3.7.2.7.3.4. DIFUSOR.- (DIFUSEER).....	70
CAPÍTULO III	71
3. CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO PARA EL SISTEMA DE BOMBEOHIDRÁULICO TIPO JET.....	71
3.1. UBICACIÓN DE POZOS OPERADOS EN EL CAMPO SACHA.....	71
3.2. FORMACIONES PRODUCTORAS.....	73
3.2.1. CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE LAS FORMACIONES PRODUCTORAS.....	73
3.2.1.1. FORMACIÓN HOLLÍN (CRETÁCICO INFERIOR).....	73
3.2.1.2.FORMACIÓN NAPO (CRETÁCICO MEDIO-SUPERIOR).....	74
3.2.1.3. NAPO INFERIOR.....	74
3.2.1.3.1. NAPO MEDIO.....	74

3.2.1.3.2. NAPO SUPERIOR.....	75
3.2.1.4. FORMACIÓN TENA (CRETÁCICO SUPERIOR- PALEOCENO INFERIOR).....	75
3.3. PROPUESTA PARA LA SELECCIÓN DEL POZO SACHA 99.....	75
3.3.1. PARÁMETROS CONSIDERADOS EN EL POZO SACHA 99.....	76
3.3.2. PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN.....	76
3.3.3. CAMBIO DE BOMBAS HIDRÁULICAS.....	77
3.4. PRINCIPIO DE LA BOMBA JET CLAW®.....	78
3.4.1. TEORÍA DEL FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA JET.....	79
3.4.2. COMO FUNCIONAN.....	80
3.4.3. TIPOS DE INYECCIÓN DE FLUIDO MOTRIZ EN LA BOMBA JET.....	82
3.4.4. EFICIENCIA DE LA BOMBA JET.....	82
3.4.5. NOMENCLATURA DE BOMBA JET CLAW®.....	84
3.4.6. OBSERVACIONES IMPORTANTES DE OPERACIÓN DE BOMBAS JET CLAW.....	85
3.4.6.1. PRUEBA DE COMPLETACIÓN.....	85
3.4.6.2. DESPLAZAMIENTO DE BOMBA JET.....	85
3.4.6.3. COMPORTAMIENTO DE ENTRADA DE FLUIDOS EN BOMBA JET CLAW®.....	85
3.4.6.4. PROFUNDIDAD DE LA BOMBA.....	86
3.4.6.5. TVD PROFUNDIDAD VERTICAL.....	86

3.4.6.6. MD MEASUREMET DEPTH (TUBERÍA A MEDIDA).....	86
3.4.7. SELECCIÓN Y DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO	
HIDRÁULICO CON BOMBA JET.....	88
3.4.7.1. CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO.....	88
3.4.7.1.2. POROSIDAD (\emptyset).....	88
3.4.7.1.3. PERMEABILIDAD (K).....	89
3.4.7.1.4. PRESIÓN ESTÁTICA (P*).....	90
3.4.7.1.5. PRESIÓN FONDO FLUYENTE (PWF).....	91
3.4.7.1.6. SEDIMENTO BÁSICO Y AGUA (BSW).....	91
3.4.7.1.7. GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL CRUDO	
(GRADOS API).....	91
3.4.7.1.8. RELACIÓN GAS PETRÓLEO (GOR).....	91
3.4.7.2. CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS.....	92
3.4.7.2.1. PRESIÓN DE INYECCIÓN (CABEZAL DEL	
POZO).....	92
3.4.7.2.2. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	
(CASING).....	92
3.4.7.2.3. EMPACADURA.....	93
3.4.7.2.4. TUBERÍA AUXILIAR DE REVESTIMIENTO	
(LINER).....	93
3.4.7.2.5. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (TUBING).....	94
3.4.8. DAÑOS MÁS FRECUENTES EN EL BOMBEO JET.....	95

3.4.8.1.CAVITACIÓN.....	95
3.4.8.2. TAPONAMIENTO DE NOZZLE.....	95
3.4.8.3.PERDIDA DE PRODUCCIÓN.....	96
3.4.8.4. INCREMENTO DE BARRILES DE INYECCION.....	96
3.4.8.5. FALTA DE APORTACIÓN.....	97
3.5. PROBLEMAS MECÁNICOS OCASIONADOS POR FALLAS DE HERRAMIENTAS.....	97
3.5.1. PROBLEMAS MECÁNICOS QUE SE ORIGINAN.....	98
 CAPÍTULO IV	 99
4. PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN DE UNA BOMBA HIDRÁULICA JET CLAW.....	99
4.1. PROCEDIMIENTO PARA DISEÑO DE BOMBA.....	99
4.2. OPERACIÓN CON BOMBA JET REVERSA Y CONVENCIONAL.....	108
4.3. EVALUACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS.....	110
4.4. SERVICIOS REALIZADOS DE COSTO Y OPERACIÓN.....	111
4.5. PRODUCCIÓN ACTUAL DEL POZO SACHA 99.....	111
4.6. ANÁLISIS DE FALLAS.....	112
4.6.1. FALTA DE FLUIDO MOTRÍZ.....	112
4.6.2. FUGAS.....	112
4.6.3. CAMBIOS DE CONDICIONES DEL POZO.....	113

4.6.4. DESGASTE DEL MOTOR.....	113
4.6.5. CONTAMINACIÓN DEL FLUIDO MOTRÍZ.....	113
4.6.6. PRODUCCIÓN DE GAS.....	114
4.6.7. ARENA.....	114
4.6.8. PARAFINA.....	114
4.6.9. CORROSIÓN.....	115
4.7. PROBLEMAS DEL EQUIPO DE FONDO.....	115
4.7.1. PRESIÓN EN EL CASING / LA BOMBA NO SALE DE ASIENTO.....	115
4.7.2. LA BOMBA SE DESASIENTA, PERO NO LLEGA A LA SUPERFICIE.....	116
4.7.3. FALLA DE LA VÁLVULA DE PIE, EL PACKER O EL CASING.....	116
4.7.4. LA BOMBA NO SE DESASIENTA / NO HAY ACUMULACIÓN DEPRESIÓN.....	117
4.7.5. TUBERÍA PERFORADA.....	117
4.7.6. PERDIDA DEL FLUIDO MOTRÍZ.....	118
4.7.7. INCREMENTO EN EL FLUIDO MOTRÍZ.....	118
4.8. PROBLEMAS DEL EQUIPO EN SUPERFICIE.....	119
4.8.1. BOMBA DE SUPERFICIE.....	119
4.8.2. CHEQUEO DE LAS VÁLVULAS.....	119
4.8.3. BAJA PRESIÓN DE INYECCIÓN.....	120

4.8.4. CAÍDA GRADUAL DE LA PRESIÓN DE INYECCIÓN.....	120
4.8.5. DISMINUCIÓN BRUSCA DE LA PRODUCCIÓN.....	121
4.8.6. DISMINUCIÓN GRADUAL DE LA PRODUCCIÓN.....	122
4.8.7. AUMENTO BRUSCO DE LA PRESIÓN DE INYECCIÓN.....	122
4.9.7.1. EL AUMENTO DE PRESIÓN DE INYECCIÓN CON BOMBA OPERANDO, DEBIDO.....	122
4.9.7.2. EL AUMENTO DE PRESIÓN DE INYECCIÓN CON BOMBA SIN OPERAR, DEBIDO.....	123
4.8.8. AUMENTO GRADUAL DE LA PRESIÓN DE INYECCIÓN.....	123
4.9. SEGURIDAD INDUSTRIAL E IMPACTO AMBIENTAL.....	123
4.9.1. IMPACTO AMBIENTAL.....	124
4.9.2. SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	125
4.9.3. IDENTIFICACIÓN DE FUENTES DE CONTAMINACIÓN.....	125
4.9.3.1. AGUA DE FORMACIÓN.....	125
4.9.4 PLAN DE MANEJO AMBIENTAL.....	126
4.9.5.PROGRAMA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL, SALUD OCUPACIONAL.....	127
4.9.6. REGLAMENTO AMBIENTAL.....	128
4.9.7. PLAN DE CONTINGENCIA.....	128

CAPÍTULO V	129
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	129
5.1 CONCLUSIONES.....	129
5.2. RECOMENDACIONES.....	130
BIBLIOGRAFÍA.....	132
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	134

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.	PRINCIPIO DEL BOMBEO HIDRÁULICO.....	10
FIGURA 2.	PORCENTAJE DE APLICACIÓN EN PETROPRODUCCIÓN.....	13
FIGURA 3.	SISTEMA TIPICO DE BOMBEO HIDRÁULICO.....	15
FIGURA 4.	CICLO DE LA BOMBA LIBRE.....	17
FIGURA 5.	DIAGRAMA DE UN SISTEMA CENTRALIZADO.....	23
FIGURA 6.	DIAGRAMA DE UN SISTEMA AUTÓNOMO.....	24
FIGURA 7.	DIAGRAMA DE UN SISTEMA DE FLUIDO MOTRÍZ ABIERTO.....	28
FIGURA 8.	DIAGRAMA DE UN SISTEMA DE FLUIDO MOTRÍZ CERRADO.....	30
FIGURA 9.	EQUIPO DE SUPERFICIE.....	33
FIGURA 10.	FACILIDADES DE PRODUCCIÓN EN PLATAFORMAS MULTIPOZOS.....	34
FIGURA 11.	COMPONENTES DE LAS MTU.....	35
FIGURA 12.	REPRESENTACIÓN DE UN MANIFOLD.....	36
FIGURA 13.	LÍNEAS INDIVIDUALES DE FLUIDO MOTRÍZ DE LOS POZOS.....	38
FIGURA 14.	CABEZAL DE POZO CON VÁLVULA DE CUATRO VÍAS.....	40
FIGURA 15.	CABEZAL DE POZO DE TIPO ÁRBOL DE NAVIDAD.....	41
FIGURA 16.	COMPONENTES DE LA LÍNEA DE ALTA PRESIÓN.....	42
FIGURA 17.	DIAGRAMA PARA SACAR Y DESPLAZAR LA BOMBA HACIA EL POZO.....	43

FIGURA 18.COMONENTES DE LA UNIDAD DE BOMBEO MTU.....	48
FIGURA 19. TANQUE DE PETRÓLEO INCORPORADO BOTA DE GAS.....	49
FIGURA 20. ESQUEMA DE UN EQUIPO DE FONDO.....	50
FIGURA 21. CAVIDAD O CONJUNTO DE FONDO (VHA).....	53
FIGURA 22. TIPOS DE COMPLETACIONES.....	55
FIGURA 23. EMPAQUETADURAS O PACKERS.....	56
FIGURA 24. REPRESENTACIÓN DE TIPOS DE CAMISAS.....	59
FIGURA 25. REPRESENTACIÓN DE STANDING VALVE.....	61
FIGURA 26.REPRESENTACIÓN DE BOMBA JET DIRECTA.....	65
FIGURA 27.REPRESENTACIÓN DE BOMBA JET REVERSA.....	67
FIGURA 28. UBICACIÓN DE POZOS OPERADOS EN EL CAMPO SACHA.....	72
FIGURA 29. PRINCIPIO DE VENTURI.....	80
FIGURA 30.EFICIENCIA DE LA BOMBA JET.....	83
FIGURA 31: REPORTE DEL IPR A PROFUNDIDAD DE LA BOMBA.....	102
FIGURA 32: REPORTE DEL IPR A PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO.....	103
FIGURA 33: REPORTE DEL ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW.....	104
FIGURA 34: REGISTRO DE SELECCIÓN DE LA BOMBA JET CLAW.....	105
FIGURA 35: REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW.....	106
FIGURA 36.COMPLETACIÓN CON BOMBA HIDRÁULICA TIPOJET.....	107

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. COMPARACIÓN TÉCNICA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	13
TABLA 2. CAMBIO DE BOMBAS HIDRÁULICAS.....	77
TABLA 3. PRODUCCIÓN CON BOMBEO HIDRÁULICO.....	78
TABLA 4. NOMENCLATURA DE BOMBA JET CLAW®.....	84
TABLA 5. DATOS MECÁNICOS AL POZO SELECCIONADO.....	87
TABLA 6. DATOS DE RESERVORIO APLICADO AL POZO SELECCIONADO.....	87
TABLA 7. DATOS PARA LA APLICACIÓN DE DISEÑO AL POZO SACHA – 99.....	88
TABLA 8. PORCENTAJES DE POROSIDAD.....	89
TABLA 9. RANGOS DE PERMEABILIDAD.....	90

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1. PRODUCCIÓN TOTAL DEL ÁREA SACHA.....	140
ANEXO 2. PRODUCCIÓN ÁREA SACHA 2008.....	141
ANEXO 3. DISEÑO DE BOMBA JET CLAW	142
ANEXO 4. MEDIDAS DE STANDING VALVE.....	143
ANEXO 5. MEDIDAS DE CAMISAS.....	143
ANEXO 6. COMPROBACIÓN DE CAMISAS.....	144
ANEXO 7. ANALISIS COMPARATIVO DE LA BOMBA JET CONVENCIONAL CON LA BOMBA JET REVERSA.....	145
ANEXO 8. PRINCIPALES DIVISIONES DE LOS TIEMPOS GEOLÓGICOS.....	146
ANEXO 9. JET PUM NOZZLE AND THROAT SIZES.....	147
ANEXO 10.TAMAÑOS NOMINALES.....	147
ANEXO 11. SECUENCIA DE ARMADO DE LA BOMBA REVERSA.....	148
ANEXO 12.SECUENCIA DE ARMADO DE LA BOMBA CONVENCIONAL.....	149
ANEXO 13. CALCULO DE LA P.W.F. Y SELECCIÓN DE LA BOMBA JET.....	150
ANEXO 14. SELECCIÓN DE NOZZLE Y THROATH.....	151
ANEXO 15. CUENCA ORIENTE ECUADOR.....	152

RESUMEN

En general, cuando hablamos de la explotación y producción de pozos de petróleo que se encuentran a profundidades mayores de 8.000 pies y con una configuración desviada, decimos que son pozos difíciles de producir por medio de los métodos de levantamiento artificial convencionales.

Problemas como éstos son los que hacen que dichas instalaciones no trabajen de manera eficiente, reflejándose así de inmediato en las bajas de eficiencia del sistema. Sin embargo existe un tipo de levantamiento que ha trabajado durante mucho tiempo con este tipo de pozos de una manera aceptable y es el bombeo hidráulico tipo pistón, con producciones en pozos de hasta 15.000 pies de profundidad.

Desde 1970 dispone del método de levantamiento conocido como bombeo hidráulico tipo Jet, por ser uno de los sistemas más efectivos por su diseño simple, por la ausencia de partes móviles, por su pequeño tamaño, y por la habilidad de manejar fluidos complejos (crudos pesados, con contenido de arena, etc.) , y además de presentar muy pocas limitaciones, su acción de bombeo se desempeña mediante la transferencia de un fluido motriz y con el fluido del pozo que se produce al mezclarse estos pasan a través de la unidad de subsuelo. Cabe señalar que siempre tiene un sistema de fluido motriz abierto, en las bombas hidráulicas tipo jet.

Estas bombas jet tienen una solidez en el desempeño de trabajo, lo que hace que se adapten a cualquier completación de fondo de pozo, frecuentemente se pueden obtener tasas de producción más altas que con las bombas de pistón, estas bombas jet no son aplicables para todos los pozos, ya que necesitan presiones de succión relativamente altas para evitar la cavitación y no requieren altas potencias.

SUMMARY

In general, when we talk about the exploitation and production of oil wells that are deeper than 8,000 feet and a deflected configuration, we say that wells are difficult to produce by means of conventional artificial lift methods.

Problems like these are what make these facilities do not work efficiency, and immediately reflected in the low efficiency of the system. However, there is one kind of uprising that has long worked with such wells in an acceptable manner and is the piston type hydraulic pump, with production in wells up to 15,000 feet deep.

From 1970 has the lift method known as hydraulic type jet, as one the most effective for its simple design, by the absence of moving parts, small size, and for the ability to handle complex fluids (heavy crude with sand content, water etc.), and also to present very few limitations, its pumping action plays by transferring moving fluid and well fluid is produced by mixing these pass through the unit underground. Note that always has a moving fluid system open, hydraulic jet pumps.

These jet pumps have a strength in the job performance, making it suited to any downhole completion, they often can get production rates higher than with piston pumps,

these jet pumps are not applicable to all wells, because they require relatively high suction pressure to prevent cavitation and do not require high power.

CAPÍTULO I

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

El método de bombeo hidráulico dentro de la industria petrolera fue aplicado en la época de Drake, fue descubierto el petróleo en Pensilvania, siendo así uno de los sistemas más utilizados en el levantamiento artificial para levantar los fluidos desde el subsuelo hasta la superficie.

Cuando hablamos de la explotación y producción de pozos de petróleo que se encuentran a profundidades mayores de 8.000 pies, son pozos difíciles de producir por los métodos de levantamiento artificial convencionales. Los métodos de bombeo mecánico presentan problemas en la sarta de cabillas cuando se trata de pozos desviados, el bombeo electrosumergible es muy sensible a las altas temperaturas, y además tiene el grave problema de la instalación del cable para pozos muy profundos lo que representa una limitación significativa para este método. Los sistemas de levantamiento por gas (LAG) , necesitan de una cantidad de gas disponible considerable tomando en cuenta también que la compresión a alta presión es relativamente costosa, por lo que hacen que no trabajen de manera óptima, reflejándose pérdidas de eficiencia del sistema. Con este tipo de pozos existe un tipo de levantamiento que ha trabajado durante mucho tiempo de una manera

aceptable que es el bombeo hidráulico tipo pistón, con producciones en pozos de hasta 15.000 pies de profundidad.

El método de levantamiento artificial conocido como bombeo hidráulico tipo JetClaw, es uno de los sistemas más efectivos por su diseño simple, por la ausencia de partes móviles, por su pequeño tamaño, por manejar fluidos complejos (crudos pesados, con contenido de arena, etc.), producir grandes caudales desde mayores profundidades (comparando con los otros tipos de levantamiento), y además de presentar muy pocas limitaciones.

El principio fundamental aplicado al bombeo hidráulico en el subsuelo es la “**LEY DE PASCAL**”, la cual explica: La presión que ejerce sobre el fluido transmite a todas las superficies del mismo con igual intensidad.

En base a este principio y para obtener el petróleo a superficie, podemos decir que consiste en transmitir presión desde una estación centralizada en superficie a través de una tubería de alta presión llena de fluido (petróleo, agua, o una mezcla) hasta cualquier número de pozos dentro del campo.

Cabe resaltar que el petróleo no se encuentra distribuido de manera uniforme en el subsuelo hay que tener presencia de tres condiciones básicas para que este se acumule:

Presencia de una roca permeable de forma tal que el petróleo bajo presión pueda moverse a través de los poros de la roca.

- ❖ Debe estar limitado por una roca impermeable, para que evite que el petróleo y el gas fuge hacia la superficie.

- ❖ El yacimiento debe comportarse en forma de una trampa, de roca permeable limitada por rocas impermeables.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El bombeo hidráulico es un método artificial para levantar los fluidos desde el subsuelo hasta la superficie. Fue usada en 1875 por Faucett para producir petróleo, tuvo complicaciones, necesitaba de un pozo de un diámetro muy grande para un eficiente trabajo, por su complejo desempeño no tuvo una aplicación comercial, también había sido diseñada para manejar agua.

La primera Instalación de Bombeo Hidráulico fue realizada en 1932 por Coberly en Inglewood, California. Desde entonces ha sido utilizado hasta nuestros días. Con la evolución que ha tenido la tecnología en los últimos años en todo el mundo, el bombeo hidráulico ha ido mejorando su eficiencia operacional llegando alcanzar grandes resultados.

El método de levantamiento artificial comprende de dos tipos: Jet y Pistón mediante la inyección de un fluido motriz presurizado. También podemos mencionar en los dos tipos que varía solamente la bomba de subsuelo.

En la actualidad el bombeo hidráulico tipo jet compite fuertemente en el mercado internacional con otros tipos de levantamiento artificial, ya sea en evaluaciones de pozo y en producciones de pozos, teniendo buenos resultados.

1.2. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Optimización del funcionamiento del bombeo Hidráulico Tipo Jet en pruebas de producción al pozo Sacha 99.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ❖ De acuerdo a la ubicación del pozo sachá 99 analizar el tipo de bomba recomendado, en base a un estudio minucioso del pozo.
- ❖ Determinar los procedimientos para el mantenimiento oportuno de la Bomba Hidráulica Tipo Jet para su alto rendimiento.
- ❖ Conocer cómo están constituidas las partes que comprende a la Bomba Hidráulica Tipo Jet.
- ❖ Definir un funcionamiento satisfactorio para el manejo operacional de este sistema, relacionando con los inconvenientes que exista en campos remotos donde escasea la infraestructura disponible.

1.3. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

Una vez que el pozo se encuentra perforado, se realizan los respectivos registros eléctricos, y en base a las pruebas de producción se realizará el diseño de la completación de fondo.

Una de las ventajas del método de Bombeo hidráulico Tipo Jet es que no presentan limitaciones de profundidad o temperatura ya que esta bomba puede ser instalada en completaciones de fondo simples o dobles, dependiendo de la tasa de producción.

El método de bombeo hidráulico con Bomba Jet nos presenta grandes ahorros tanto en lo económico como en lo operacional, por ello se dice que este método es considerado apto para campos remotos. Por tal razón se hará una minuciosa investigación para su aplicación tanto en pruebas de producción de pozos, demostrando así su óptimo desempeño en el campo operacional.

1.4 IDEA A DEFENDER

Analizar la importancia del funcionamiento y de la Bomba Jet para pruebas de producción y optimización en el pozo SAC-99, determinando que tipo de geometría es la más óptima, para obtener mayores volúmenes de recuperación.

1.5 ASPECTO METODOLÓGICO

1.5.1 METODOLOGÍA, FUENTES Y TÉCNICAS A UTILIZAR

Este estudio posee un diseño bibliográfico investigativo, en las que se utilizaran métodos de investigación como:

- ❖ Método general
 - ✓ Método Inductivo

- ✓ Método Deductivo
- ❖ Método específico
 - ✓ Bibliográfico
- ❖ Modalidad
 - ✓ Descriptiva
 - ✓ Exploratoria
- ❖ Técnica
 - ✓ Observación de Campo
 - ✓ Funcionamiento del Equipo
 - ✓ Bibliográfica
- ❖ Instrumentos
 - ✓ Manuales
 - ✓ Folletos
 - ✓ Revistas
 - ✓ Libros
 - ✓ Internet

Las técnicas de investigación que utilizamos para el desarrollo de la tesis son:

- ❖ **Capacitación:** aprovecharemos de los conocimientos y las experiencias vividas para un mejor entendimiento, despejando cualquier duda o inquietud.

- ❖ **Aprendizaje:**aprovechamiento de personas que tienen experiencia y están capacitadas para dar mantenimiento, trabajos en talleres, y en el campo para un mejor aprendizaje.

- ❖ **Revisión De Literatura:** Se acudió al apoyo y al respaldo que nos brindan, aunque es un poco escasa, pero valiosa literatura petrolera que actualmente ofrecen bibliotecas (Universidades), así como a información de revistas lo más actualizada posible.

La Difusión de resultados será difundido al público tanto oral como escrito para el apoyo como material investigativo de personas interesadas en el tema, dando a conocer los requisitos y los pasos a seguir para un mejor entendimiento.

CAPÍTULO II

CAPÍTULO II

2. DESCRIPCIÓN DEL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

El bombeo hidráulico tipo Jet, es uno de los sistemas más efectivos por su diseño simple, por la ausencia de partes móviles, por su pequeño tamaño, y por manejar fluidos complejos, producir grandes caudales desde mayores profundidades.

2.1. INTRODUCCIÓN

Cuando hablamos de la explotación y producción de pozos de petróleo que se encuentran a profundidades mayores de 8.000 pies, son pozos difíciles de producir por los métodos de levantamiento artificial convencionales, por lo que hacen que no trabajen de manera óptima, reflejándose pérdidas de eficiencia del sistema. Con este tipo de pozos existe un tipo de levantamiento que ha trabajado durante mucho tiempo de una manera aceptable que es el bombeo hidráulico, con producciones en pozos de hasta 15.000 pies de profundidad.

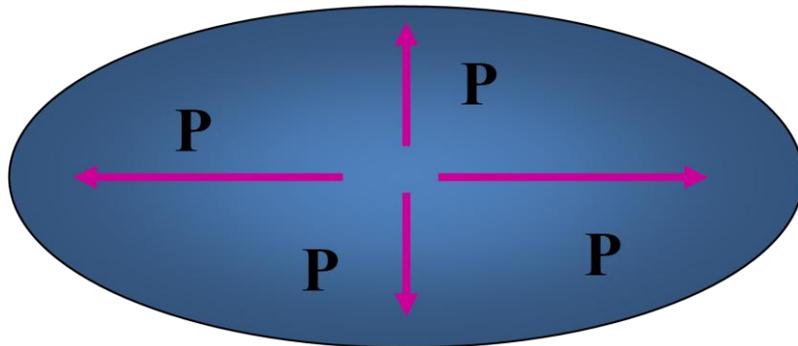
El método de levantamiento conocido como bombeo hidráulico tipo Jet, es uno de los sistemas más efectivos por su diseño simple, por la ausencia de partes móviles, por su pequeño tamaño, y por manejar fluidos complejos (crudos pesados, con contenido de arena,

etc.), producir grandes caudales desde mayores profundidades (comparando con los otros tipos de levantamiento), y además de presentar muy pocas limitaciones¹.

El principio fundamental aplicado al bombeo hidráulico en el subsuelo es la “**LEY DE PASCAL**”, la cual explica: La presión que ejerce sobre el fluido transmite a todas las superficies del mismo con igual intensidad².

En base a este principio, para obtener el petróleo, hay que transmitir presión desde una estación centralizada en superficie a través de una tubería de alta presión llena de fluido (petróleo, agua, o una mezcla) hasta cualquier número de pozos dentro del campo.²

FIGURA 1: PRINCIPIO DEL BOMBEO HIDRÁULICO



ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: RIVERA CARLOS (2001)

¹ SERTECPET, manual de operaciones

² INTRODUCCIÓN AL BOMBEO HIDRÁULICO. M. Wilson Kobe, INC

Fig. 1 RIVERA, Carlos (2001), “Selección Y Funcionamiento Del Sistema De Bombeo Hidráulico Con Bomba Jet Reversa Para Prueba De Pozos En El Bloque 27.” TESIS

2.2 TRABAJOS DE EVALUACIÓN

Es cuando un pozo es recién perforado o en pozos en producción, y que por primera vez se va a evaluar las arenas, conociendo las presiones de los yacimientos y el comportamiento de las fases petróleo, agua y gas.

2.2.1 TRABAJOS CON TORRE

Este sistema se emplea cuando un pozo es recién perforado, cuando por primera vez se va a evaluar las arenas, no se conoce las presiones de yacimiento, el comportamiento del pozo en sus tres fases petróleo, agua y gas.

El trabajo de reacondicionamiento (Workover), cumple con el objetivo de rehabilitar y mejorar las formaciones productoras después de que éstas han dejado de producir o su producción es escasa, bloquean su alto contenido de agua y/o gas¹.

2.2.2 TRABAJOS SIN TORRE

Estos trabajos se realizan generalmente en pozos en producción, cuando las completaciones de fondo facilitan realizar trabajos sin torre de reacondicionamiento como: estimulaciones, cambios de zonas productoras, limpiezas de tuberías,

evaluaciones de pozos con sistema de fluido motriz centralizado o con el caso del camión bomba.¹

2.3. BOMBEO HIDRÁULICO

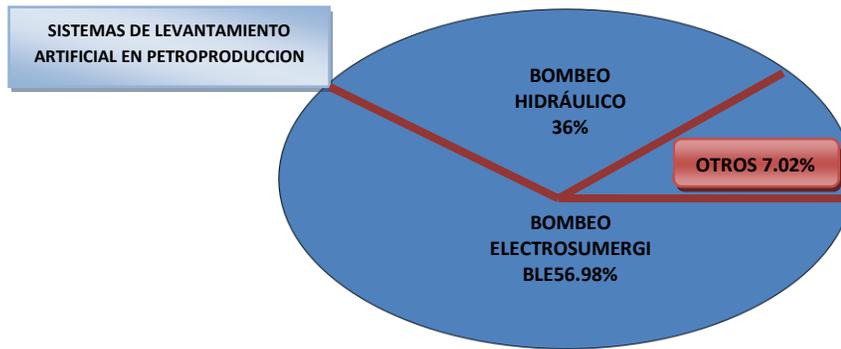
Es un tipo especial de bombas de subsuelo hidráulica, no emplea partes móviles, su principio de funcionamiento se basa en la transferencia de energía entre el fluido de inyección y fluido producido, cuando el fluido inyectado atraviesa el nozzle en el fondo del pozo, se produce la transformación de energía potencial en energía cinética (principio de venturi) lo que finalmente causa la producción del fluido del pozo.

2.3.1 HISTORIA DEL BOMBEO HIDRÁULICO

El sistema de levantamiento artificial se remonta a la época de los Egipcios donde ellos utilizaban un sistema de balancín y varillas para bombear agua.

Dentro de la industria petrolera el petróleo fue descubierto en la época de Drake en Pensilvania.³

FIGURA 2: PORCENTAJE DE APLICACIÓN EN PETROPRODUCCIÓN



ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 1: COMPARACIÓN TÉCNICA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

DESCRIPCIÓN	BOMBEOMECANICO	BOMBEOELECTRICOSUMERGIBLE	BOMBEOHIDRÁULICO
LONGITUD DE TUBERÍA	+/- 6000 ft hasta 10000 ft	> 10000 ft	> 10000 ft
BOMBA DE FONDO CON PARTES MÓVILES	SI	NO	NO
DESGASTE MECANICO DELAS BOMBAS DE FONDO	SI	SI	NO
TIEMPO DE VIDA DELEQUIPO DE FONDO	+/- 1 AÑO	+/- 2 AÑOS	+/- 1 AÑO
FRECUENCIA DEL REEMPLAZO DE TUBERIA	1 AÑO	4@5 AÑOS	8@10 AÑOS
LÍNEA DE FLUIDO MOTRIZ	NO	NO	SI
COMPLETACION CASINGPACKER	NO	NO	SI
TANQUE DE FLUIDO MOTRIZ	NO	NO	SI
SISTEMA DE LIMPIEZA DELFLUIDO MOTRIZ	NO	NO	SI
METODO DE CORRIDA DELA BOMBA	RIG	RIG	HIDRAULICO
GOR-SCF/BL	VENTILACION DE GAS	< 2000	< 3000

ÁLVARO MORILLO T.

ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

¹ PETROECUADOR, operaciones en superficie

Con el pasar del tiempo la explotación del petróleo se ha demostrado que existen otros yacimientos a profundidades mayores, por la que se ha ido tecnificando y perfeccionando los diferentes diseños de equipos de subsuelo y de superficie.

2.3.2 DEFINICIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO

El principio fundamental aplicado para bombeo hidráulico en subsuelo es la “Ley de Pascal”, la misma que fue enunciada por primera vez por Blas Pascal en el año 1653. La Ley de Pascal explica que: “La presión aplicada sobre cualquier punto de un líquido contenido se transmite, con igual intensidad, a cada porción del fluido y las paredes del recipiente que lo contiene”².

La aplicación de este principio permite transmitir presión desde un lugar centralizado o individual en la superficie a través de una tubería llena de líquido, hasta cualquier número de pozos petroleros. El líquido a presión en estas líneas de fluido motriz se dirige hacia una tubería pozo abajo, haciendo funcionar la bomba hidráulica jet mecánicamente acoplada a una camisa⁴.

² INTRODUCCIÓN AL BOMBEO HIDRÁULICO. M. Wilson Kobe, INC

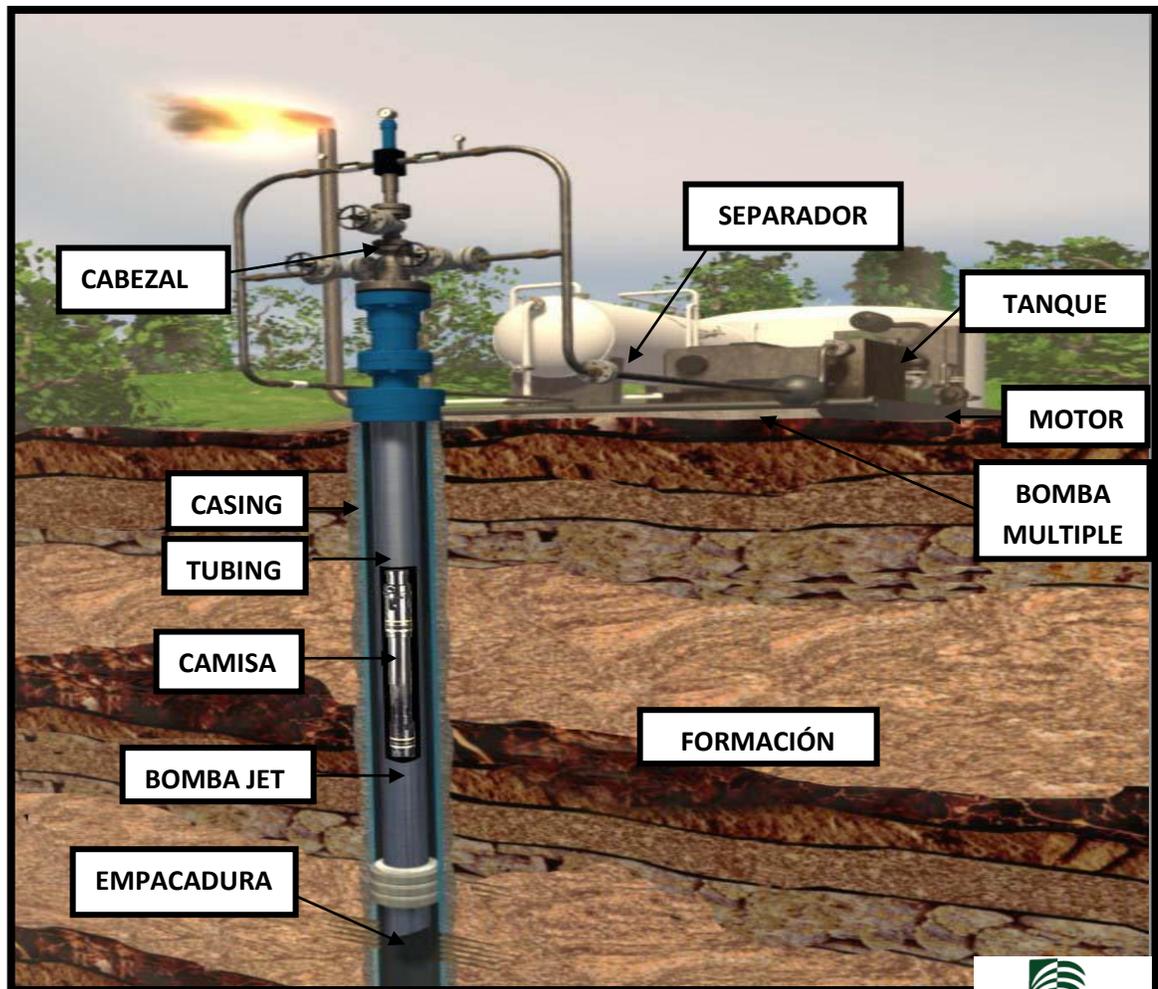
⁴RIVERA, Carlos (2001), “Selección Y Funcionamiento Del Sistema De Bombeo Hidráulico Con Bomba Jet Reversa Para Prueba De Pozos En El Bloque 27” Tesis

Fig. 2, PETROPRODUCCIÓN. “Departamento De Producción”

Tabla, 1. PETROPRODUCCIÓN. “Departamento De Producción”

En la figura se ilustra esquemáticamente los componentes en superficie y en el subsuelo de un sistema típico de bombeo hidráulico.

FIGURA 3: SISTEMA TIPICO DE BOMBEO HIDRÁULICO



ÁLVARO MORILLO T.

ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: SERTECPET MANUAL DE OPERACIONES

¹ PETROECUADOR, operaciones en superficie

Fig. 3 SERTECPET, manual de operación

En el sistema de bombeo hidráulico se utiliza bombas libres y bombas fijas, en la que se utiliza más el sistema libre por ser más económico debido a que eliminan los costos de extracción de la bomba, esta bomba se desplaza dentro de la sarta de tubería del fluido motriz hidráulicamente¹.

2.3.3 INSTALACIÓN DE BOMBA LIBRE

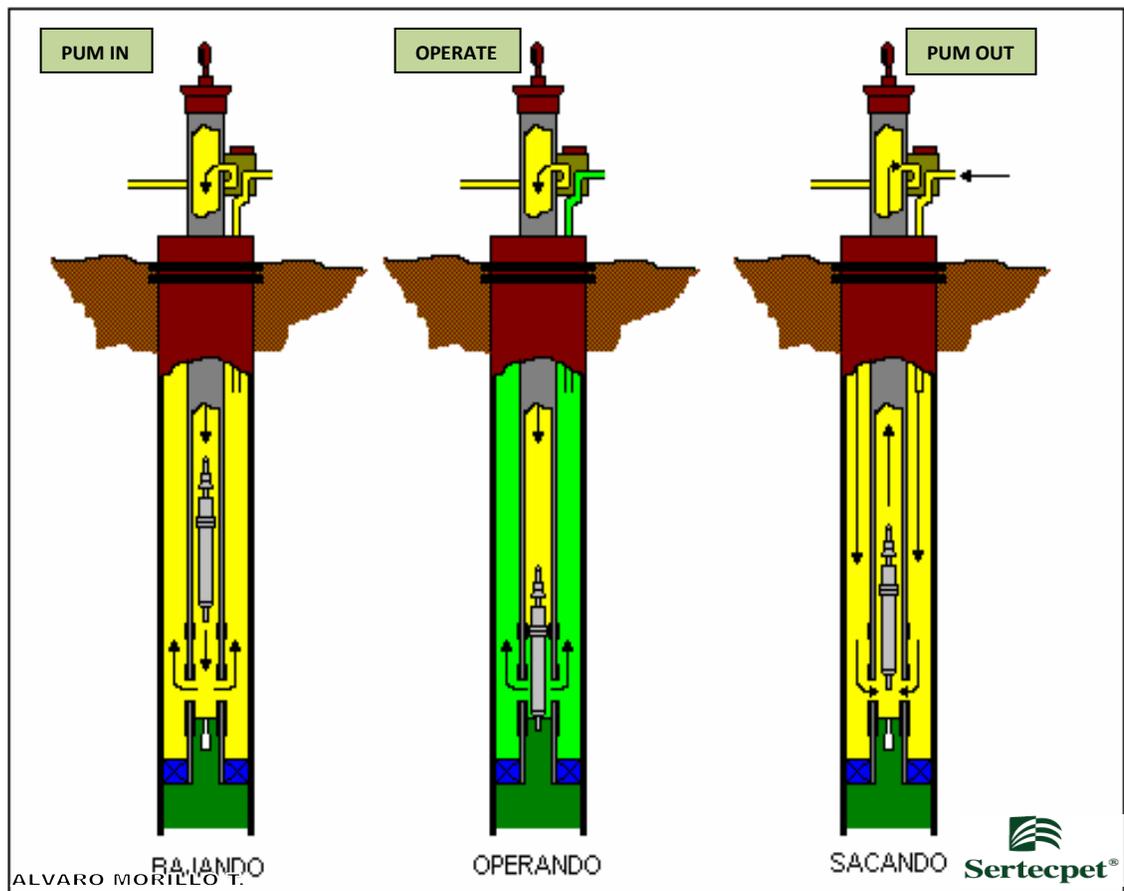
La disponibilidad de estas bombas es un gran avance para el bombeo hidráulico. Estas instalaciones permiten que la bomba circule hacia el fondo y retorne hasta la superficie para repararla o bien para cambiar su tamaño. Estos ensamblajes consisten en la combinación de anclaje, zapata y uno o más sellos que se utilizan para recibir y anclar la bomba. Los sellos que aquí se utilizan son sólidos y resistentes a la corrosión para garantizar una mayor vida útil.

La operación de este tipo de bomba se realiza colocando primero el sello en el fondo del pozo, luego se coloca la válvula fija, por debajo de la bomba en la zapata de anclaje. Durante la operación de bombeo esta válvula permanece abierta para ayudar a que los fluidos del pozo lleguen a la succión de la bomba. Para sacar la bomba del fondo del pozo simplemente se hace circular el fluido de potencia en sentido contrario y él mismo se encarga de cerrar la válvula fija para así levantar la bomba hasta la superficie.

³Kobe INC, Introducción al Bombeo Hidráulico

La principal ventaja de este tipo de instalación es que se reduce significativamente en tiempo de cierre del sistema de producción cada vez que se requiere cambiar o reparar la bomba de fondo.

FIGURA 4: CICLO DE LA BOMBA LIBRE



ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.
FUENTE: SERTECPET MANUAL DE OPERACIONES

Fig. 4 SERTECPET, manual de operación

2.3.3.1 VENTAJAS DE LA BOMBA LIBRE

La bomba libre es una ventaja clave de la hidráulica; Permite que la bomba sea circulada dentro del pozo para ser asentada o circulada fuera de él para ser sacada por reparación, cambio de bomba por otra, o por mantenimiento.

- ❖ Toma entre ½ hora y 1 hora sacar la bomba del pozo, siempre que no se presenten complicaciones, entonces se tardaría más tiempo.
- ❖ Permite fácilmente acceder al pozo para intervenirlo
- ❖ Minimiza el tiempo de cierre del pozo
- ❖ Requiere una cavidad al fondo en la sarta de TPE, esta cavidad permanece en su lugar mientras las bombas son circuladas hacia dentro o hacia afuera
- ❖ Este dispositivo es resistente a la corrosión y tiene superficies que hacen sello con la bomba

¹ SERTECPET, manual de operaciones

2.3.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS SOBRE EL BOMBEO HIDRÁULICO

Existen dos tipos de ventajas y desventajas sobre el bombeo hidráulico, en las cuales detallamos a continuación.

2.3.4.1 VENTAJAS DEL BOMBEO HIDRÁULICO

- ❖ Con el sistema de levantamiento artificial hidráulico se puede producir grandes caudales desde mayores profundidades, esto es con relación a las bombas de varillas, gas lift, o una bomba electro sumergible.
- ❖ Mediante el sistema de levantamiento hidráulico se puede dar gran flexibilidad para adaptarse a los cambios de caudales de producción.
- ❖ Salvo casos extremos las bombas hidráulicas para su cambio no requieren de torre de reacondicionamiento.
- ❖ Las bombas Pistón tienen mejores eficiencias a grandes profundidades que una bomba de varillas porque no existe el problema del estiramiento de la sarta.
- ❖ Todas las bombas hidráulicas pueden accionarse desde una sola fuente de fluido motriz.
- ❖ Las bombas jet manejan con facilidad grandes relaciones de gas y petróleo.

¹ SERTECPET, manual de operaciones

- ❖ Dentro de las bombas hidráulicas son las bombas jet las que menor mantenimiento requieren por su reducido número de partes, además estos equipos se los puede reparar en la locación.
- ❖ Con las bombas jet se puede producir altos volúmenes y además pueden manejar sólidos dentro de su producción.

2.3.4.2 DESVENTAJAS DEL BOMBEO HIDRÁULICO

- ❖ El complejo diseño de las bombas pistón hace que la operación de trabajo sea la adecuada y el asesoramiento técnico constante para optimizar la durabilidad (tiempo de vida) de los equipos de subsuelo.
- ❖ La reparación de las bombas pistón se las tiene que realizar en un taller adecuado con los aparatos de control y calibración exactos para chequear las tolerancias de cada una de sus partes.
- ❖ Como se trabaja con presiones de operación altas hace que el trabajo se lo realice con gran meticulosidad ya que una mala operación puede acarrear problemas con consecuencias graves.
- ❖ Para una eficiente operación de las bombas hidráulicas se requiere que el fluido motriz sea limpio.

¹ SERTECPET, manual de operaciones

- ❖ Cuando los pozos producen con una bomba jet, si el BSW es alto tendremos mayor consumo de químicos (demulsificante), las unidades de fluido motriz trabajarán a mayores revoluciones por minuto por lo tanto se consumirá mayor cantidad de combustible.

¹ SERTECPET, manual de operaciones

2.3.5 ACONDICIONAMIENTO PARA EL FLUIDO MOTRÍZ EN SUPERFICIE

La función de un sistema que acondiciona el fluido motriz en la superficie es proporcionar un volumen constante y adecuado de un fluido motriz idóneo para operar las bombas en el subsuelo.

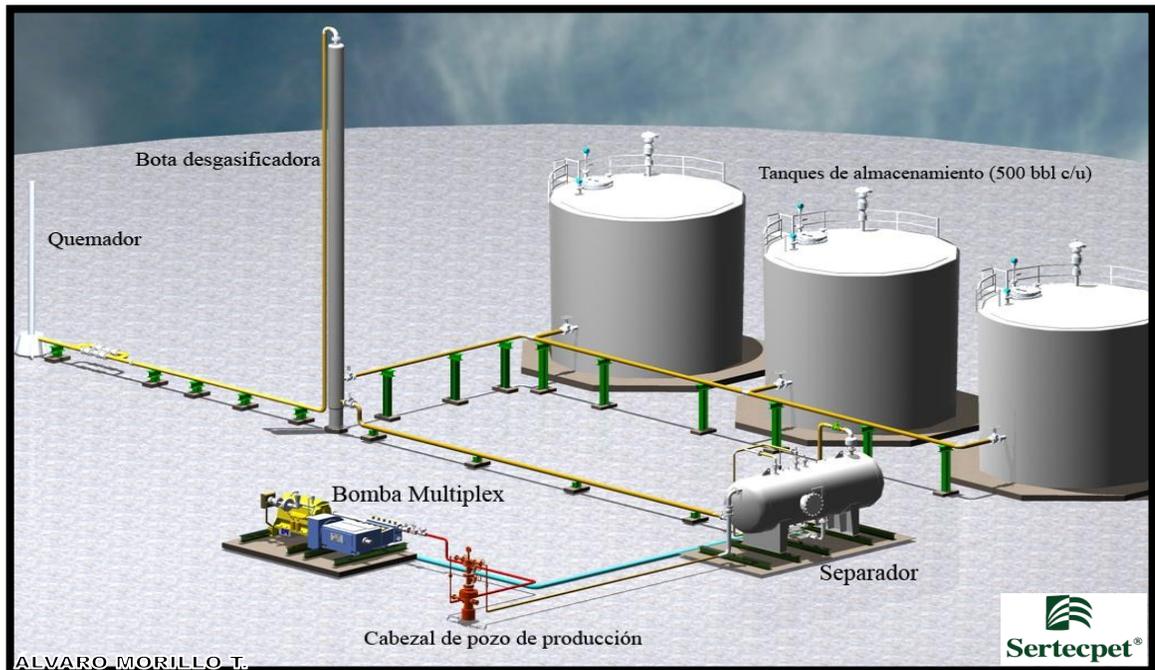
El éxito y la economía en la operación de cualquier instalación de fluido para el bombeo hidráulico depende en gran medida, de la eficacia del sistema de acondicionamiento en superficie, al suministrar un fluido motriz limpio para el sistema de bombeo en superficie y dentro del pozo.

La presencia de gas, sólidos o materiales abrasivos en el fluido motriz afectará gravemente la operación y la vida útil de la bomba en el subsuelo y de la unidad de superficie. Por eso, el objetivo primordial al acondicionar el petróleo crudo o el agua para utilizarlos como fluido motriz es librarlo al máximo de gases y sólidos. El sistema que acondiciona el fluido motriz realmente incluye todos los equipos relacionados con el procesamiento y tratamiento de dicho fluido².

Detallaremos los dos tipos de sistemas para acondicionar el fluido motriz para las instalaciones de bombeo hidráulico que son: El sistema de fluido motriz centralizado, y el sistema autónomo de acondicionamiento en la locación.

² INTRODUCCIÓN AL BOMBEO HIDRÁULICO. M. Wilson Kobe, INC

FIGURA 5: DIAGRAMA DE UN SISTEMA CENTRALIZADO



ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.
FUENTE: SERTECPET MANUAL DE OPERACIONES

2.3.5.1 PRINCIPALES COMPONENTES DEL SISTEMA CENTRALIZADO

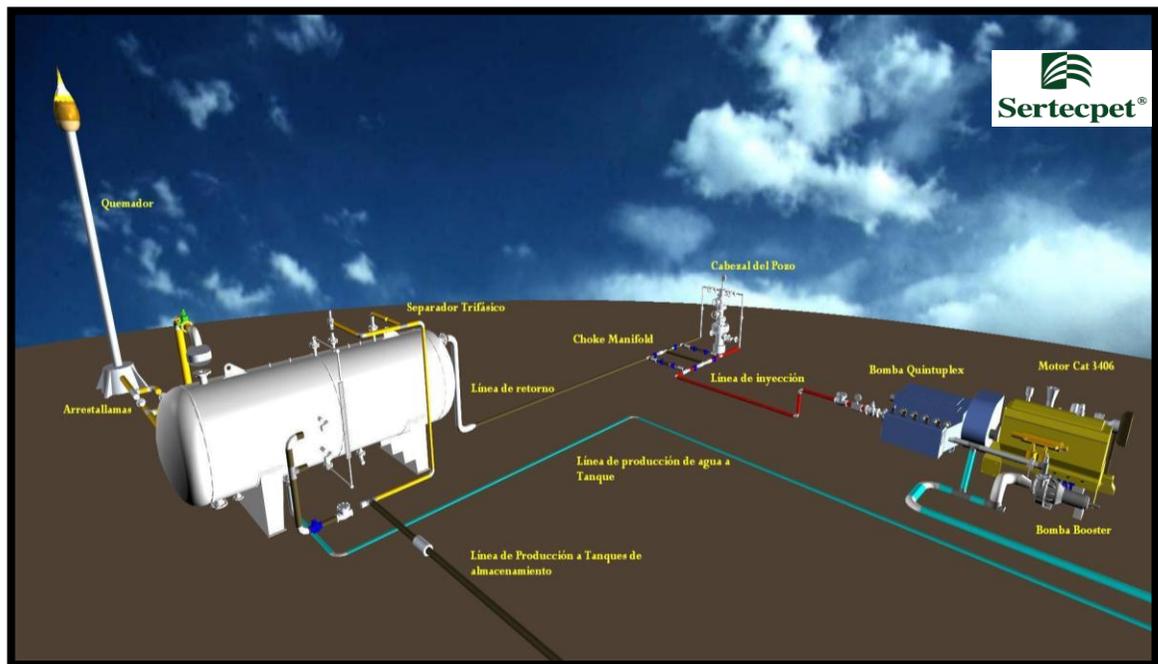
En el sistema centralizado de fluido motriz, los componentes son:

- ❖ Separadores
- ❖ Tanques de lavado y almacenamiento de la estación
- ❖ Bombas multiplex de superficie

Fig. 5 SERTECPET, manual de operaciones

- ❖ Válvulas de control
- ❖ Medidores de presión y caudal
- ❖ Reguladores de presión y caudal
- ❖ Líneas de alta y baja presión
- ❖ Cabezal del pozo

FIGURA 6: DIAGRAMA DE UN SISTEMA AUTÓNOMO



ÁLVARO MORILLO T.

ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.
FUENTE: SERTECPET MANUAL DE OPERACIONES

Fig. 6 SERTECPET, manual de operaciones

2.3.5.2 PRINCIPALES COMPONENTES DEL SISTEMA AUTÓNOMO

Los principales componentes del sistema autónomo son:

- ❖ Módulo separador horizontal y vertical
- ❖ Bomba multiplex con motor incorporado
- ❖ Válvulas de control
- ❖ Reguladores de presión y caudal
- ❖ Una ó dos centrífugas ciclónicas (desarenadores)
- ❖ Líneas de alta y baja presión
- ❖ Cabezal de pozo

2.3.6 SISTEMAS DE FONDO PARA OPERACIÓN DEL FLUIDO MOTRÍZ

Existen básicamente dos sistemas de operación del fluido motriz dentro del bombeo hidráulico: siendo el sistema de fluido motriz abierto y el sistema de fluido motriz cerrado

2.3.6.1 SISTEMA DE FLUIDO MOTRÍZ ABIERTO (OPF)

Un sistema de fluido motriz abierto (OPEN POWER FLUID) solo requiere de dos conductos de fluido en el pozo; el primero parralevar el fluido motriz hacia la unidad de producción a la parte motora de la bomba, el segundo contiene el fluido motriz que accionó

a la bomba más el fluido producido por el pozo en su retorno a superficie (llamado espacio anular)⁵.

Este sistema es el más sencillo y económico, por tal razón es el más utilizado en el distrito. Además porque permite inyectar aditivos químicos al fondo del pozo, los mismos que nos ayudarán a extender la vida útil del equipo de subsuelo.

Si los fluidos producidos tienden a formar emulsiones dentro del pozo, pueden añadirse anti-emulsionantes al fluido motriz, este fluido al agregarse actúa como diluyente.

Como lo expresa PETROECUADOR en su manual de operaciones en superficie, dice “Cuando se levanten fluidos producidos que sean altamente corrosivos, el fluido motriz limpio reduce su concentración a un 50%”¹. Cuando se obtiene un petróleo altamente viscoso, este fluido motriz inyectado puede reducir dicha viscosidad cuando estos dos se mezclan y retornan a la superficie, asíndolo más factible levantar el crudo pesado.

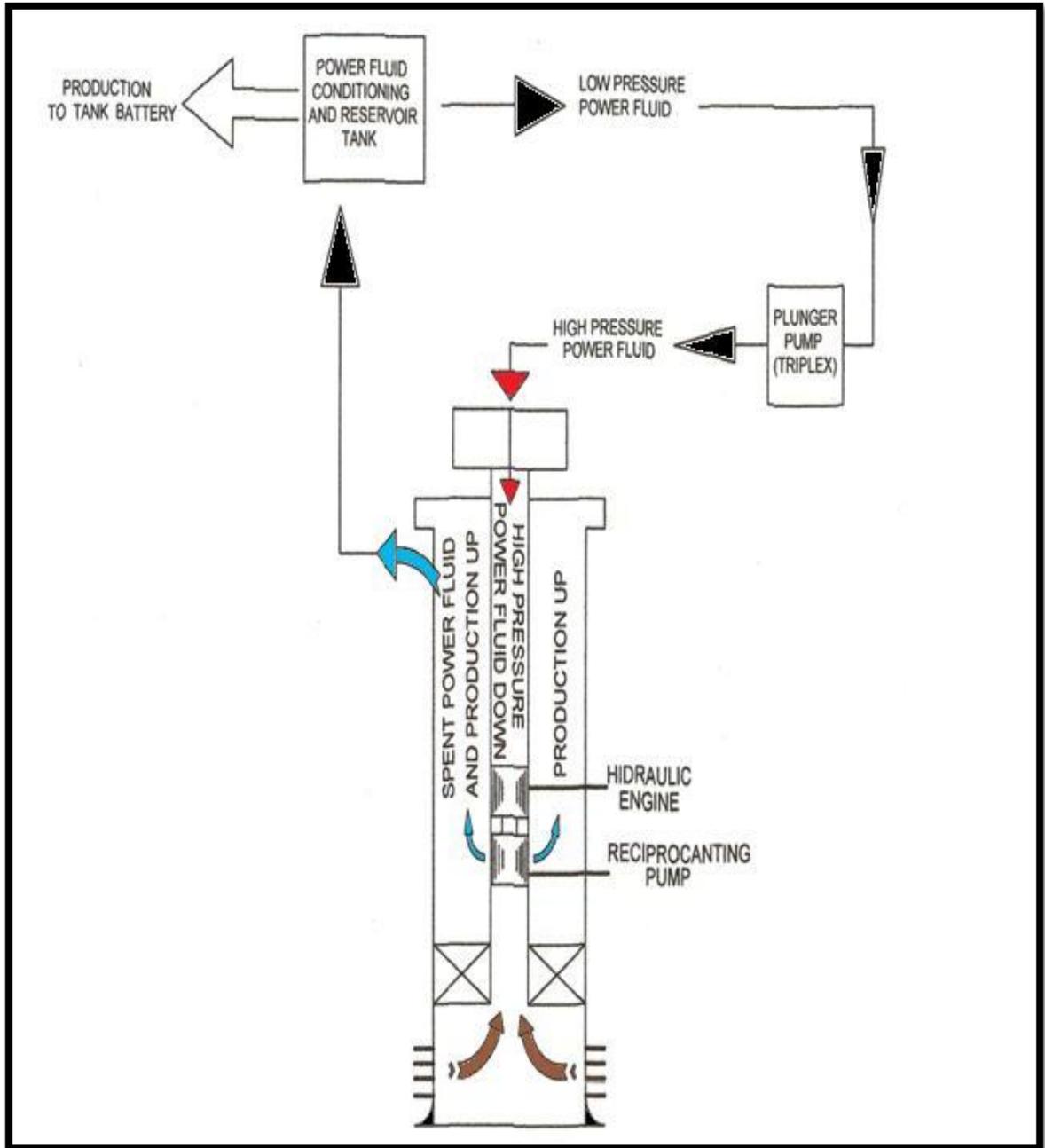
⁵ DRESSER IOL TOOLS, manual de operación de bombeo hidráulico

¹ PETROECUADOR, operaciones en superficie

Al producir fluidos con alto contenido de parafina, el sistema OPEN POWER FLUID, permite circular fluidos calentados o con agentes disolventes dentro de las líneas de fluido motriz, para eliminar la acumulación de cera que pueda reducir la producción del pozo.

⁵ DRESSER IOL TOOLS, manual de operación de bombeo hidráulico

FIGURA 7: DIAGRAMA DE UN SISTEMA DE FLUIDO MOTRÍZ ABIERTO



ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: DRESSER OIL TOOLS

Fig.7 DRESSER IOL TOOLS, manual de operación de bombeo hidráulico

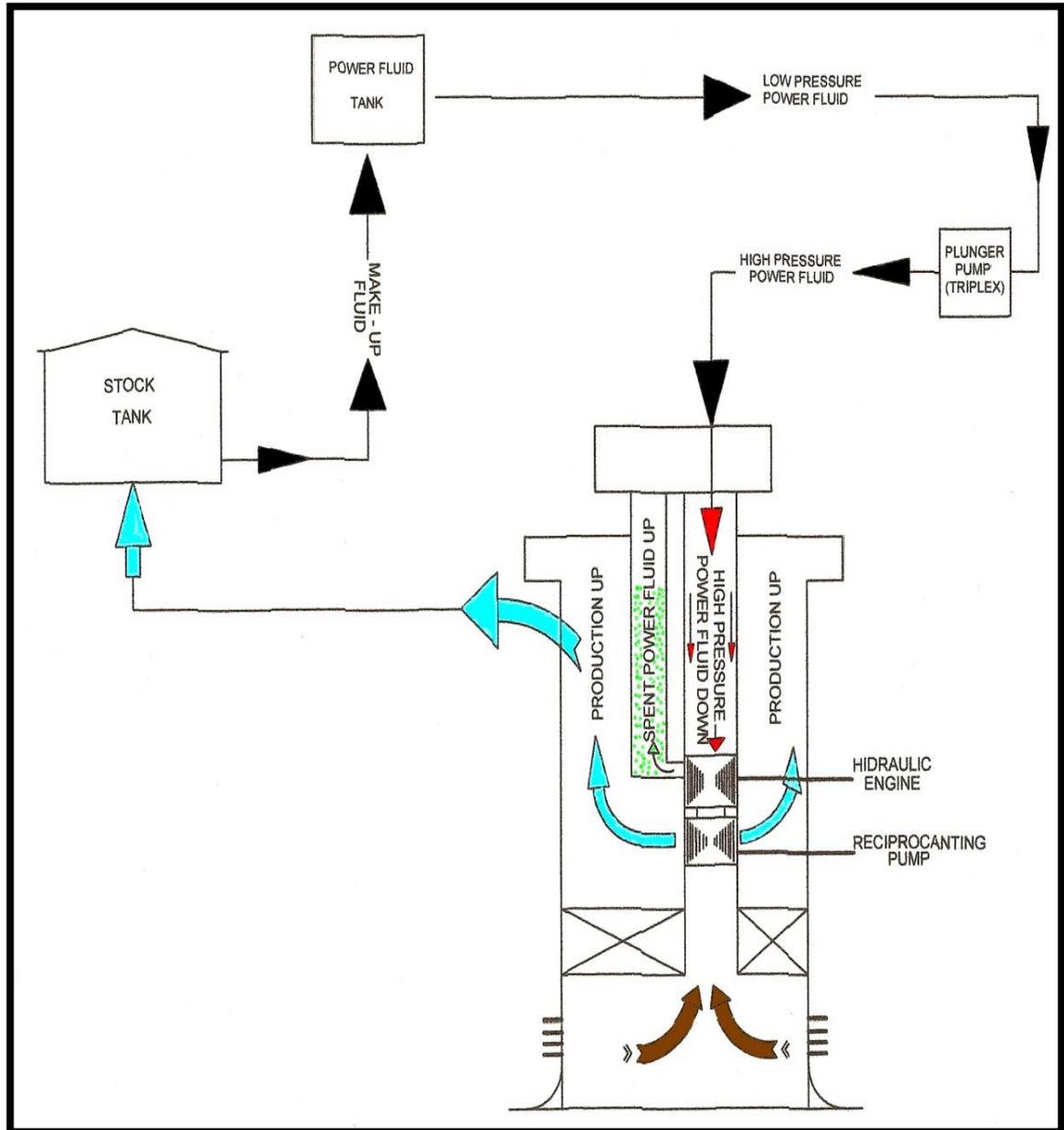
2.3.6.2 SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ CERRADO (COF)

En un sistema de fluido motriz cerrado (CLOSED POWER FLUID) no se permite que el fluido producido se mezcle con el fluido motriz en ninguna parte del sistema, se requiere de una sarta adicional de tubería tanto dentro del pozo como en superficie; una sarta para transportar la producción hasta la batería de tanques y otra para que retorne el fluido motriz que ya cumplió su función en el fondo del pozo hasta el tanque respectivo para volverse a presurizar y recircular.

Es un sistema muy costoso y de complejo diseño, es recomendable para cuando los fluidos producidos son extremadamente abrasivos o corrosivos¹.

¹ PETROECUADOR, operaciones en superficie

FIGURA 8: DIAGRAMA DE UN SISTEMA DE FLUIDO MOTRÍZ CERRADO



ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: DRESSER IOL TOOLS

Fig.8 DRESSER IOL TOOLS, manual de operación de bombeo hidráulico

2.3.7 OPERACIONES PARA REALIZAR UN SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO

Estas operaciones se realizan mediante el sistema de Bombeo Hidráulico, en la que debe contar con los elementos tanto en la locación de superficie, como en el fondo del pozo. Se detallar a continuación los elementos principales de un sistema de Bombeo Hidráulico.

2.3.7.1 COMPONENTES DE SUPERFICIE DEL BOMBEO HIDRÁULICO

Este sistema de bombeo hidráulico desempeña un papel importante en el sistema de levantamiento artificial, exige un cuidado al instalar estos equipos fabricados con precisión para asegurar su funcionamiento apropiado, utiliza los líquidos producidos que este a su vez transmite la potencia hasta la unidad de producción en el subsuelo, en la que proporciona la energía necesaria para poder operar la unidad y que este a su vez levanta los fluidos del pozo hasta la superficie¹.

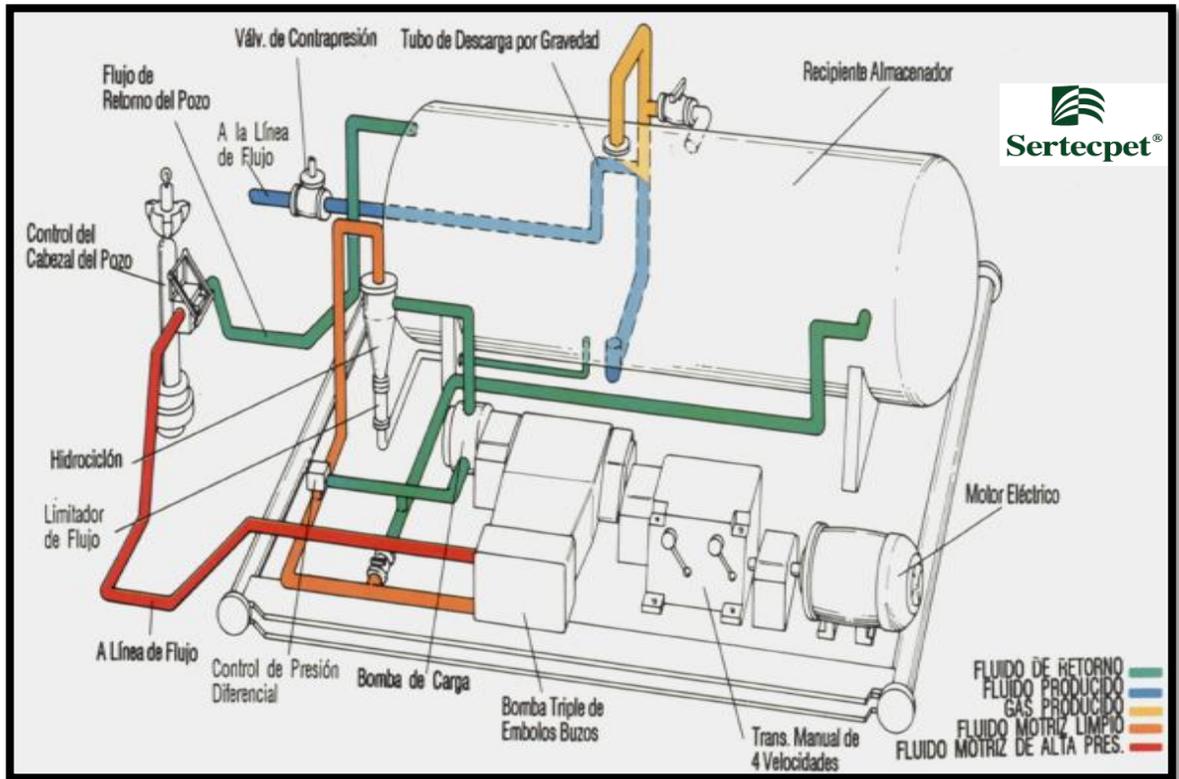
¹SERTECPET, manual de operaciones

Dentro de los cuales, les podemos detallar a continuación:

- ❖ Tanque de almacenaje para el fluido motriz y facilidades de deshidratación
- ❖ Bombas de alta presión
- ❖ Manifold ó múltiple central
- ❖ Línea de alta presión y línea de baja presión
- ❖ Cabezal del pozo
- ❖ Válvula de control de flujo
- ❖ Válvula de control del pozo
- ❖ Lubricador
- ❖ Líneas de alta y baja presión
- ❖ Válvulas de paso
- ❖ Turbina de caudal
- ❖ Cuenta barriles
- ❖ Manómetros de alta y baja presión
- ❖ Separador horizontal y vertical
- ❖ Bota de gas

¹ SERTECPET, manual de operaciones

FIGURA 9: EQUIPO DE SUPERFICIE



ÁLVARO MORILLO T.

ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

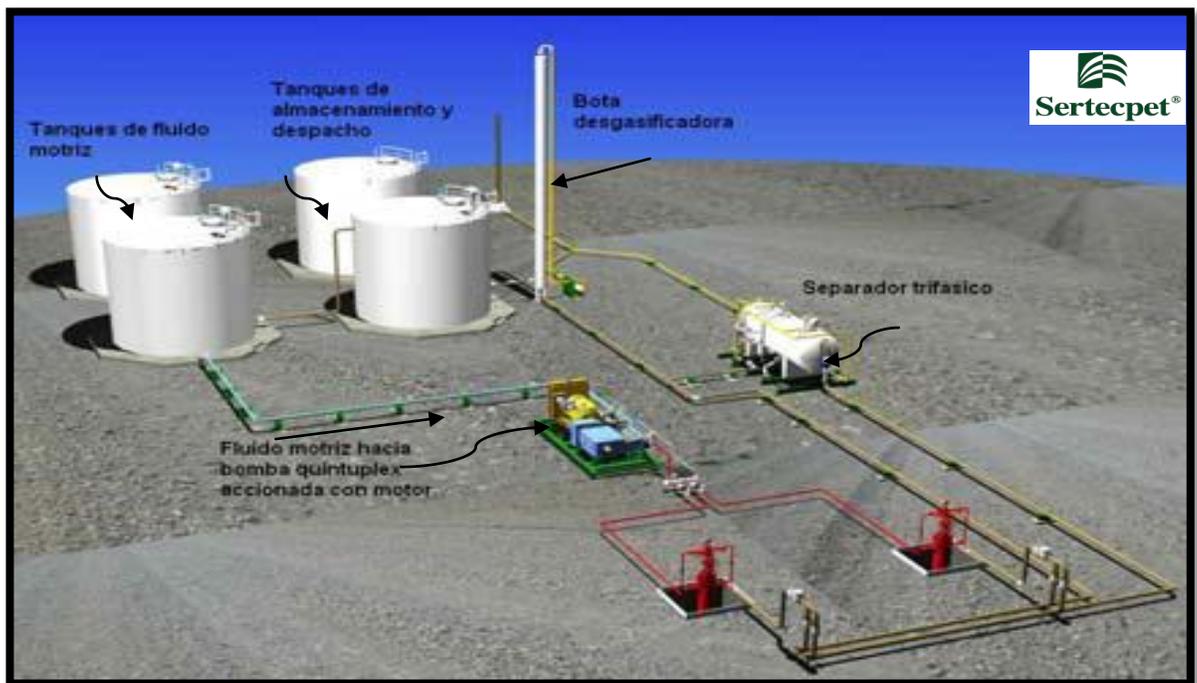
FUENTE: SERTECPET MANUAL DE OPERACIONES

2.3.7.1.1 TANQUE DE ALMACENAJE PARA EL FLUIDO MOTRIZ Y FACILIDADES DE DESHIDRATACIÓN

Para un buen desempeño del bombeo hidráulico depende de la utilización apropiada del fluido motriz que será empleado como energía para mover la bomba en el subsuelo, los tanques de almacenamiento deben proveer durante las veinte y cuatro horas para abastecer el fluido motriz hacia los pozos.

Si el fluido motriz es petróleo se realizará por deshidratación química, eléctrica o combinada, para eliminar las partículas de agua. Se debe eliminar impurezas de metal, sedimentos como arena entre otras cosas, esto se realiza para descartar problemas durante las operaciones.

**FIGURA 10: FACILIDADES DE PRODUCCIÓN EN PLATAFORMAS
MULTIPOZOS**



ÁLVARO MORILLO T.

ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.
FUENTE: SERTECPET, MANUAL DE OPERACIONES

Fig. 10SERTECPET, MANUAL DE OPERACIONES

2.3.7.1.2 BOMBAS DE ALTA PRESIÓN

Estas bombas pueden ser: Triplex, Quintuplex, las mismas que están diseñadas para proveer el fluido motriz para pozos que utilizan este sistema, estas bombas son fabricadas por diferentes fabricantes.

Su función es de subir petróleo líquido a alta presión, utilizan émbolos y camisas de metal a metal y válvulas de bola y si el fluido es agua se usa émbolos y camisas empaquetadas, válvulas de disco, líneas de descarga de las válvulas de alivio y control de contrapresión.

FIGURA 11: COMPONENTES DE LAS MTU



ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: UNIDAD DE BOMBEO MTU, PROPIEDAD SERTECPET

2.3.7.1.3 MANIFOLD (MÚLTIPLE CENTRAL)

Sirve para desviar una parte de la bomba a cada uno de los pozos que utiliza el bombeo hidráulico individualmente, este volumen desviado se controla mediante una válvula situada en el múltiple, esta se mide con un medidor ubicado en la tubería de carga múltiple. Cuando se prueba un pozo, la tubería del múltiple es arreglada para que los fluidos de los pozos pueda ser desviada a través del medidor, cabe mencionar que se instalara para cada pozo un registrador de presión en la línea de fluido motriz.

FIGURA 12: REPRESENTACIÓN DE UN MANIFOLD



ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: SERTECPET CÍA - LTDA

2.3.7.1.4 LÍNEAS INDIVIDUALES DE FLUIDO MOTRÍZ DE LOS POZOS

Para el trabajo del bombeo hidráulico hay dos tipos de línea:

- ✓ Líneas de alta presión
- ✓ Líneas de baja presión

2.3.7.1.4.1 LÍNEAS DE ALTA PRESIÓN

Soporta una presión de hasta 5000 psi, se utiliza en la conducción del fluido motriz, que será inyectado al pozo desde el tanque de almacenamiento hasta el cabezal del pozo (Well Head)¹.

2.3.7.1.4.2 LÍNEAS DE BAJA PRESIÓN

Estas tienen un rango de resistencia que están desde 500 a 1000 psi se encuentran instalados desde la salida de producción del pozo hasta la estación de almacenamiento¹.

¹ SERTECPET, manual de operaciones

FIGURA 13: LÍNEAS INDIVIDUALES DE FLUIDO MOTRÍZ DE LOS POZOS



ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: SERTECPET CÍA - LTDA

2.3.7.1.5 CABEZAL DE POZO

Todo pozo posee un cabezal, dentro del bombeo hidráulico los cabezales de pozo tienen el mismo sistema de funcionamiento.

El cabezal de pozo posee una válvula **MASTER**, está conectada directamente con la sarta de la tubería (tubing) y la tubería de revestimiento (casing), con las líneas de inyección y producción, la válvula **MASTER** maneja el movimiento de cualquier fluido (motríz o retorno) en cualquier sentido dentro del pozo.

Existen dos tipos de cabezales de pozo:

- ✓ Cabezal de pozo con válvula de cuatro vías
- ✓ Cabezal de pozo de tipo árbol de navidad

2.3.7.1.6 CABEZAL DE POZO CON VÁLVULA DE CUATRO VÍAS

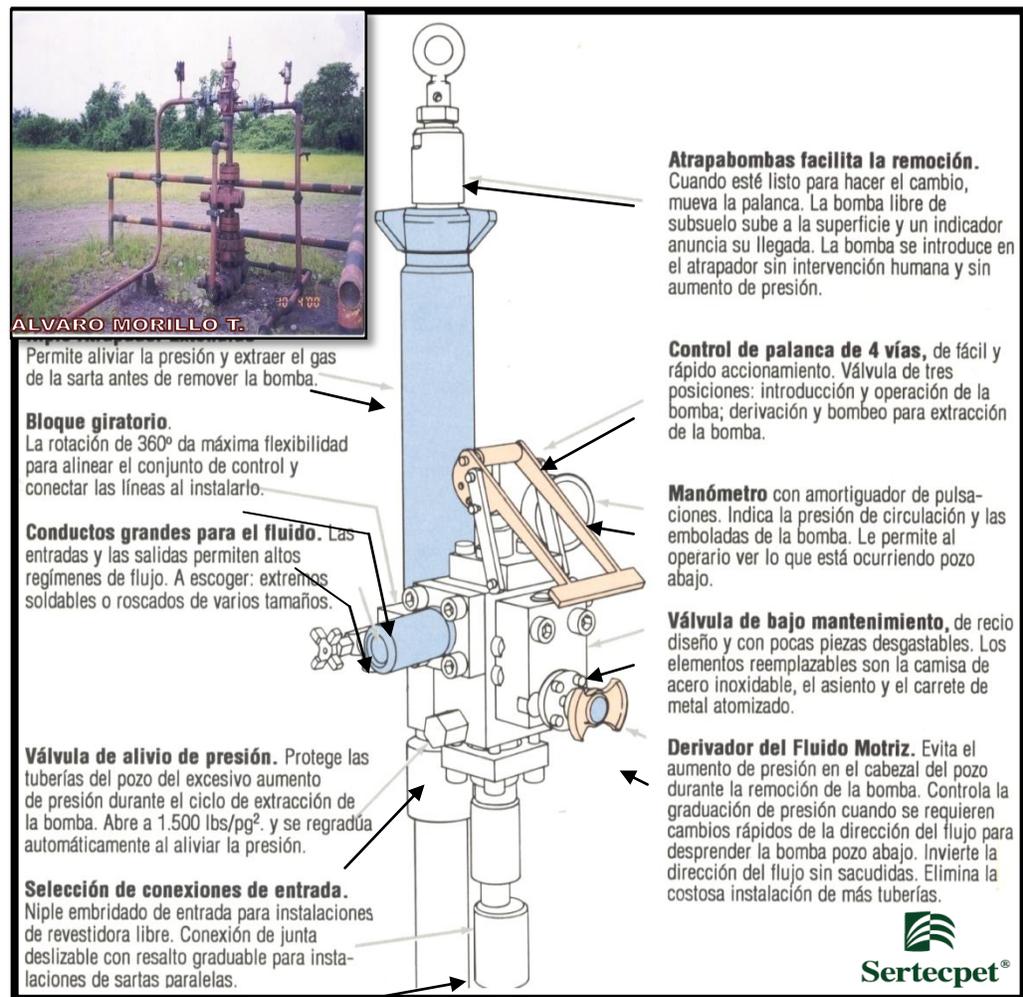
Sirve para controlar la dirección del fluido motriz que acciona la bomba del pozo.

Los pasos a seguir son:

- ✓ Mover palanca hacia arriba, reversar la bomba. Dirige el flujo hacia abajo por el espacio anular para que empuje o saque la bomba por la tubería de inyección hasta la superficie.
- ✓ Mover palanca intermedia, válvula circula (bypass), espere hacer circular el pozo, que el fluido de inyección pasa directamente a la línea de retorno a la estación. Con el giro a la derecha del handle (mariposa) presurizamos el pozo, la operación inversa es para despresurizar el pozo.

- ✓ Mover palanca hacia abajo, el fluido motriz baja por la tubería de inyección para activar y accionar la bomba, pozo produciendo.

FIGURA 14: CABEZAL DE POZO CON VÁLVULA DE CUATRO VÍAS



ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: SERTECPET CÍA – LTDA

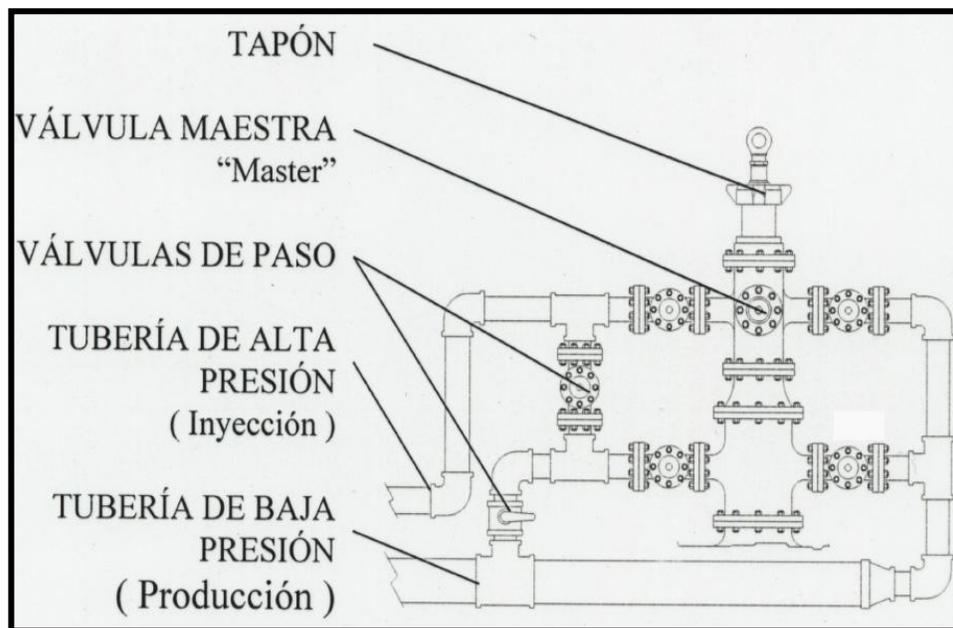
¹ PETROECUADOR, manual de operaciones

Fig. 14 SERTECPET, manual de operaciones

2.3.7.1.7 CABEZAL DE POZO DE TIPO ÁRBOL DE NAVIDAD

Este cabezal esta armado por una válvula máster que está conectada directamente a la sarta del tubing y la tubería de revestimiento, con las líneas de inyección y producción, la válvula máster dirige el movimiento de cualquier fluido (motriz o retorno) en cualquier sentido dentro del pozo. Las válvulas de inyección por el tubing son de 5000 psi y las de retorno son de 3000 psi.

FIGURA 15: CABEZAL DE POZO DE TIPO ÁRBOL DE NAVIDAD



ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: SERTECPET CÍA - LTDA

Fig. 15 SERTECPET, manual de operaciones

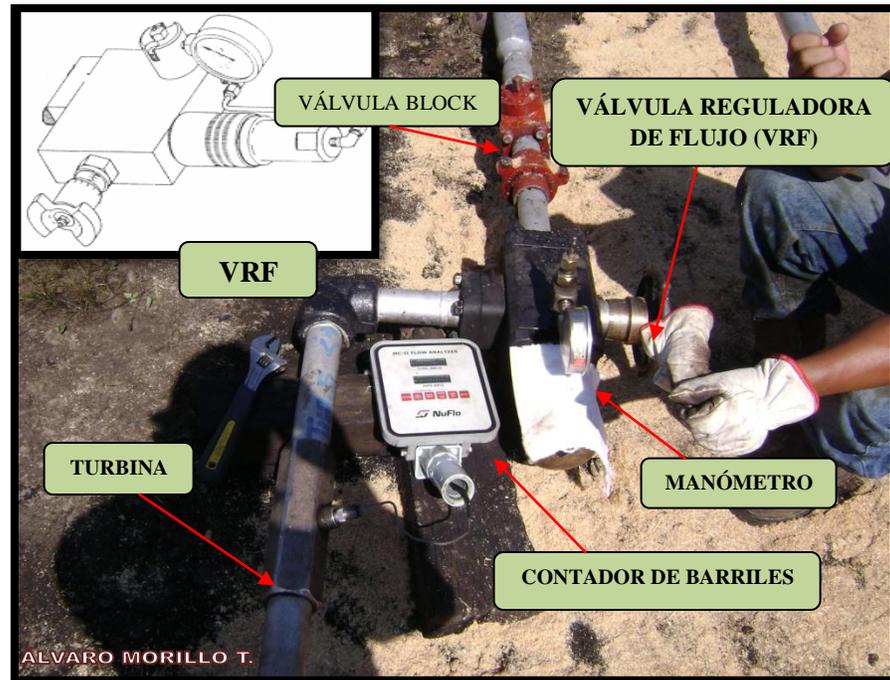
2.3.7.1.8 VÁLVULA DE CONTROL DE FLUJO (VRF)

Sirve para regular el paso del fluido al ser inyectado al pozo y por ende a la bomba, está instalada entre la válvula block y el cabezal.

En Ecuador existen válvulas reguladoras de flujo:

- ✓ OILMASTER 2400 BLS/DIA
- ✓ KOBE 5000 BLS/DIA
- ✓ GUIBERSON 3500 BLS/DIA

FIGURA 16: COMPONENTES DE LA LÍNEA DE ALTA PRESIÓN



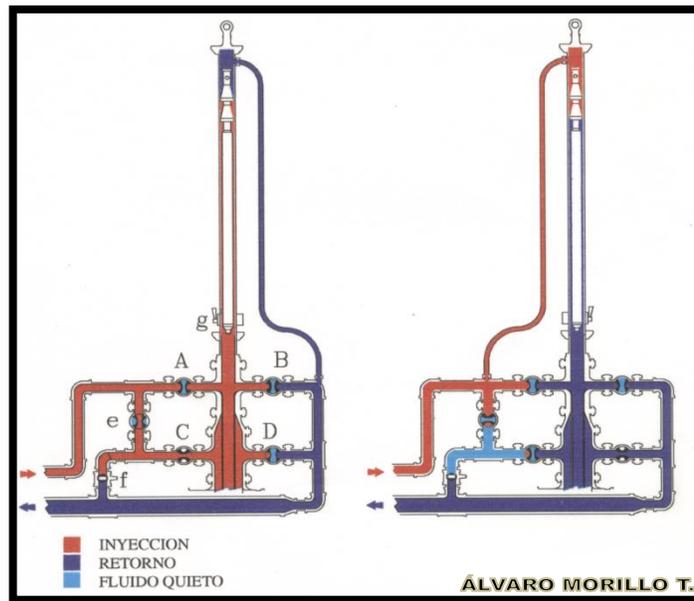
ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: SERTECPET CÍA – LTDA

2.3.7.1.9 LUBRICADOR

Es una herramienta de apoyo que se acopla al árbol de navidad o a la válvula de 4 vías, sirve cuando se quiere desplazar y reversar la bomba sin contaminar el medio ambiente haciendo fácil al técnico la operación del cambio de bomba y reducir el peligro de trabajar con hueco abierto².

FIGURA 17: DIAGRAMA PARA SACAR Y DESPLAZAR LA BOMBA HACIA EL POZO



ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: SERTECPET CÍA - LTDA

² INTRODUCCIÓN AL BOMBEO HIDRÁULICO. M. Wilson Kobe, INC

Fig.17 SERTECPET, manual de operaciones

2.3.7.1.10 VÁLVULAS DE PASO

Las válvulas más utilizadas que forman un circuito no son iguales aunque su principio es similar de apertura y cierre, estas son:

2.3.7.1.10.1 VÁLVULAS MARIPOSA

Este tipo de válvula cierra con varias vueltas, impidiendo el flujo (sentido antihorario)

2.3.7.1.10.2 VÁLVULAS DE TIPO BLOCK

Es de rápida acción sirven para aperturas y cierre rápidos, su trabajo es en apertura y cierre con giro de 90°.

2.3.7.1.11 TURBINA DE CAUDAL

Esta turbina mediante el movimiento producido por la energía cinética del fluido motriz presurizado, en la parte interior los alabes giran a gran velocidad, cuyas pulsaciones son leídas por un sensor magnético que posee un instrumento electrónico que cuenta el paso del número de barriles que circulan hacia el pozo, la turbina está instalada directamente en la línea de inyección luego del **VRF**.

2.3.7.1.12 CUENTA BARRILES O MC - II (METER FLOW CONTROL)

Es un instrumento electromagnético que sirve para leer las pulsaciones que se producen en el interior de la turbina, facilitando leer exactamente el número de barriles

inyectados hacia la bomba, este elemento es portátil y no se encuentra instalado en la locación¹.

2.3.7.1.13 MANÓMETROS DE ALTA Y BAJA PRESIÓN

Como se trabaja con altas presiones se tiene que contar en las líneas de inyección y retorno con manómetros de alta y baja presión (5000 psi y 500 psi)¹.

2.3.7.1.14 SEPARADOR VERTICAL

Es donde los fluidos ingresan a un recipiente acumulador y amortiguador. El propósito del recipiente acumulador & amortiguador es evitar que el gas excesivo ingrese al filtro ciclónico de arena.

El separador vertical también sirve como cámara de compensación en caso que el recipiente se viera expuesto a un oleaje de alta presión desde el pozo. Impide que tal oleaje sea transmitido hasta el filtro ciclónico de arena ni al recipiente de acondicionamiento.

2.3.7.1.15 SEPARADOR HORIZONTAL

Es un recipiente de almacenamiento para reacondicionamiento de fluidos que separa el petróleo, agua y gas. El fluido en exceso por las bombas en superficie y subsuelo se descarga del recipiente mediante una válvula especificada para descarga de petróleo y agua.

Si el nivel del fluido este previamente calibrado y llega a diferenciarse notablemente unas 5 pulgadas de la parte superior del recipiente de acondicionamiento de fluidos, este fluido pasa a una línea de rebose y sale del recipiente. Este exceso de fluido se traslada a un tubo que conduce hacia la línea de flujo y la batería de tanques de almacenamiento¹.

El fluido motriz en el recipiente de acondicionamiento realmente no es suficiente el tiempo de retención para un asentamiento significativo de las partículas sólidas que están en los fluidos, por tal razón el filtro ciclónico debe lograr la mayor parte para la separación de sólidos. Por esta razón es importante instalar, dimensionar, controlar y operar dichos filtros correctamente, porque de eso depende el funcionamiento de todo el sistema.

Una vez que esté funcionando el sistema hidráulico, se descargan los fluidos que excedan de lo requerido por las bombas en superficie y subsuelo, desde el recipiente para acondicionamiento de fluido a través de la válvula para descargar el petróleo o a través de la válvula cuando la descarga sea principalmente agua².

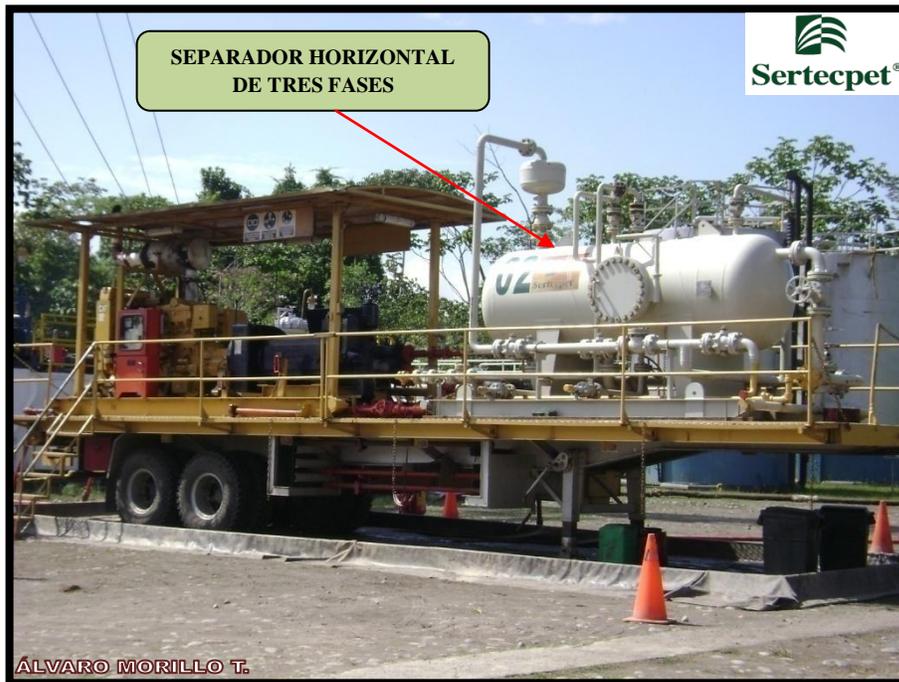
¹SERTECPET, manual de operaciones

La cantidad de fluido descargada del recipiente de acondicionamiento se controla mediante la diferencia de presión entre el recipiente de acondicionamiento y la presión de la línea de flujo¹. El nivel de líquido en el recipiente de acondicionamiento se mantiene en un nivel suficiente alto para poder abastecer a la bomba multiplex de una cantidad adecuada de fluido limpio para un buen funcionamiento del sistema.

² PETROECUADOR, manual de operaciones

¹ SERTECPET, manual de operaciones

FIGURA 18: COMPONENTES DE LA UNIDAD DE BOMBEO MTU



ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: UNIDAD DE BOMBEO MTU, PROPIEDAD SERTECPET SA.

2.3.7.1.16 BOTA DE GAS

La bota de gas es parte del tanque del petróleo motriz siendo su propósito primordial el de proporcionar una última separación de gas y de petróleo, para que el petróleo se encuentre estable a presión atmosférica².

2 PETROPRODUCCIÓN, manual de operaciones

Fig. 18 UNIDAD DE BOMBEO MTU, PROPIEDAD SERTECPET SA.

FIGURA 19: TANQUE DE PETRÓLEO INCORPORADO BOTA DE GAS



ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: PROPIEDAD, TRIBOIL SA.

2.3.7.2 COMPONENTES DE FONDO DEL BOMBEO HIDRÁULICO

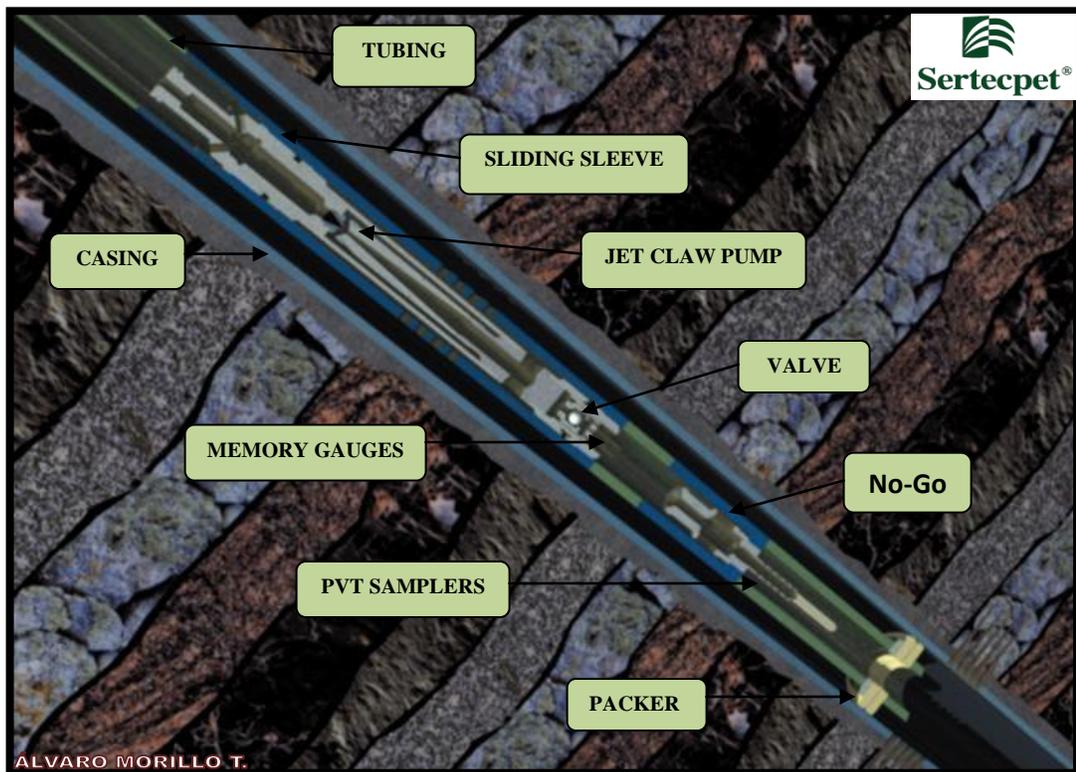
Para realizar una completación de fondo de un pozo se realiza chequeando el número de arenas productoras para verificar el número de empacaduras, camisas y cavidad en la que va a ingresar el tipo de bomba adecuado.

Fig. 19 TRIBOIL SA. TANQUE DE PETRÓLEO INCORPORADO BOTA DE GAS

Dentro de los cuales podemos detallar a continuación.

- ❖ Tuberías de revestimiento (CASING)
- ❖ Tubería de producción (TUBING)
- ❖ Cavidad (Ó CAMISA DESLIZABLE)
- ❖ Aisladores de zonas (EMPACADURAS)
- ❖ Camisas deslizables (SLIDING SLEEVE)
- ❖ NO-GO

FIGURA 20: ESQUEMA DE UN EQUIPO DE FONDO



ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: SERTECPET, MANUAL DE OPERACIONES

Fig. 20 SERTECPET, MANUAL DE OPERACIONES

2.3.7.2.1. TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO “CASING”

Esta tubería de revestimiento va cementada a las paredes del pozo hasta la profundidad del pozo, en la que se instalará todo el conjunto de fondo (+/- 9000' a 10.000') en Ecuador se trabaja con diámetro exteriorde, 9^{5/8}”, 7.0”, 5^{1/2}”, es donde se mezclan los fluidos inyectado + producido y de esta forma circulan hasta la superficie.

2.3.7.2.2. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN “TUBING”

Este es el principal contenedor de los fluidos producidos por el pozo. Protege el casing de la presión y la corrosión. El tamaño varía de varias pulgadas a una fracción a una fracción de pulgada. Los tamaños más comunes son 3 ^{1/2}” 2 ^{7/8}” de diámetro externo y 2 ^{3/8}” de diámetro externo. En general, el tubing se extiende desde la boca del pozo hasta la zona de producción.

Se clasifica según el tamaño (diámetro externo, diámetro interno, diámetro externo de la cupla, diámetro interno de la cupla) según el peso, (libras – pies, kg/m). El tubing puede construirse con materiales sofisticados para soportar las presiones, las velocidades y la corrosión que provocan los fluidos del pozo y el medio ambiente.

2.3.7.2.3. CAVIDAD

Es un conjunto de tuberías, camisas sellantes y tubos paralelos, configurados para alojar interiormente bombas de tipo jet o pistón. Están disponibles para bombas tipo pistón de simple y doble efecto.

2.3.7.2.3.1 CARACTERÍSTICAS Y VENTAJAS

La cavidad PLI solo tiene un tubo, una camisa sellante y un asiento para el standing valve, no dispone de tubos paralelos debido a que la bomba que se aloja internamente es de simple efecto¹.

La cavidad PLII tiene tres tubos unidos por collares dentro de los cuales se encuentra la camisa sellante. El tipo de bomba alojada en estas cavidades es de doble efecto por lo tanto tiene tubos paralelos que llevan el fluido motriz hasta el centro de la cavidad. La bomba tipo pistón se asienta en un ST-Valve de producción el cual se aloja en la parte inferior de la cavidad PLII¹.

¹SERTECPET, MANUAL DE OPERACIONES

Estas cavidades son de 2 ^{7/8} pueden ser acopladas en tubería de 2 ^{7/8} o mediante un crossover para tubería de 3 ^{1/2}.

FIGURA 21: CAVIDAD O CONJUNTO DE FONDO



ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: SERTECPET, MANUAL DE OPERACIONES

2.3.7.2.4. AISLADORES DE ZONAS (PACKERS)

Llamados también packers, son elementos cuyo mecanismo mecánico o hidráulico hacen que sellen las paredes del casing y el tubing, aislando independientemente de esta forma las arenas productoras.

Fig. 21 SERTECPET, manual de operaciones

Existen empaquetaduras que son:

- ✓ Recuperables y
- ✓ No recuperables

2.3.7.2.4.1. EMPAQUETADURAS RECUPERABLES

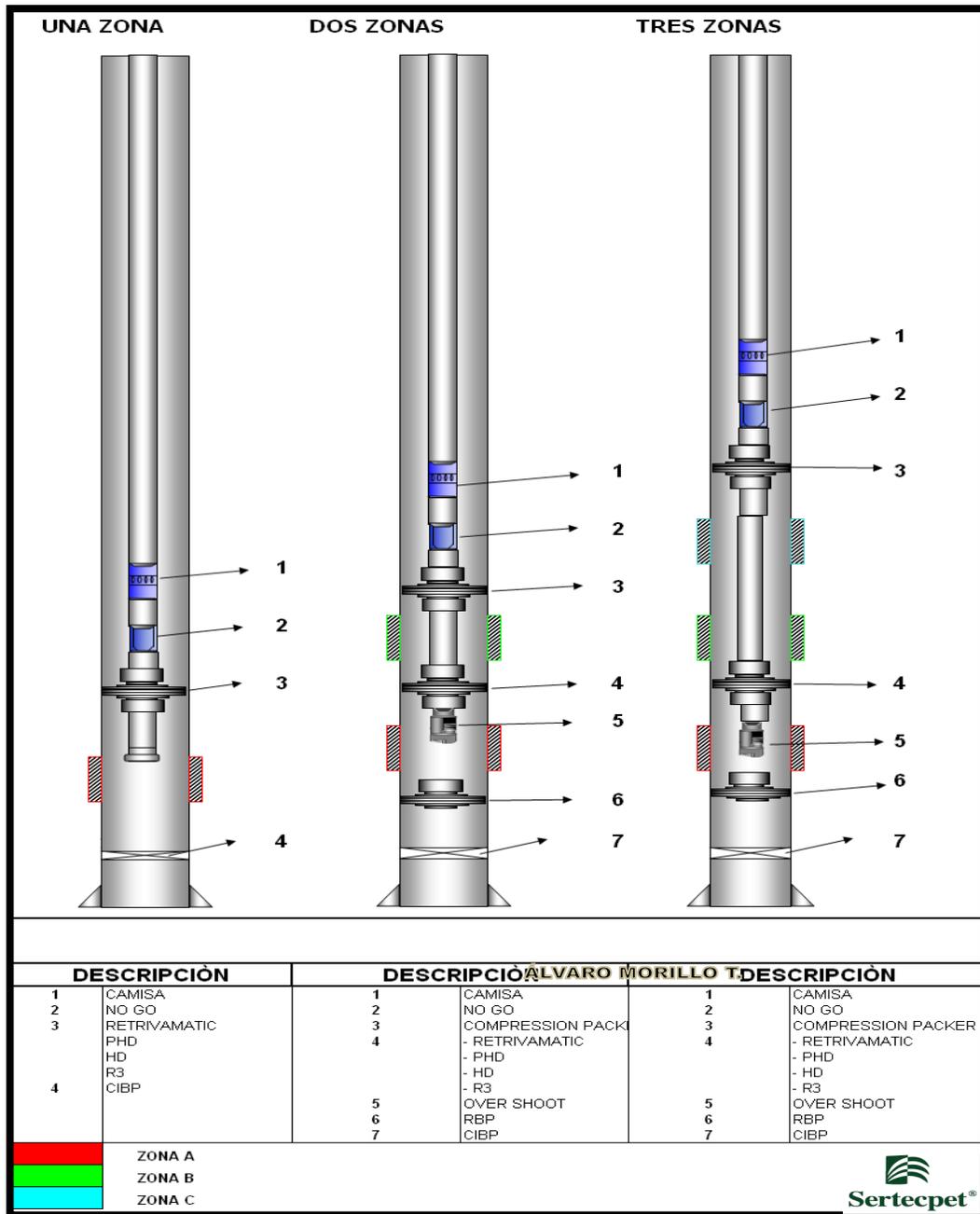
Estas empaquetaduras están diseñadas para que luego de ser asentadas en el hueco pueden ser removidas, en las que pueden ser colocadas de nuevo en su sitio o en otro, que generalmente se meten como extensión de la tubería de producción utilizando esta sarta para hacerla funcionar, asentando y desasentando¹.

2.3.7.2.4.2. EMPAQUETADURAS NO RECUPERABLES (PERMANENTES)

Estas empaquetaduras están diseñadas de tal forma que luego de ser asentadas no pueden ser removidas por lo que están fabricadas de un material perforable para cuando se quiera realizar cambios en el programa, en la que sea necesario remover la empaquetadura o packers¹.

¹ PETROECUADOR, manual de operaciones

FIGURA 22: TIPOS DE COMPLETACIONES PARA PRUEBAS DE POZOS PARA 1, 2, Y 3 ZONAS DE PRODUCCIÓN



ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.
 FUENTE: SERTECPET, MANUAL DE OPERACIONES

FIGURA 23: EMPAQUETADURAS O PACKERS



ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: TALLER DE MANTENIMIENTO PACKERS, PROPIEDAD SERTECPET

2.3.7.2.5. CAMISAS (SLIDING SLEEVE)

Son herramientas que van colocadas en el intervalo de la zona o arena productora y que tiene como objetivo permitir que solo el fluido de la zona en que dicho elemento se encuentra ingrese a través de él y llegue hasta la cavidad, estas herramientas se puede manipular en el fondo del pozo para apertura y cierre (shifingtool)¹.

¹ SERTECPET, manual de operaciones

2.3.7.2.5.1. CAMISAS (SLIDING SLEEVE)

2.3.7.2.5.1.1. MODELO SL

Es un nipple con orificios dispuestos en su parte media de manera especial para permitir la comunicación entre la tubería de producción y el espacio anular. En el interior de la camisa se aloja un elemento deslizante denominado ClosingSleeve que posee los elementos sellantes y que, mediante su operación permite abrir o cerrar los orificios de la camisa, de esta forma se permite o se impide el paso de fluido del tubing al casing o viceversa¹.

APLICACIONES

- ✓ Camisa de circulación, en esta herramienta se aloja la bomba jet para pruebas de producción o completaciones definitivas.

- ✓ Camisa de producción, generalmente son colocadas cerca del intervalo de la zona o arena productora, permitiendo únicamente la producción de los fluidos de esta zona.

2.3.7.2.5.2. CAMISAS (SLIDING SLEEVE)

2.3.7.2.5.2.1 MODELO CLS

Esta herramienta tiene las mismas aplicaciones que el modelo anterior, pero tiene un dispositivo extra que iguala la presión entre el Tubing y el Casing al abrir la camisa.

Este dispositivo ha sido diseñado para minimizar el diferencial de presión entre el Tubing y el Anular y optimizar las operaciones de apertura y cerrado de la camisa¹.

¹ SERTECPET, manual de operaciones

FIGURA 24: REPRESENTACIÓN DE TIPOS DE CAMISAS



ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.
FUENTE: SERTECPET, MANUAL DE OPERACIONES

2.3.7.2.6. STANDING VALVE (VÁLVULA DE PIE)

Es una válvula de retención que está conformado por una bola, un asiento y un bypass el que se abre cuando se recupera del fondo del pozo.

Se dispone standing valve para no-go y cavidades. El standing valve para cavidades se usa como asiento de la bomba y para evitar la pérdida del nivel de fluido.

Esta válvula se aloja en un **NO GO** y forma parte del ensamble de fondo. El standing valve se usa como asiento de la bomba y para evitar la pérdida del nivel de fluido.

APLICACIONES

- ✓ Se aloja en el no-gonipple tipo F y R, como también en camisas.
- ✓ Se utiliza como válvula check para permitir el flujo en un solo sentido.
- ✓ Mantener el fluido en la tubería de producción para evitar que contamine a la formación productora.
- ✓ Son usados para realizar pruebas de presión de tubería de producción y del espacio anular.
- ✓ Esta válvula puede ser corrida y recuperada solo con unidad de cable liso o flexible.
- ✓ El standing valve para cavidades se usa como asiento de la bomba y para evitar la pérdida del nivel de fluido.

FIGURA 25: REPRESENTACIÓN DE STANDING VALVE



2.3.7.2.7. BOMBA JET CLAW® (BOMBAS HIDRÁULICAS DE SUBSUELO)

Pueden ser: de tipo jet y de tipo pistón

Para nuestros análisis se determina la Bomba Jet Claw patentada por SERTECPET S.A.

Es un tipo especial de bomba de subsuelo hidráulica que no emplea partes móviles, su principio de funcionamiento se basa en la transferencia de energía entre el fluido de inyección y fluido producido, lo que finalmente causa la producción del fluido del pozo.

2.3.7.2.7.1. TIPOS DE BOMBAS JET CLAW®

2.3.7.2.7.1.1 BOMBA JET CLAW® DIRECTA (CONVENCIONAL)

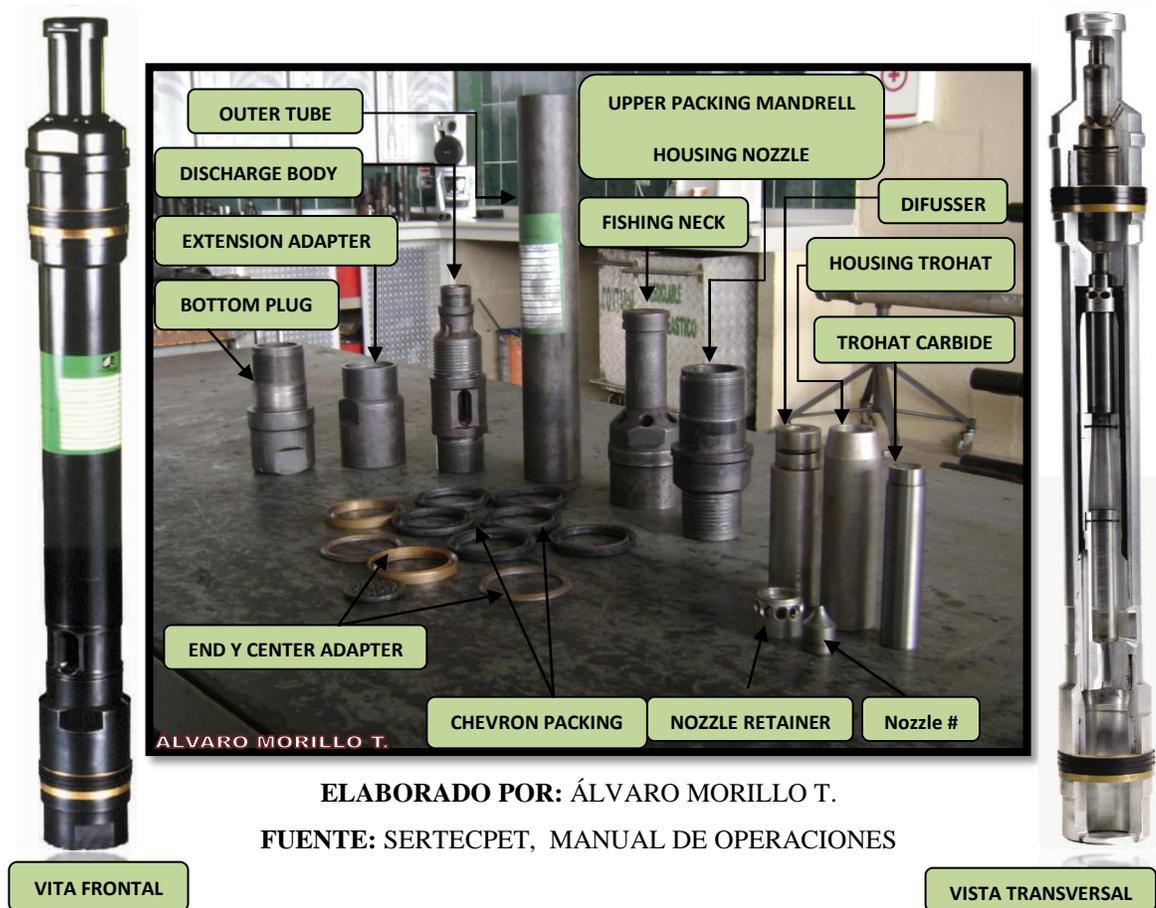
La bomba Jet Claw® Convencional se utiliza comúnmente para la producción continua de pozos, y para pruebas de producción.

Se desplaza y se recupera hidráulicamente, se aloja en una camisa deslizable o en una cavidad, el fluido motriz a alta presión es inyectado por la tubería de producción y con el aporte del pozo, estos dos fluidos retornan por el espacio anular hasta la superficie.

En este tipo de bomba, se pueden acoplar los memory gauges para realizar build-up, o los muestreadores para realizar análisis PVT, reduciendo tiempo y costo.

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

FIGURA 26: REPRESENTACIÓN DE BOMBA JET CLAW DIRECTA



2.3.7.2.7.1.2. CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA JET DIRECTA

- ✓ Está compuesta por 11 partes fijas, las partes más importantes son: la boquilla y la garganta.
- ✓ Se puede asentar en una camisa, cavidad, mandril de gas lift y coiltubing.
- ✓ Podemos encontrar bombas de: 2 ^{3/8}”, 2 ^{7/8}”, 3 ^{1/2}”, 4 ^{1/2}”
- ✓ Construida en acero de alta calidad térmicamente tratado, (acero 3340 - 3341) lo que permite que trabaje en ambientes severos.
- ✓ Puede adaptar sensores de presión o muestreadores para análisis PVT.
- ✓ Puede ser removida a la superficie hidráulicamente o utilizando slide line

2.3.7.2.7.1.3. VENTAJAS DE LA BOMBA JET DIRECTA

- ✓ Minimiza pérdidas por fricción, porque no tiene partes móviles.
- ✓ Permite trabajar en operaciones de recuperación de ácidos y solventes, utilizando metalurgia adecuada (bomba de acero inoxidable)
- ✓ Trabaja en pozos, horizontales o desviados
- ✓ Existen 483 geometrías posibles que permiten rangos de producción desde 50 hasta más de 12.000 BFPD.
- ✓ Se repara en la locación en 15 minutos.

- ✓ Ideal para generación de pruebas multiratas.
- ✓ Se asienta lo más cercano posible a la formación productora lo que permite que los datos de presión y temperatura sea recopilado sin efecto de almacenamiento, específicamente en pozos verticales.
- ✓ Bajos costos de operación.
- ✓ Se desplaza hidráulicamente.

2.3.7.2.7.1.4. DESVENTAJAS DE LA BOMBA JET DIRECTA

- ✓ Estas bombas no son aplicables a todos los pozos, pues necesitan presiones de succión relativamente altas para evitar cavitación y no requerir altas potencias.
- ✓ Sistema de limpieza en el fluido motriz con impurezas.

2.3.7.2.7.2. BOMBA JET CLAW® REVERSA

La bomba Jet Claw® Reversa se utiliza frecuentemente para la obtención de los datos del yacimiento en forma instantánea, Esta bomba se aloja en una camisa deslizable, es desplazada hidráulicamente a través del tubing. No requieren presiones mayores a 2500 PSI

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.

Su mayor aplicación se da en pozos con amplia producción de arena, tratamientos de limpieza con ácidos, evitando que estos tengan contacto con el casing. Su recuperación se puede hacer con una unidad de slick line.

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

¹ SERTECPET, manual de operaciones

FIGURA 27: REPRESENTACIÓN DE BOMBA JET REVERSA



2.3.7.2.7.2.1. APLICACIONES DE LA BOMBA JET REVERSA

- ✓ Son recomendables para pozos nuevos o con altos contenidos de sólidos ya que las partículas sólidas abrasivas pasan fácilmente por la bomba Jet Claw.

- ✓ Se utiliza en pozos nuevos, donde se requiere obtener datos de producción y características de los fluidos en corto tiempo.
- ✓ También es recomendada en pozos arenados, evitando la acumulación de arena sobre el packer.

2.3.7.2.7.2.2. CARACTERÍSTICAS Y VENTAJAS DE LA BOMBA JET REVERSA

- ✓ La bomba se aloja en la camisa quedando asegurada por el lock mandril que impide que se levante mientras esta en operación.
- ✓ Podemos encontrar bombas de : $2^{3/8}$ ”, $2^{7/8}$ ”, $3^{1/2}$ ”, $4^{1/2}$ ”
- ✓ Los fluidos del reservorio son recuperados una vez que la capacidad de la tubería de producción que se encuentra sobre la bomba ha sido desplazada, lo que implica un sustancial ahorro de tiempo de operación.
- ✓ La presión de operación puede ser manejada de acuerdo a las necesidades preestablecidas cuando se realicen pruebas de PVT.
- ✓ Volúmenes significativos de gas libre pueden ser manejados sin el desgaste excesivo que se presenta en las bombas de desplazamiento positivo.

¹ SERTECPET, manual de operaciones

2.3.7.2.7.3. ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA BOMBA JET CLAW®

Se detallara a continuación los elementos más importantes para el funcionamiento de la bomba jet claw®:

2.3.7.2.7.3.1.NOZZLE.- (BOQUILLA)

Fabricada de aleación para soportar grandes presiones, la característica es que en el extremo superior tiene un diámetro más grande que en el extremo inferior. Esto produce mayor velocidad y menor presión a la salida del nozzle(extremo inferior)

El fluido motriz pasa a través de esta boquilla donde virtualmente toda su presión se transforma en energía cinética.

2.3.7.2.7.3.2. GARGANTA.- (THROAT)

También se lo conoce como tubo mezclador, es la parte de área constante en donde se mezcla el fluido inyectado y el fluido producido.

¹ SERTECPET, manual de operaciones

2.3.7.2.7.3.3. ESPACIADOR.- (SPACER)

Es una herramienta que se coloca entre la boquilla y la garganta, y es aquí en donde entra el fluido producido con el fluido inyectado.

2.3.7.2.7.3.4. DIFUSOR.- (DIFUSEER)

Tiene un área expandida donde la velocidad se transforma en presión suficiente para levantar los fluidos a la superficie.

¹ SERTECPET, manual de operaciones

CAPÍTULO III

CAPÍTULO III

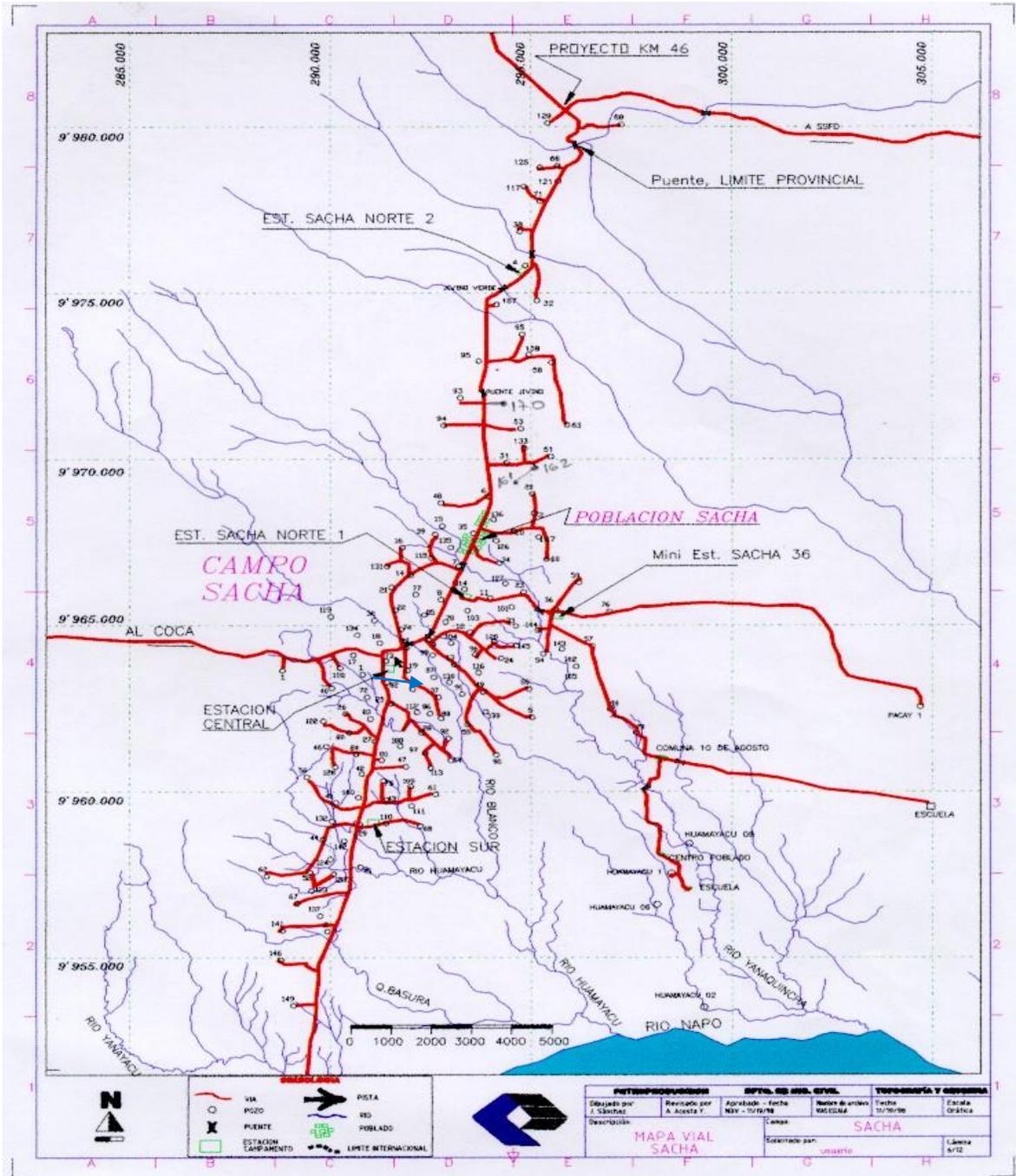
3. CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO PARA EL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

3.1. UBICACIÓN DE POZOS OPERADOS EN EL CAMPO SACHA

El Área Sacha tiene un total de 141 pozos en producción de los cuales 107 producen con el método del bombeo hidráulico, 28 electrosumergibles y 6 a flujo natural, los cuales han aportado una producción total desde el 1 de Enero al 31 de Diciembre del 2008 de 16'776478 Bls., netos con una producción promedio mensual de 1'375121 Bls netos y una producción promedio diaria de 45.837 Bls netos (Anexo N° 1).

A continuación se detallara la ubicación de los pozos que se encuentran operando en el Campo Sacha, para tener una idea de donde se encuentran localizados cada pozo, ubicándonos de Norte a Sur.

FIGURA 28: UBICACIÓN DE POZOS OPERADOS EN EL CAMPO SACHA



ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN, MANUAL DE OPERACIONES

Fig. 28 PETROPRODUCCIÓN, manual de operaciones

3.2. FORMACIONES PRODUCTORAS

El campo Sacha es el segundo campo más grande de la Cuenca Oriente, uno de ellos el Campo Sacha 99, conformadas por tres formaciones claramente identificadas como es: **La Formación Hollín** que se divide en dos areniscas productoras, **Hollín Principal** y **la Hollín Superior**, **la Formación Napo**, también posee dos arenas productoras, **la Napo “T”**, y **la Napo “U”**, por último la **Formación Tena** que posee una sola arena siendo la: **Basal Tena**

3.2.1. CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE LAS FORMACIONES PRODUCTORAS

Se realizará un resumen de las principales formaciones de la Cuenca Oriente, la que fue depositándose a través del tiempo geológico, en forma secuencial.

3.2.1.1. FORMACIÓN HOLLÍN (CRETÁCICO INFERIOR)

Descrita por Wasson T. y Sinclair J.H. 1927, a lo largo del río Hollín de donde nace su nombre.

Es una formación depositada en aguas poco profundas en un ambiente de plataforma. Está constituida por areniscas blancas cuarzosas muy porosas de grano medio a grueso macizo con estratificación cruzada⁶.

Localmente se presenta intercalado con lutitas carbonosas, es frecuente la presencia de impregnaciones de asfalto. Aflora en el río Misahualli. Su potencia oscila entre 80-240 m. En el río Misahualli es de 90 m.

Esta formación viene a constituirse en una roca reservorio de los principales yacimientos petroleros en nuestro oriente como el caso de los campos Lago Agrio, Sacha, Auca

3.2.1.2. FORMACIÓN NAPO (CRETÁCICO MEDIO-SUPERIOR)

Descrita por Wasson T. y Sinclair J.H. 1927, a lo largo del río Napo de donde nace su nombre.

Formación de ambiente marino, constituido por una serie variable de calizas fosilíferas grises a negras intercaladas con areniscas calcáreas y lutitas negras. Esta subdividido en tres niveles:

3.2.1.3. NAPO INFERIOR: Constituido por areniscas, lutitas, margas y calizas en pequeña proporción, con una potencia que oscila entre 60 y 250 m. La Napo inferior es la roca reservorio de los yacimientos petroleros en nuestro Oriente y se identifica como el nivel de la Napo “T” que abarca a los campos Auca, Lago Agrio, Sacha, Shushufindi y Aguarico

3.2.1.3.1. NAPO MEDIO: Constituido principalmente por calizas masivas en forma de bancos y estratos gruesos. Presenta dos unidades separadas por una unidad poco potente de areniscas y lutitas. Su potencia es de 75 y 90 m⁶.

3.2.1.3.2. NAPO SUPERIOR: Secuencia de lutitas negras muy duras con intercalaciones de calizas y areniscas. Su potencia es de 200 y 320 m. En general la formación tiene una potencia que oscila entre 200 y 700 m. y se sobrepone a la Formación Hollín en toda la región Oriental⁶.

La Napo Superior es la roca reservorio de los yacimientos petrolíferos del Oriente y se identifica como el nivel de la Napo “U” que abarca a los campos Auca, Lago Agrio, Sacha, Shushufindi y Aguarico.

3.2.1.4. FORMACIÓN TENA (CRETÁCICO SUPERIOR-PALEOCENO INFERIOR)

Descrita por Kappeler J.V. 1939. Formación de ambiente marino continental. Está constituida por arcillas abigarradas con intercalaciones de areniscas, conglomerados y delgados niveles de margas y calizas arenáceas. Su coloración característica que varía de café rojizo a ladrillo rojizo se debe a la meteorización; los afloramientos frescos de la formación son grises, negros o verdosos⁶.

Entre Puerto Napo y Misahualli, la Formación Tena presenta niveles de arcillas limosas que varía a areniscas. Tiene una potencia que alcanza los 1000 m. en el margen oriental de la Cordillera Secundaria.

⁶ PETROPRODUCCIÓN, Formaciones Geológicas de la Cuenca del Ecuador

3.3. PROPUESTA PARA LA SELECCIÓN DEL POZO SACHA 99

PETROECUADOR que es la empresa estatal con su filial PETROPRODUCCIÓN, puso en marcha para la realización de las pruebas en los pozos SAC-64,SAC-99, SAC-145. Los que fueron considerados por el distrito para que se realicen las respectivas pruebas, de los cuales fue tomado en consideración el pozo SAC-99, por lo que se hizo los estudios necesarios, en la que desarrollaremos el análisis propuesto.

3.3.1 PARÁMETROS CONSIDERADOS EN EL POZO SACHA 99

Parámetros adecuados para prevenir trabajos imprevistos, que perjudiquen en lo laboral como en lo económico. El pozo Sacha 99 fue sometido a pruebas así como también a análisis, para su efecto se tomaron varias alternativas.

El pozo Sacha 99 está situado en áreas cercanas a la estación de producción, facilitando así su monitoreo repentino, verificar periódicamente la producción del pozo para su desempeño óptimo, en caso de problemas analizar todas las posibles soluciones para descartar pérdidas de producción.

Es necesario contar con pruebas de restauración de presión actualizadas, para los diseños correspondientes de las bombas Jet, siendo las adecuadas al momento de instalarse y evaluar las condiciones actuales de producción al momento de tomar pruebas al pozo.

3.3.2. PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN

POZO	FECHA	ZONA	BFPD	PWF	PWS	IP
SAC-99	29/03/2007	H-I	980	1244	1372	7.031

ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN, MANUAL DE OPERACIONES

3.3.3. CAMBIO DE BOMBAS HIDRÁULICAS

Se realizaron 373 cambios de bombas hidráulicas por baja eficiencia de la bomba y / o motor, rotura del OuterTube, Cavitación del Nozzle o garganta, corte del fluido, por daño de cavidad, rotura de varilla, optimización del fluido motriz, entre otros. Las bombas Jet Claw pueden adaptarse a más de la cavidad GUIBERSON, en cavidades KOBE y OILMASTER.

TABLA 2: CAMBIO DE BOMBAS HIDRÁULICAS PERIODO 2008 - 2009

CIA.	SOLIPET	SERTECPET	TEAM
TOTAL	221	147	5

ÁLVARO MORILLO T.

ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: DIRECCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

También debemos indicar que los 107 pozos del Campo Sacha que comprende del periodo Enero – Diciembre del 2009, que producen con bombeo hidráulico 42 producen con bomba pistón y 65, con bomba jet, se están inyectando 147974 BIPD de PowerOil para producir 30360 BPPD.

TABLA 3: PRODUCCIÓN CON BOMBEO HIDRÁULICO 2008 - 2009

CAMPO	BOMBA PISTÓN	BOMBA JET	TOTAL	BIPD	BPPD
SACHA	42	65	107	147974	30360

ALVARO MORILLO T.

ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: DIRECCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

3.4. PRINCIPIO DE LA BOMBA JET CLAW®

Es un tipo especial de bomba de subsuelo hidráulica que no emplea partes móviles, su principio de funcionamiento se basa en la transferencia de energía entre el fluido de inyección y fluido producido.

Cuando el fluido inyectado atraviesa el nozzle en el fondo del pozo se produce la transformación de energía potencial en energía cinética (**PRINCIPIO DE VENTURI**) lo que finalmente causa la producción del fluido del pozo¹.

Tabla 3 DIRECCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Archivos Informe Anual

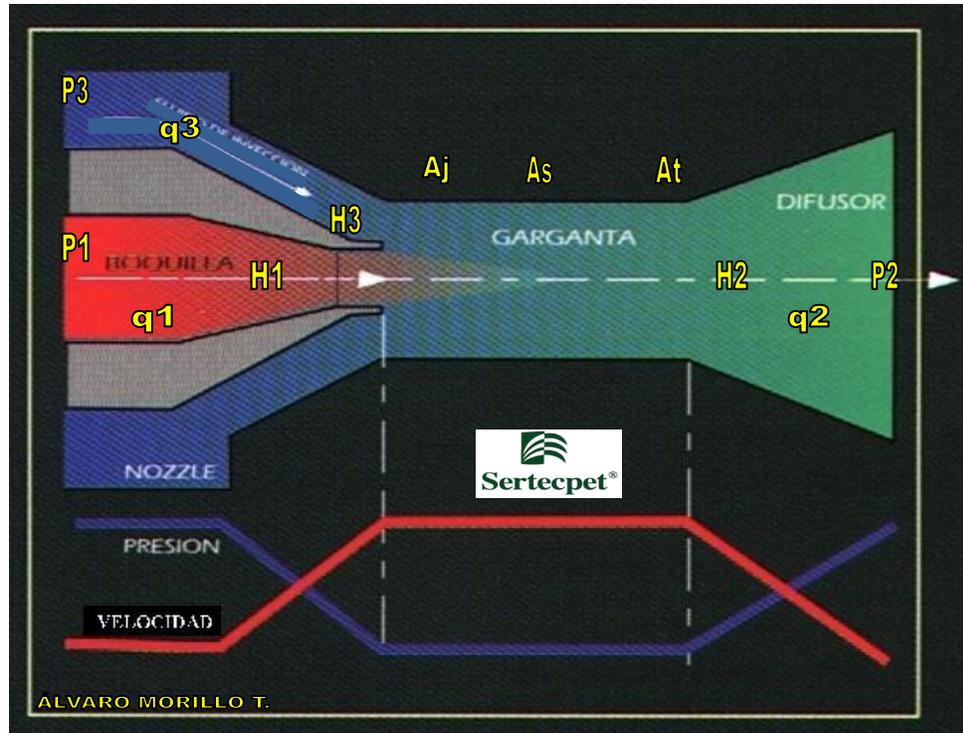
Puede adaptarse a casi cualquier completación de fondo de pozo y frecuentemente se pueden obtener tasas de producción más altas comparadas con las bombas pistón, por lo que se recomienda su uso en pozos con altos IP y con presencia de escala, producción de gas y presencia de arena.

3.4.1. TEORÍA DEL FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA JET

Se basa en el principio de Venturi que consiste en el paso de un fluido a través de un área reducida, donde se produce un cambio de energía potencial a cinética originado a la salida del nozzle, provocando una succión del fluido de formación¹.

Estos fluidos entran en un área constante llamada garganta, luego la mezcla de fluidos sufre un cambio de energía cinética a potencial a la entrada de un área expandida llamada difusor, donde la energía potencial es la responsable de llevar el fluido hasta la superficie.

FIGURA 29: PRINCIPIO DE VENTURI



ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: SERTECPET, MANUAL DE OPERACIONES

3.4.2. COMO FUNCIONAN

El fluido motriz se bombea a un caudal determinado (Q_1) hasta la bomba jet en el subsuelo, donde llega a una boquilla con una presión total que se designa como (P_1). Este fluido a presión alta se dirige, entonces, a través de la boquilla, lo que hace que la corriente de fluido tenga alta velocidad y baja presión.

La presión baja (P3) llamada presión de succión permite que los fluidos del pozo entren en la bomba y sea descargado por la tubería de producción el caudal de producción deseado (Q3).

Entonces el fluido motriz arrastra al fluido del pozo por efectos de la alta velocidad, estos dos fluidos llegan hasta una sección de área constante en donde se mezclan, en este punto se mantiene la velocidad y la presión constante.

Cuando los fluidos combinados llegan al final de esta sección constante, al iniciar el cambio de áreas en el difusor tenemos que la velocidad va disminuyendo a medida que aumenta el área y la presión se incrementa.

Esta alta presión de descarga (P2) debe ser suficiente para levantar los fluidos combinados al caudal deseado (Q2) hasta la superficie.

Los componentes claves de las bombas jet son las boquillas y la garganta (THROAT). El área de las aperturas en estos elementos determina el rendimiento de la bomba. Estas áreas se designan como AN y AT.

¹SERTECPET, manual de operaciones

Fig. XXIX SERTECPET, manual de operaciones

La relación entre estas áreas AN/AT se conoce como la relación de áreas. Las bombas que tienen las mismas relaciones de áreas tendrán también las mismas curvas de rendimiento.

El volumen de fluido motriz utilizando será proporcional al tamaño de la boquilla. El área en la bomba debe dar paso al caudal de producción en el espacio anular entre la boquilla y la garganta. Las características de la bomba en cuanto a la cavitación responden sensiblemente a esta área.

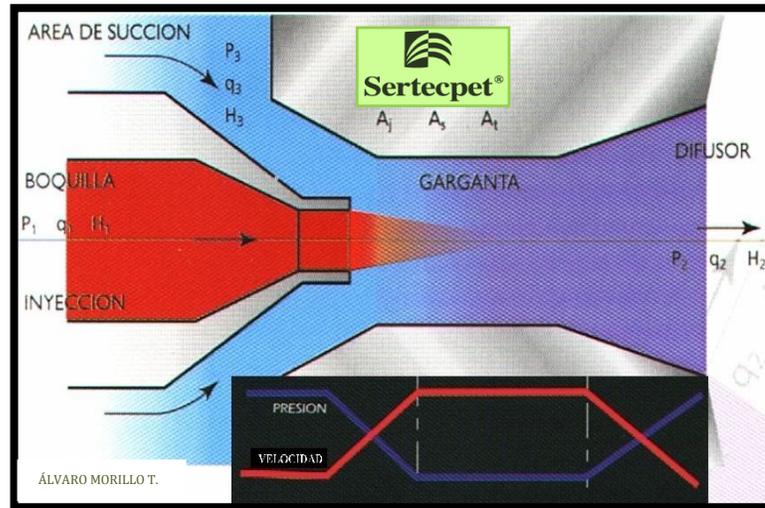
3.4.3. TIPOS DE INYECCIÓN DE FLUIDO MOTRIZ EN LA BOMBA JET

La dirección del fluido motriz en la bomba jet puede ser: de inyección convencional y reversa.

3.4.4. EFICIENCIA DE LA BOMBA JET

La eficiencia de una bomba jet está definida como la relación de la fuerza añadida al fluido producido, a la fuerza perdida por el fluido de poder.

FIGURA 30: EFICIENCIA DE LA BOMBA JET



ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.
FUENTE: SERTECPET, MANUAL DE OPERACIONES

La fuerza añadida al fluido de producción del pozo, es:

$$1. \quad (HP)_{q_3} = q_3 (P_2 - P_3)$$

Y la fuerza perdida por el fluido de poder, es:

$$2. \quad (HP)_{q_1} = q_1 (P_1 - P_2)$$

Las ecuaciones 1 y 2 dan la eficiencia:

$$E = (HP)_{q_3} / (HP)_{q_1} = q_3 (P_2 - P_3) / q_1 (P_1 - P_2)$$

Nótese que el lado derecho de la ecuación es:

$$M * H = (q_3 / q_1) (P_2 - P_3) / (P_1 - P_2)$$

Por lo tanto:

$$\text{Eficiencia} = E = MN = q_3 (P_2 - P_3) / q_1 (P_1 - P_2)$$

3.4.5. NOMENCLATURA DE BOMBA JET CLAW®

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

El nozzle se lo denominara con un Número (# 10)

La garganta se la denominara con una letra (J)

TABLA 4: NOMENCLATURA DE BOMBA JET CLAW®

ÁREA	NOZZLE	ÁREA	GARGANTA
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
12	0,0400	L	0,1000

BOMBA 10 J

ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE:SERTECPET, MANUAL DE OPERACIONES

¹ SERTECPET, manual de operaciones

Fig. XXX SERTECPET, manual de operaciones

Tabla IV SERTECPET, manual de operaciones

3.4.6.OBSERVACIONES IMPORTANTES DE OPERACIÓN DE BOMBAS JET CLAW

3.4.6.1.PRUEBA DE COMPLETACIÓN

Antes de desplazar la bomba Jet se debe realizar la prueba de completación del pozo para comprobar que el Packer esté bien asentado, la camisa de producción abierta.

3.4.6.2.DESPLAZAMIENTO DE BOMBA JET

La bomba debe desplazarse siempre y cuando el tubing esté lleno y sea del mismo diámetro interior hasta el alojamiento de la bomba, de variar el tamaño no se puede desplazar hidráulicamente, se debe recomendar asentar la bomba con slick line¹.

3.4.6.3. COMPORTAMIENTO DE ENTRADA DE FLUIDOS EN BOMBA JET CLAW®

La relación entre el caudal de producción y la presión en el fondo del pozo cuando hay producción se conoce como el comportamiento de entrada de fluidos. Este comportamiento equivale a la capacidad de un pozo para entregar sus fluidos.

¹ SERTECPET, manual de operaciones

Para todos los métodos de levantamiento artificial, incluyendo el bombeo hidráulico tipo jet, el sistema de bombeo tiene que diseñarse para proporcionar la energía adicional requerida para levantar la producción hasta la superficie.

3.4.6.4. PROFUNDIDAD DE LA BOMBA

La profundidad de la bomba depende de la capacidad de flujo del yacimiento; sin embargo por consideraciones operativas generalmente se ubica cerca de las formaciones productoras.

3.4.6.5. TVD PROFUNDIDAD VERTICAL

Es la profundidad vertical verdadera de la tubería, es obtenida del registro de survey de un pozo, se utiliza para la selección de la bomba jet (determina la presión de descarga de la bomba JET CLAW), Este dato debe ser aplicado en el software en el icono de profundidad de bomba

3.4.6.6. MD MEASUREMET DEPTH (TUBERÍA MEDIDA)

Es la longitud total de la tubería, pueden obtenerse esta medida durante la bajada de la tubería utilizando cinta. Se utiliza para el cálculo de las pérdidas de presión por fricción desde la formación hasta la entrada a la bomba JET CLAW.

Una vez obtenido los análisis técnicos del pozo Sacha 99, se deberá proceder al diseño de la bomba hidráulica Jet Claw® adecuada para este pozo que se realizará a partir de la información proporcionada por **PETROPRODUCCIÓN** respaldados por el Software ClawPump de la empresa **SERTECPET CÍA. LDTA.**

TABLA 5: DATOS MECÁNICOS DEL POZO SELECCIONADO

DATOS	SAC – 99
I.D TUBERÍA (PLG)	2.992
O.D TUBERÍA (PLG)	3.500
I.D ANULAR (PLG)	6.276
PROF. TUBERÍA (PLG)	9676
PRESIÓN DE CABEZA (PSI)	45
VÍA DE INYECCIÓN	TUBING
VÍA DE RETORNO	ANULAR

ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 6: DATOS DE RESERVOIRIO APLICADO AL POZO SELECCIONADO

DATOS	SAC – 99
PRESIÓN ESTÁTICA (PSI)	1372
API FLUIDO PRODUCIDO	31.0
GOR (PCPB)	300
BSW(%)	2%
TEMP. DE FONDO (°F)	230
TEMP. DE SUPERFICIE (°F)	110
GRAVEDAD ESP. DE GAS	0.870
GRAVEDAD ESP. DEL AGUA	1.030

ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 7: DATOS PARA LA APLICACIÓN DE DISEÑO AL POZO SACHA – 99

DATOS	SAC – 99
PRODUCCIÓN BRUTA (BFPD)	671
PRESIÓN DE OPERACIÓN (PSI)	3500
PRESIÓN DE ENTRADA (PSI)	1372
FLUIDO MOTRIZ USADO	PETRÓLEO
API FLUIDO MOTRIZ USADO	31.0
PROFUNDIDAD BOMBA (ft)	9525
LONGITUD DE TUBERÍA (ft)	2000

ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

3.4.7. SELECCIÓN Y DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO CON BOMBA JET

Por su selección y diseño se detalla lo siguiente:

3.4.7.1. CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO

Dentro de las características del reservorio tenemos:

3.4.7.1.2. POROSIDAD (\emptyset)

La porosidad es la característica física más conocida de un yacimiento de petróleo, determina los volúmenes de petróleo o gas que pueden estar presentes.

Tabla V; VI; VII PETROPRODUCCIÓN, Archivos de Informe

En los yacimientos de petróleo, la porosidad total representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Una porosidad del 20% indica que el 20% del volumen de la roca contiene fluidos y el 80% restante es roca sólida.

TABLA 8: PORCENTAJES DE POROSIDAD

POROSIDAD	CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA
0 – 5 %	Despreciable
5 – 10 %	Pobre
10 – 15 %	Regular
15 – 20 %	Buena
Más de 20%	Excelente

ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: SERTECPET, MANUAL DE OPERACIONES

3.4.7.1.3. PERMEABILIDAD (K)

La permeabilidad de una roca de acumulación puede definirse como la facultad que la roca posee para permitir que los fluidos se muevan a través de poros interconectados entre sí. Si los poros de la roca no están interconectados no existe permeabilidad; por tanto, debe existir una relación entre la permeabilidad y la porosidad efectiva, aunque no necesariamente con la porosidad absoluta¹.

La permeabilidad se mide en milidarcies(md), entre más milidarcies tenga la roca almacenadora, más fácil fluye el fluido.

TABLA 9: RANGOS DE PERMEABILIDAD

PERMEABILIDAD	CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA
1 - 10 md	Aceptable
10 – 100 md	Buena
Más de 100 md	Excelente

ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: SERTECPET, MANUAL DE OPERACIONES

3.4.7.1.4. PRESIÓN ESTÁTICA

Es la presión que ejercen las rocas en el yacimiento, La presión estática del fluido en un yacimiento es la presión que existe cuando no hay alteraciones mecánicas o de flujo¹.

Dicha presión denota la presión que existe al frente de la formación petrolífera cuando la producción se ha interrumpido por un lapso suficiente de tiempo para permitir la restauración de la presión en el fondo del pozo resultante de la columna de gas y de líquido. Esta presión restaurada es igual a la presión que existe en la zona petrolífera.

Por consiguiente, la presión del yacimiento es la presión que existe en condiciones de equilibrio antes o después de que se hayan establecido las operaciones de producción.

3.4.7.1.5. PRESIÓN FONDO FLUYENTE (PWF)

Es la presión de fondo fluyente en la cara de la formación, la unidad de medida en el sistema inglés es psi.

3.4.7.1.6. SEDIMENTO BÁSICO Y AGUA (BSW)

Es la cantidad en porcentaje de sedimentos (arena, parafina) y agua presente en el fluido de formación, la determinación exacta es importantísima para los cálculos de las pruebas y para control de incrementos bruscos de agua en el pozo, esto dependiendo del tipo de arena en producción¹.

3.4.7.1.7. GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL CRUDO (GRADOS API)

La gravedad específica del crudo es un valor adimensional (sin medidas), por cuanto es una relación de la gravedad de un fluido (petróleo) con respecto a otro fluido (agua). La gravedad API del petróleo se ha estandarizado con los valores obtenidos por el Instituto Americano del Petróleo (API) de ahí su nombre, en grados API y a 60°F.

3.4.7.1.8. RELACIÓN GAS PETRÓLEO (GOR)

Es la relación de la medida del volumen del gas producido con el petróleo, expresada en pies cúbicos por barril.

¹ SERTECPET, manual de operaciones

3.4.7.2. CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

3.4.7.2.1. PRESIÓN DE INYECCIÓN (CABEZAL DEL POZO)

Esta presión viene a representar la presión con la cual está trabajando la bomba hidráulica, una pérdida de presión en el tubing indicará que existe recirculación posiblemente debido a cavidad mala, daño en el standing valve, empaadura desasentada o hueco en la tubería, variaciones grandes en esta presión pueden indicar taponamiento de la línea de flujo o rotura de la misma en el trayecto.

3.4.7.2.2. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (CASING)

La tubería o cañería de revestimiento (casing) es normalmente una cañería de acero que se baja desde la superficie hasta distintas profundidades en el pozo. Constituye la primera línea de defensa del pozo contra: derrumbe, pérdida de circulación, mezcla de los fluidos por el traspaso de una formación a otra. Además, es la base para la instalación del equipamiento del pozo.

El casing se presenta en diferentes diámetros. A su vez, a cada medida corresponden diferentes pesos y tipos de aceros (grados). Los diferentes tamaños son necesarios para permitir un adecuado espacio interno de trabajo en el pozo.

Asimismo, los distintos pesos y tamaños brindan a la tubería las resistencias adecuadas al aplastamiento (colapso), presión interna (reventón) y a la tracción y otras propiedades necesarias para resistir las presiones del pozo y los fluidos de la formación.

3.4.7.2.3. EMPACADURA

Es una herramienta que sirve para aislar los espacios de la tubería de producción con la tubería de revestimiento, es decir que en bombeo hidráulico es muy importante ya que no permite la recirculación del fluido de formación y juega un papel importante en la descarga de la bomba.

3.4.7.2.4. TUBERÍA AUXILIAR DE REVESTIMIENTO (LINER)

La tubería auxiliar de revestimiento es la que se instala después de haber fijado otras columnas de entubación. En general, la tubería auxiliar de revestimiento no se extiende hacia la superficie, sino que queda suspendida y se sostiene de un dispositivo denominado colgador.

Estas tuberías se instalan cuando se presentan problemas inesperados, tales como pérdida severa de la circulación o presiones altas.

3.4.7.2.5. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (TUBING)

Este es el principal contenedor de los fluidos producidos por el pozo. Protege el casing de la presión y la corrosión. El tamaño varía de varias a una fracción de pulgada. Los tamaños más comunes son 2 ^{7/8} pulgadas de diámetro externo y 2 ^{3/8} pulgadas de diámetro interno. En general, el tubing se extiende desde la boca del pozo hasta la zona de producción¹.

Se clasifica según el tamaño (diámetro externo, diámetro interno, diámetro externo de la cupla, diámetro interno de la cupla) según el peso, (libras – pies, Kg./m); y en grados tales como J-55 y N-80. El tubing puede construirse con materiales sofisticados para soportar las presiones, las velocidades y la corrosión que provocan los fluidos del pozo y el medio ambiente¹.

¹ SERTECPET, manual de operaciones

3.4.8. DAÑOS MÁS FRECUENTES EN EL BOMBEO JET

Los daños más frecuentes en el bombeo Jet pueden ser:

3.4.8.1.CAVITACIÓN

La cavitación es el desgaste producido por la implosión de las burbujas de gas o vapor al sufrir un cambio de presión (cambio de estado, de vapor o gas a líquido), provocando cargas puntuales en las paredes de la garganta (presión de vapor).

3.4.8.2. TAPONAMIENTO DE NOZZLE

Debido a la presencia de sólidos en el fluido motriz se taponan el área del nozzle, incrementándose inmediatamente la presión de operación, debiéndose reversar la bomba a superficie, realizar limpieza e inspección del área del nozzle, verificar que no exista picaduras que ocasionarían distorsión del sentido de flujo y ocasionan el desgaste abrasivo en la garganta¹.

¹ SERTECPET, manual de operaciones

3.4.8.3. PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN

Se debe evidenciar que los parámetros de medición y control de la producción en superficie estén bien calibrados antes de reversar la bomba jet, una de las causas más comunes para la pérdida de producción son:

- ✓ Taponamiento con sólidos en el dischargebody
- ✓ Taponamiento con sólidos en la garganta
- ✓ Cavitación de garganta
- ✓ Desgaste abrasivo de garganta

Para lo cual se debe reversar bomba, inspeccionar visualmente, de encontrarse sólidos entregar al cliente.

3.4.8.4. INCREMENTO DE BARRILES DE INYECCIÓN

Verificar si los instrumentos de medición de superficie están en buenas condiciones de operación, se ocasiona por la rotura del nozzle o rotura del tubing, disminuyendo considerablemente la presión de operación

3.4.8.5. FALTA DE APORTACIÓN

Se deben verificar los parámetros de operación de superficie, barriles de inyección, presión de operación, estén de acuerdo al diseño de la bomba jet utilizada, evidenciar el no incremento de nivel en los tanques ni incremento de altura en el separador de prueba.

Si se está operando con presión de operación que permitan el incremento hasta 3500 PSI. Se debe incrementar la presión máxima a la segunda hora de comprobación de la no aportación del pozo, de mantenerse las mismas condiciones informar al personal de la operadora y reversar la bomba jet para comprobar su diseño.

3.5. PROBLEMAS MECÁNICOS OCASIONADOS POR FALLAS DE HERRAMIENTAS

Se tendrá diferentes tipos de problemas durante la vida de producción de un pozo, sean estos ocasionados por la constante producción de los fluidos del yacimiento o por problemas mecánicos, generados por fallas de herramientas que se encuentren en la locación¹.

Los problemas estarán relacionados tanto en superficie como daños de la válvula block, válvula reguladora de flujo, roturas en la tubería, entre otros. Mientras tanto en el

conjunto de fondo, será reflejado en el funcionamiento en la bomba, disminuyendo la producción, aumento de gran cantidad de fluido de inyección, pérdida de presión, etc².

3.5.1. PROBLEMAS MECÁNICOS QUE SE ORIGINAN

- ✓ Válvula block
- ✓ Válvula reguladora de flujo (VRF)
- ✓ Roturas de tuberías
- ✓ Atascamiento de herramientas
- ✓ Cavidades en pésimo estado
- ✓ Camisas en mal estado para cerrar o abrirse
- ✓ Mal asentamiento de Packers

¹ SERTECPET, manual de operaciones

² PETROPRODUCCIÓN, manual de operaciones

CAPÍTULO IV

CAPÍTULO IV

4. PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN DE UNA BOMBA HIDRÁULICA JET CLAW®

Para la selección de una bomba hidráulica tipo Jet es necesario tomar en cuenta los siguientes parámetros.

4.1. PROCEDIMIENTO PARA DISEÑO DE BOMBA

Mediante un programa de computadora se realizan los cálculos para la obtención de la geometría de la boquilla, garganta y el cálculo de la presión de fondo fluyente (Anexo 3).

Para el diseño de una bomba hidráulica tipo jet es necesario tomar en cuenta los siguientes datos básicos:

- ✓ Presión estática o presión del reservorio. P_s , P_r (PSI)
- ✓ Presión de fondo fluyente. P_{wf} (PSI)
- ✓ Presión de cabeza (PSI)
- ✓ Presión de operación (triplex) (PSI)
- ✓ API del fluido producido
- ✓ Relación gas petróleo GOR (PCPB)
- ✓ Sedimento básico y agua BSW (decimal)
- ✓ Temperatura del yacimiento y superficie (°F)
- ✓ Gravedad específica del gas y del agua

- ✓ Diámetro externo e interno del tubing y el diámetro interno del casing
- ✓ Profundidad de la tubería (pies)
- ✓ Producción deseada (BFPD)
- ✓ Fluido motriz usado (agua, petróleo)
- ✓ API del fluido motriz
- ✓ Profundidad de la bomba (pies)
- ✓ Longitud de la tubería en superficie (pies)

Estos datos se ingresan en el programa, se elige la geometría de la boquilla y garganta.

Se tiene como resultado:

- ✓ Barriles de agua inyectados por día (BIPD)
- ✓ Presión de entrada a la bomba P_{wf} (PSI)
- ✓ Presión de descarga (PSI)
- ✓ Rango de cavitación
- ✓ Eficiencia de la bomba (%)
- ✓ Potencia (HP)

Se prueba con diferentes geometrías de boquilla y garganta hasta tener la geometría óptima de trabajo.

De igual forma, el programa permite cambiar la presión de la bomba de superficie, así podemos saber si durante la evaluación podemos incrementar la presión.

Para la evaluación de un pozo de cualquier tipo de arenas se analiza con diferentes geometrías de boquilla y garganta. En estos casos las presiones y los volúmenes inyectados serán diferentes para cada tipo de formación.

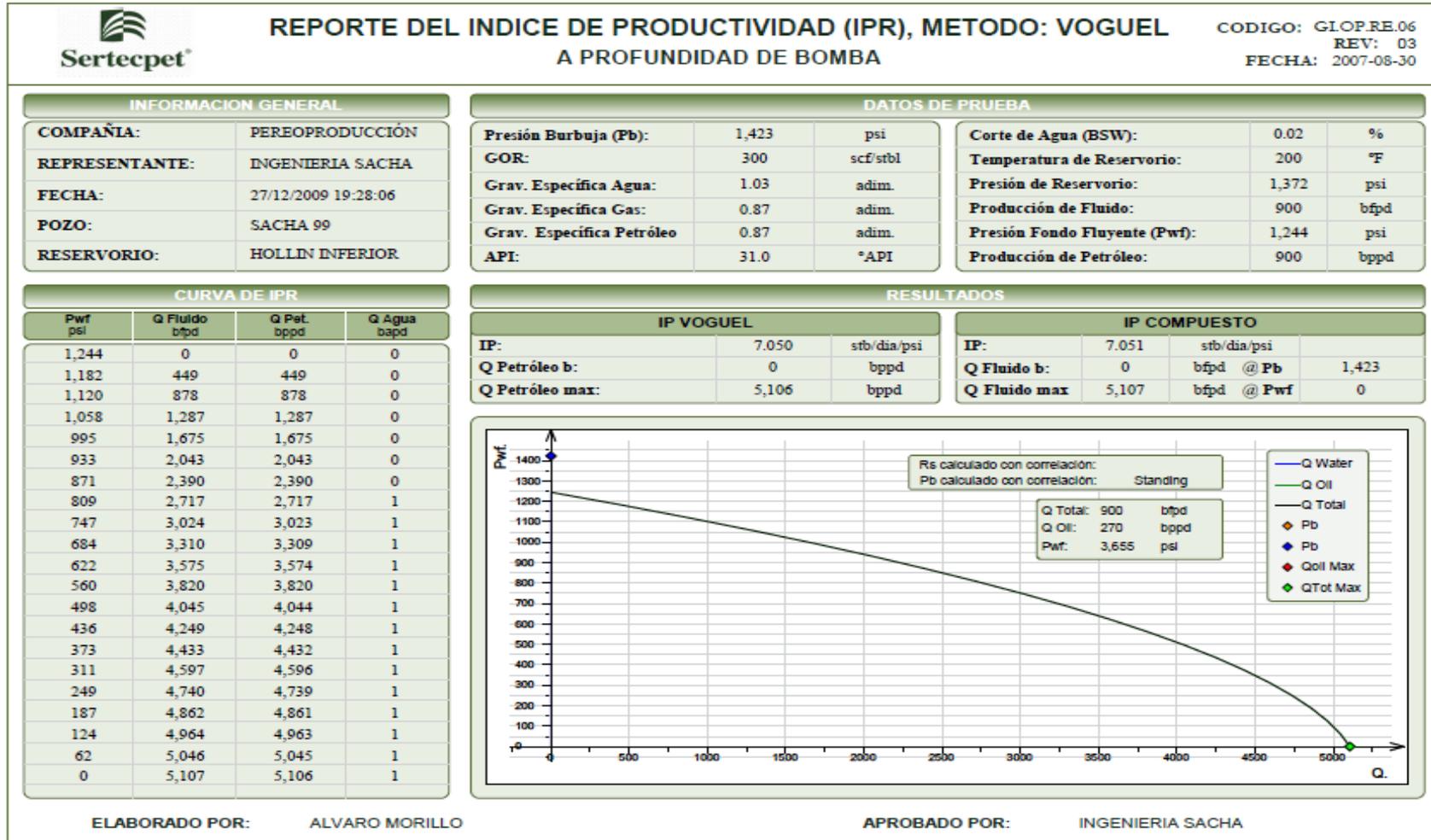
De igual manera, la geometría óptima se selecciona tomando en cuenta los diferentes parámetros analizados de la tabla de selección de bombas.

Cuando se incrementa la presión de la triplex, necesariamente debe bajar la presión de entrada a la bomba e incrementar la producción si aún estamos sobre el punto de burbuja.

A continuación todos los datos obtenidos del pozo SAC-99, ingresan al Software ClawPump de la empresa **SERTECPET CÍA. LDTA.** Los resultados obtenidos son:

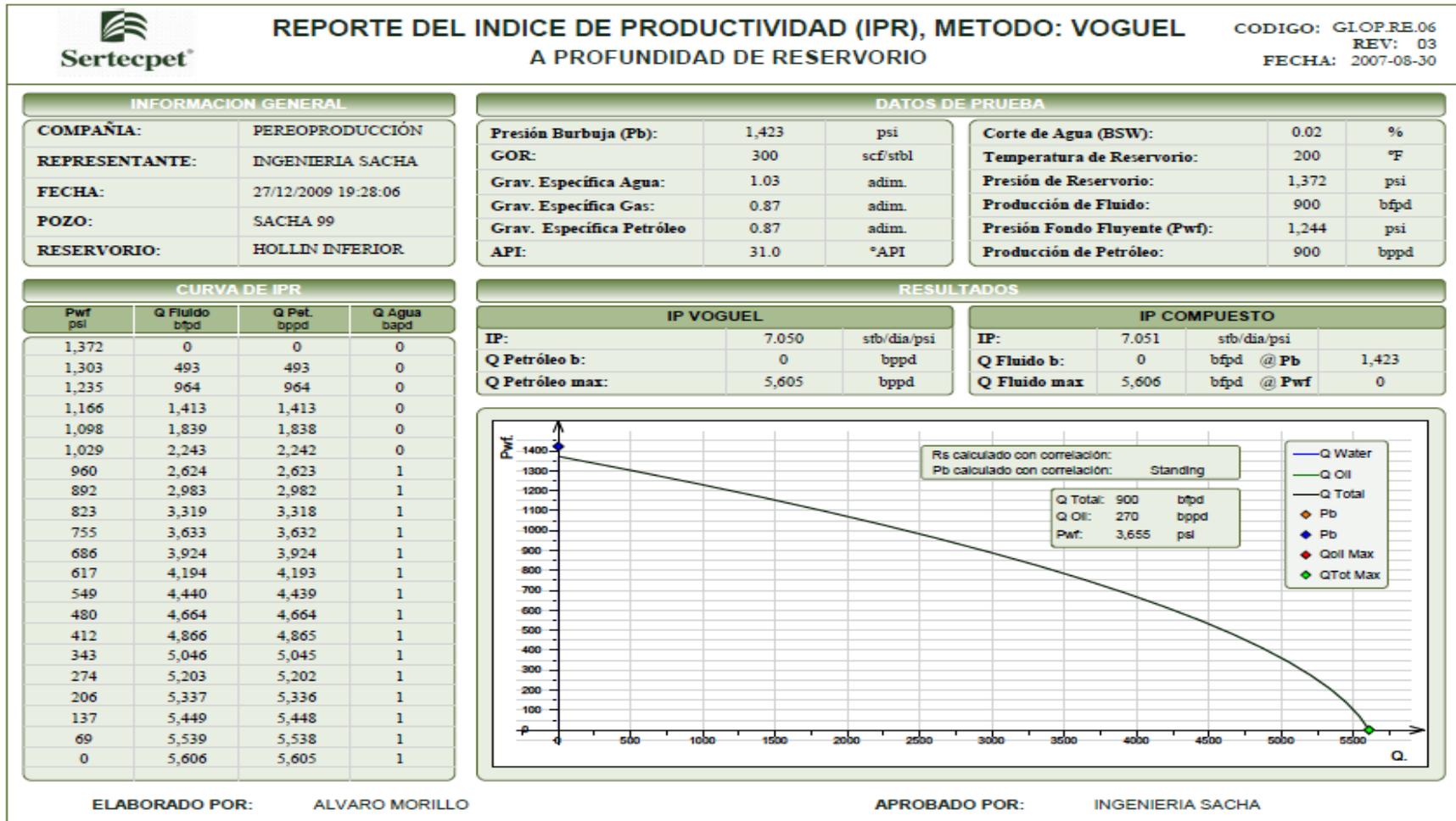
- ✓ Reporte del IPR a profundidad de la Bomba
- ✓ Reporte del IPR a profundidad de Reservorio
- ✓ Registro de selección de la Bomba Jet Claw
- ✓ Reporte del análisis Nodal con Bomba Jet Claw
- ✓ Reporte de la eficiencia de la Bomba (%) y la Eficiencia (HP)

FIGURA 31: REPORTE DEL IPR A PROFUNDIDAD DE LA BOMBA



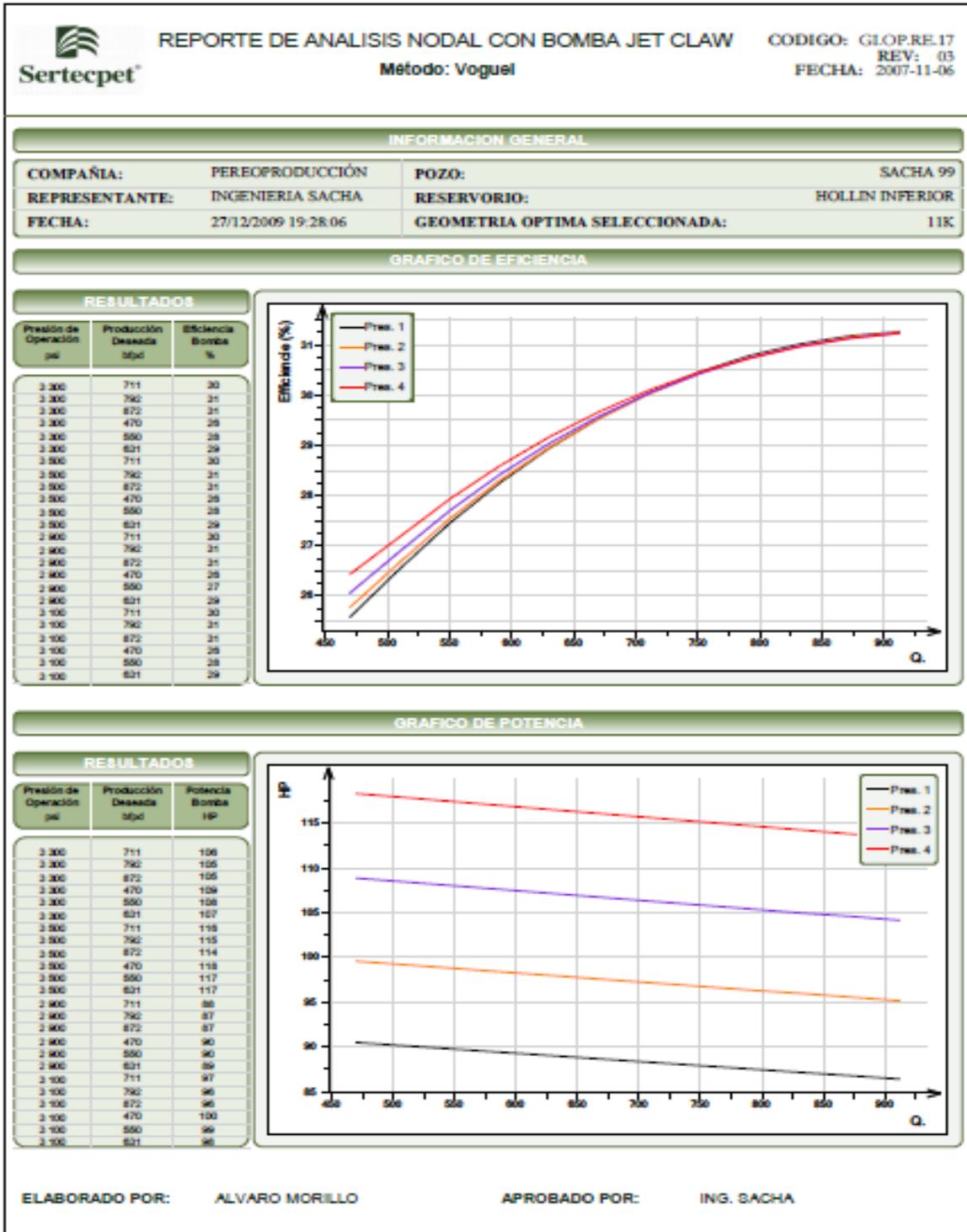
ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.
FUENTE: SERTECPET, MANUAL DE OPERACIONES

FIGURA 32: REPORTE DEL IPR A PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO



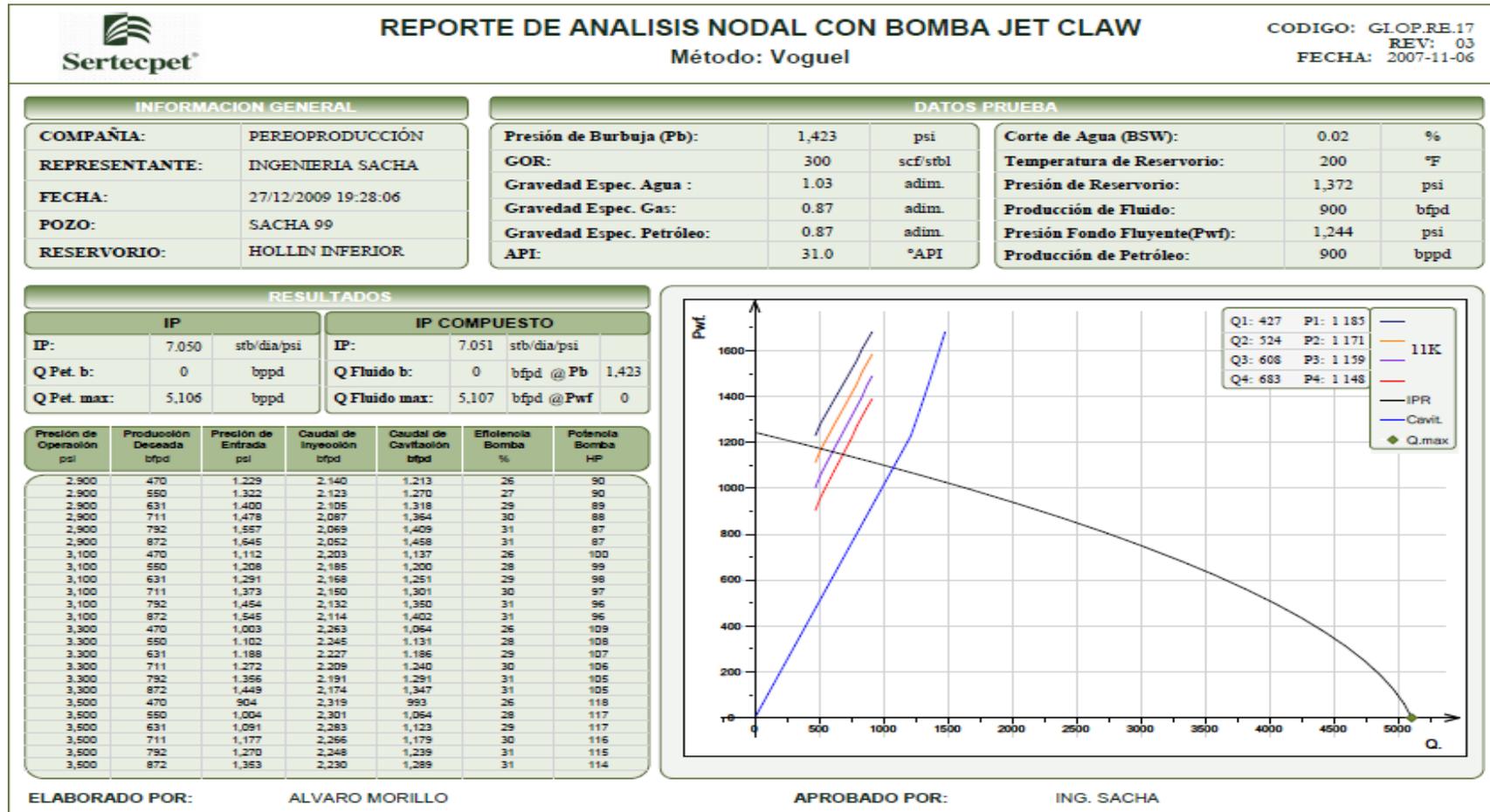
ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.
FUENTE: SERTECPET, MANUAL DE OPERACIONES

FIGURA 33: REPORTE DEL ANÁLISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW



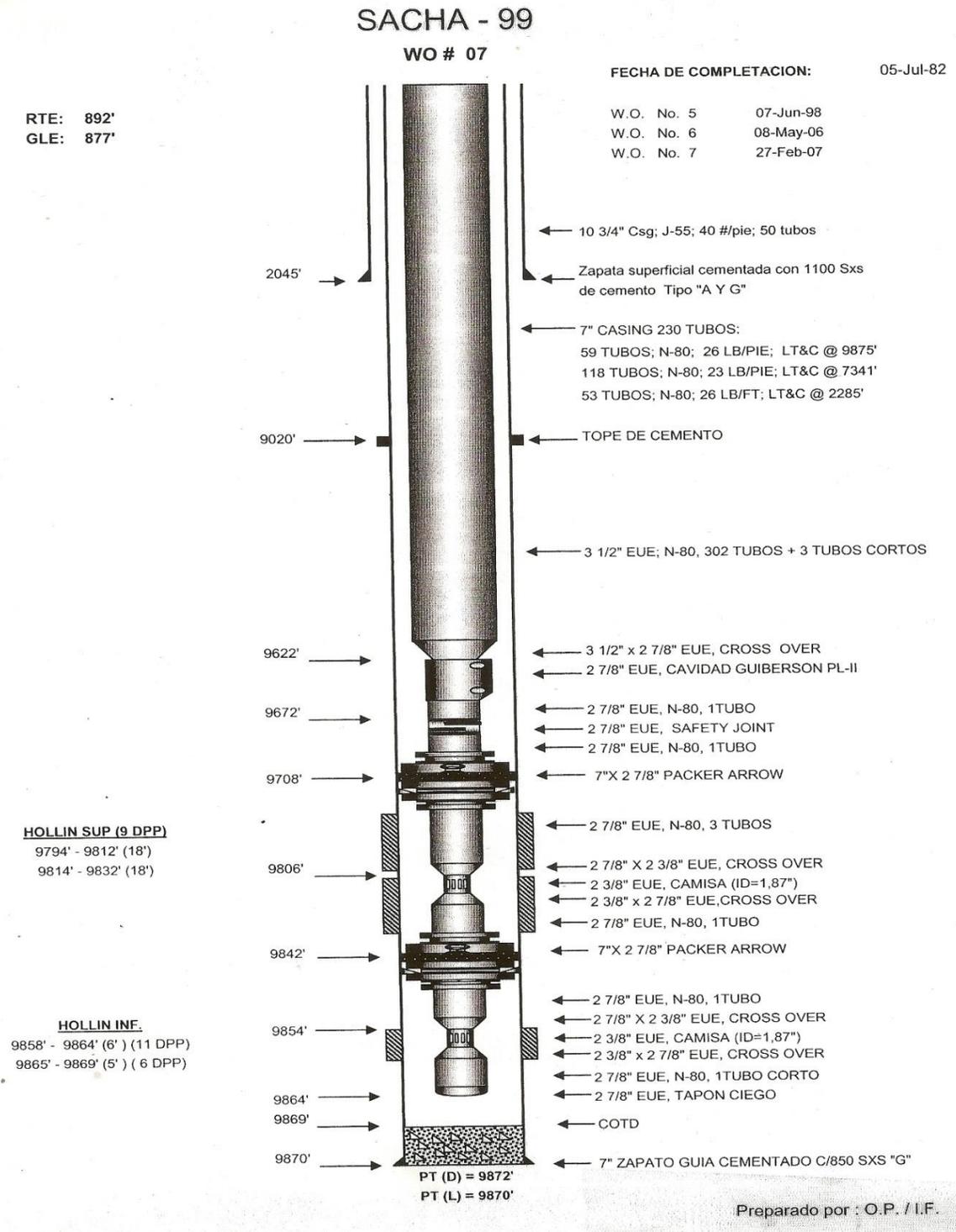
ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.
FUENTE: SERTECPET, MANUAL DE OPERACIONES

FIGURA 35: REPORTE DE ANÁLISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW



ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.
FUENTE: SERTECPET, MANUAL DE OPERACIONES

FIGURA 36: COMPLETACIÓN CON BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET



ELABORADO POR: ÁLVARO MORILLO T.

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN, MANUAL DE OPERACIONES

4.2. OPERACIÓN CON BOMBA JET REVERSA Y CONVENCIONAL

Con este tipo de bomba la operación es la siguiente:

1. Armar BHA de fondo, con standing valve en el no-go y bajar probando tubería cada 20 paradas con 3500 psi. (OPCIONAL)
2. Bajar la tubería con una camisa deslizante de 2.81, 2.31 ó 1.87 sobre un packer mecánico o hidráulico.
3. Bajo o sobre el packer se instalará un No-Go de 2.75, 2.25 o 1.81 tipo “R” EUE Box – EUE Pin 8 RD que se utilizará para el build-up.
4. Se correrá un programa para la selección de la bomba de acuerdo a las expectativas de producción. (simulación)
5. Una vez que se baje la tubería y se asiente el packer, se probará el espacio anular con 3000 psi en pozos nuevos y en pozos viejos con 1500 psi, si la prueba es satisfactoria se procede a abrir camisa con Slick line.
6. Se bajará con Slick line (0.092) el st/valve con los memory gauges o éstos en la bomba.
7. Con Slick line (3/16) o presión hidráulica se bajará la bomba reversa o convencional hasta la camisa 2.81, 3.31 ó 1.87”.

8. Una vez que la bomba esté en el fondo, se iniciará la operación, con una presión de inyección de 1500 PSI. De una a dos horas para determinar la presión de fondo fluente; con la producción y parámetros obtenidos en esa hora, determinamos si la bomba es o no la correcta utilizando el software de selección de bombas, si es la correcta continuaremos la prueba incrementando la presión a 2000 y 2500 PSI para obtener diferentes presiones fluyentes a diferentes flujos de producción.
9. Si con los datos reales determinamos que la bomba Jet no es la correcta ésta se recuperará a superficie (con Slick line) o presión hidráulica para ser cambiada la bomba y bajada para reiniciar la prueba.
10. Estabilizada la producción y el BSW se cerrará el pozo para el Build- Up por el tiempo determinado por operaciones.
11. Después del cierre se recuperará la Bomba Jet con Slick Line (3/16) o presión hidráulica
12. El Standing – valve será recuperado con Slick line (0.092)
13. Bajamos standing valve con toma muestras para PVT.(opcional)
14. Desplazamos bomba jet con Slick line o presión hidráulica a la camisa y continuamos con la prueba durante 6 horas de producción.
15. Recuperamos con slick line ó presión hidráulica la bomba jet a superficie.

16. Recuperamos standing valve con toma muestras P.V.T.

17. Terminar operaciones.

Los resultados finales se entregarán a la persona responsable de la prueba.

4.3. EVALUACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS

La empresa PETROPRODUCCIÓN fijo para el pozo Sacha 99 un promedio de operación, conjuntamente con la empresa prestadora de servicios SERTECPET Cía. Ltda. Realice su trabajo en un rango de tiempo de operación real que fue obtenido de las bombas empleadas anteriormente.

Hay resultados favorables tanto en los días de operación como en la producción con los valores predispuestos por PETROPRODUCCIÓN, un promedio al 10 % mayor de lo propuesto.

4.4. SERVICIOS REALIZADOS DE COSTO Y OPERACIÓN

Los servicios realizados por parte de la empresa SERTECPET, donde se realizó en este caso un cambio de bomba Pistón PL I adaptada $2^{1/2} \times 2 \times 1^{3/4}$ por una bomba Jet con cavidad PL II con geometría “9H” presento el menor costo posible, demostrando de esta

manera que los repuestos utilizados tanto así los costos de servicios durante el tiempo de análisis, fue la más conveniente con un valor aproximado de \$789 por cada día.

Haciendo un chequeo general sobre el costo por los servicios prestados por parte de la empresa SERTECPET durante el tiempo de análisis que va desde Marzo 2009 a Septiembre 2009 es de \$150,000 aproximadamente, a más de costos de alquiler de unidades MTU, costos de taladro, alquiler de herramientas así como servicios de taller, transporte para movilización de los equipos como del personal entre otros, teniendo un costo total de \$500,000 este valor es asumido por parte de la empresa del estado **PETROECUADOR**.

En conclusión se puede decir que la producción actual del SAC-99 es de 275 Bls/día, con un costo de barril de petróleo en el mercado de \$74, nos da como resultado \$20,350 diarios en dólares norteamericanos, esto quiere decir que en 25 días el pozo SAC-99 produciendo sin ningún contratiempo cubriría los gastos empleados por parte de la empresa estatal **PETROECUADOR**.

4.5. PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO SACHA 99

Hasta el momento se encuentran produciendo 141 pozos, 6 a Flujo Natural, 28 con Bombeo Eléctrico y 107 con Bombeo Hidráulico. Dándonos un potencial actual de 49.187 BPPD, con un API de 27.7

La producción actual del pozo Sacha 99, hasta el 26 de diciembre del 2009, es de 275 Bls/día con un BSW de 20%, en la actualidad el pozo se encuentra en producción con cavidad PLII y bomba Jet de geometría “9H” perteneciente a la empresa SERTECPET Cía. Ltda. Cabe mencionar que si empleáramos métodos de recuperación secundaria a más de la inyección de agua se incrementaría la producción por lo que obtendríamos grandes perspectivas de producción en el campo.

4.6. ANÁLISIS DE FALLAS

A continuación se dará una breve explicación sobre cada una de las fallas que afectan directamente sobre la producción.

4.6.1. FALTA DE FLUIDO MOTRÍZ

Si se presenta una deficiencia del fluido motriz, se detectará por la caída de presión, debido al taponamiento de la tubería, falta de fluido motriz en el tanque.

4.6.2. FUGAS

Es un problema muy frecuente y se produce en las tuberías superficiales, como aquellas que están dentro del pozo. Cuando existe un escape en el tubing, se produce una disminución en la presión de operación, lo cual baja el volumen de producción.

Estas fugas empiezan con un mínimo goteo que no es detectable en primera instancia, pero van aumentando gradualmente acarreado las respectivas consecuencias.

4.6.3. CAMBIOS DE CONDICIONES DE POZO

En la vida productiva del pozo existen cambios en sus características, los cuales inciden sobre las condiciones de operación del sistema de bombeo hidráulico. Por ejemplo, el nivel de fluido puede elevarse debido al exceso de gas en el fluido producido, y traer como consecuencia una caída de presión.

4.6.4. DESGASTE DEL MOTOR

El desgaste normal de las piezas del motor de la bomba de fondo (boquilla, garanta), se refleja en el aumento de la cantidad de fluido motriz necesaria para mantener la velocidad de la bomba.

4.6.5. CONTAMINACIÓN DEL FLUIDO MOTRÍZ

La contaminación puede ser el producto del mal funcionamiento de los desarenadores, es decir, que no retiene eficazmente los sólidos, la presencia de estos sólidos puede causar taponamiento en alguna tubería y consecuentemente, se reduce la productividad¹.

4.6.6. PRODUCCIÓN DE GAS

Se debe tener cuidado con el gas producido, ya que éste es la causa de cavitación en el jet, el cual puede destruir la bomba y reducir la producción, reduciendo así la eficiencia de la bomba¹.

4.6.7. ARENA

La producción de abrasivos, tales como la arena, causan problemas de erosión en todos los tipos de levantamiento artificial; tolerancias a la obstrucción en el fondo, son requeridas para la eficiencia del bombeo hidráulico¹.

4.6.8. PARAFINA

La acumulación de parafina en la parte superior de la sarta del tubing, en la cabeza del pozo o en la línea de flujo, causará contrapresión que hará reducir la eficiencia, lo cual se requiere remover o prevenir. Fluidos a alta temperatura e inhibidores pueden ser circulados en un sistema hidráulico.

SERTECPET, manual de operaciones

4.6.9. CORROSIÓN

La corrosión en el fondo del pozo puede ser causada por electrólisis entre diferentes tipos de metal, H₂S o CO₂, contenido en el fluido producido, alta salinidad o saturación del agua con salmuera u oxigenación de metales.

Para disminuir la corrosión se suele usar elementos hechos de materiales de alta calidad. Sin embargo, también se pueden controlar la corrosión mediante la inyección de químicos

4.7. PROBLEMAS DEL EQUIPO DE FONDO

Pueden darse por los siguientes casos:

4.7.1. PRESIÓN EN EL CASING / LA BOMBA NO SALE DEL ASIENTO

Para desasentar la bomba y traerla a la superficie se debe aplicar una presión inversa mediante el fluido motriz, el fluido motriz entra por el tubing y sale por el espacio anular, pero no se puede desasentar la bomba, es obvio que algo se ha acumulado alrededor de la bomba en la cavidad.

La acumulación podría darse alrededor de las copas de asentamiento en el cuello de sellamiento de la cavidad o fuera de cilindro de la propia bomba por debajo del cuello de sellamiento de la cavidad. Una acumulación debajo de dicho cuello impediría que el extremo inferior de la bomba pase a través del cuello.

4.7.2. LA BOMBA SE DESASIENTA, PERO NO LLEGA A LA SUPERFICIE

La bomba se ha desasentado pero no llega a la superficie después de un tiempo normal es probable que las copas de swabeo en el recuperador se han salido, en la válvula de pie no funciona, o que existe alguna obstrucción en la tubería, como parafina. Esto puede verificarse, pero el proceso puede complicarse bastante.

4.7.3. FALLA DE LA VÁLVULA DE PIE, EL PACKER O EL CASING

Puede determinarse, mediante mediciones en el tanque de fluido motriz que se está perdiendo fluido dentro del pozo. Si es así, entonces la válvula de pie, el packer o el casing tiene fuga.

En tal circunstancia, será necesario pescar tanto la bomba como la válvula de pie. Una inspección visual de la válvula de pie revelará los cortes por el paso de fluido si esta tiene fuga.

4.7.4. LA BOMBA NO SE DESASIENTA / NO HAY ACUMULACIÓN DE PRESIÓN

En las operaciones cuando se quiere sacar la bomba hidráulicamente no hay ninguna indicación de que la bomba se haya salido de su asiento, y no se puede desarrollar la presión necesaria, puede haber varios motivos como:

4.7.5. TUBERÍA PERFORADA

El problema más fácil de detectar será un hueco en la sarta de tubería. No debe haber retornos de regreso por la sarta de tubería hasta que la bomba se desasiente.

Por lo tanto si la bomba no se desasienta y si hay retornos por el lado de la tubería entonces el fluido está pasando desde el casing hasta la tubería en algún punto de la bomba. Esto no implicaría ninguna pérdida de fluido motriz en el pozo².

4.7.6. PÉRDIDA DEL FLUIDO MOTRIZ

Si se detecta una pérdida de fluido motriz su causa podría ser:

- ✓ Una fuga de packer.
- ✓ Un hueco en el casing
- ✓ Daños en el diámetro exterior del asiento de la válvula de pie.

4.7.7. INCREMENTO EN EL FLUIDO MOTRÍZ

Si el ritmo de la bomba no sube, aunque se mande mucho más fluido motriz al pozo:

Primeramente hay que asegurarse que la bomba multiplex y la presión de succión de la bomba estén bien. Si están bien todos los elementos, la causa puede ser desgaste en la sección motriz de la bomba, daños en el cuello de sellamiento, destrucción de los cuellos de la bomba o una fuga en la tubería de presión alta.

Existen causas para que el sistema se apague, éstas pueden ser por presión baja debido a que hay un hueco en la tubería o una falla de la bomba en el fondo del pozo o por descarga alta, esto debido a que la boquilla puede estar bloqueada en la bomba jet o a la acumulación de parafina en la tubería.

² PETROPRODUCCIÓN, manual de operaciones

4.8. PROBLEMAS DEL EQUIPO EN SUPERFICIE

Las causas más comunes de Bombeo Hidráulico del equipo en superficie son:

4.8.1. BOMBA DE SUPERFICIE

Una causa común de que el sistema se apague por baja succión o descarga se debe a las propias bombas. Asegúrese que las válvulas se encuentren abiertas. Siempre que se inicie la operación se recomienda arrancar el motor sin carga y con la válvula de alivio bien calibrada.

4.8.2. CHEQUEO DE LAS VÁLVULAS

Si estas verificaciones no revelan las razones de los volúmenes bajos, es necesario chequear las válvulas. Para verificar la eficiencia volumétrica de las bombas de superficie, se emplea el siguiente procedimiento:

- ✓ Verificar las PRM del multiplex.
- ✓ Verificar el caudal de inyección.
- ✓ Verificar la presión de descarga.

Verificar el desplazamiento efectivo utilizando el medidor de fluido motriz. Si el desplazamiento efectivo es menor al 85% del desplazamiento nominal, entonces debe tomarse la acción apropiada.

Otros de los principales problemas en la operación de las bombas hidráulicas son:

4.8.3. BAJA PRESIÓN DE INYECCIÓN

- ✓ Bomba trabaja con bajas RPM

Este problema operacional puede deberse a:

- ✓ Falla de la bomba hidráulica en donde parte del fluido motriz pasa sin actuar sobre la bomba.
- ✓ Fuga de fluido motriz en el tubing por rotura del mismo.
- ✓ Fuga de fluido motriz entre la estación centralizada o individual y el pozo.
- ✓ Rotura del nozzle

4.8.4. CAÍDA GRADUAL DE LA PRESIÓN DE INYECCIÓN

La velocidad de la bomba se mantiene constante debido a:

- ✓ Cambio en las condiciones del pozo; ya sea en aumento gradual del nivel de fluido o del volumen del gas a través de la bomba.
- ✓ Fuga de fluido motriz en el tubing aumentándose gradualmente.

- ✓ Sellos rotos de la bomba
- ✓ Liqueo de tubería
- ✓ Recirculación por las válvulas de la bomba reciprocante
- ✓ By- passliqueando
- ✓ Válvulas mal cerradas

4.8.5. DISMINUCIÓN BRUSCA DE LA PRODUCCIÓN

La disminución de la producción puede ser debido a:

- ✓ Falla en la bomba hidráulica.
- ✓ Pérdidas en la tubería de producción ya sea en el pozo o en superficie.
- ✓ Cambio brusco en las condiciones del pozo.
- ✓ Daño en la formación.
- ✓ Garganta cavitada.
- ✓ Dischargebody comunicado
- ✓ Falla del equipo de superficie
- ✓ Mal medido el tanque o medidor de caudal falloso
- ✓ Bomba taponada (no permite el ingreso de la producción)
- ✓ Bomba desasentada

4.8.6. DISMINUCIÓN GRADUAL DE LA PRODUCCIÓN

La disminución de la producción puede ser debido a:

- ✓ Desgaste normal y progresivo en las partes de la bomba.
- ✓ Cambio en las condiciones del pozo, como disminución en la presión de yacimiento (yacimientos de gas).
- ✓ Taponamiento gradual de la bomba.
- ✓ Rotura de sellos del packer(liqueo mínimo).
- ✓ Cavitación de la bomba.

4.8.7. AUMENTO BRUSCO DE LA PRESIÓN DE INYECCIÓN

En este problema operacional se presentan dos casos:

4.8.7.1. EL AUMENTO DE PRESIÓN DE INYECCIÓN CON BOMBA OPERANDO, DEBIDO

Obstrucción en la línea de fluido motriz dentro del pozo o en la línea de producción.

4.8.7.2. EL AUMENTO DE PRESIÓN DE INYECCIÓN CON BOMBA SIN OPERAR, DEBIDO

- ✓ Taponamiento de la bomba.
- ✓ Válvulas de la línea de producción cerradas.

4.8.8. AUMENTO GRADUAL DE LA PRESIÓN DE INYECCIÓN

El aumento de la presión de inyección puede ser debido a:

- ✓ Taponamiento lento con sólidos del fluido motriz o cuerpos extraños como: trapo, manilas; o corrosión de la tubería.
- ✓ Depósitos graduales de la escala u otro material en cualquier parte del sistema.

4.9. SEGURIDAD INDUSTRIAL E IMPACTO AMBIENTAL

La seguridad industrial puede ser utilizada en beneficio de la seguridad integral de la empresa. Como tomar en cuenta el Impacto Ambiental para remediar cada vez menos al entorno y los problemas existentes se solucionen protegiendo al medio ambiente.

4.9.1. IMPACTO AMBIENTAL

El tema ambiental es actualmente uno de los más comentados y difundidos, ya que el peligro que representa a la vida misma es real y se está demostrando día a día. En todo el mundo el peligro de la contaminación es alarmante y amerita una atención especial.

En el campo petrolero también se le está dando la importancia debida, de tal forma de que las actividades hidrocarburíferas afecten cada vez menos al entorno y los problemas existentes se solucionen protegiendo al medio ambiente.

El problema de la contaminación ambiental, es provocado por la vida misma, como consecuencia del desarrollo al que ha llegado la humanidad y también debido a la función biológica de la reproducción, los organismos vivientes utilizan materia del medio ambiente, que luego de ser utilizada es devuelta al mismo con otras características, modificada, como desperdicios de las cosas que continúan viviendo y como despojos de las cosas que mueren⁷.

Mientras es mayor el avance tecnológico los desechos producidos por el hombre son mucho más complejos y de difícil eliminación o disposición, pudiendo estar por ejemplo los desechos de la actividad hidrocarburífera, nuclear, industrial, etc.

4.9.2. SEGURIDAD INDUSTRIAL

Uno de los mecanismos empleados para este objeto, es Seguridad e Higiene Industrial que es bien comprendida y aceptada, puede ser utilizada en beneficio de la seguridad integral de la empresa.

El departamento de Seguridad Industrial, para conseguir los objetivos de prevención de accidentes y de enfermedades profesionales, introdujo en sus actividades la normalización técnica, para lo cual procedió a recopilar información científica y técnica (normas, reglamentos, códigos, instructivos, etc) tanto de organismos nacionales como internacionales, logrando constituir de esta manera una sólida fuente de investigación y consulta, lo cual ha permitido a su personal técnico desarrollar sus actividades en forma acertada y eficaz⁷.

4.9.3. IDENTIFICACIÓN DE FUENTES DE CONTAMINACIÓN

A continuación detallaremos las causas más comunes así como de un plan de contingencia.

4.9.3.1. AGUA DE FORMACIÓN

El principal contaminante líquido que se tiene es el agua de formación que se lo vierte previo el paso por piscinas de separación en donde se retiene el aceite y se disminuyen otros componentes por reacciones químicas que se producen en las mencionadas piscinas de separación⁷.

El agua de formación es aquella que acompaña al crudo cuando es extraído del subsuelo. El agua puede ser agua que proviene directamente del pozo o agua usada en operación de recuperación. La cantidad y la calidad del agua de formación dependen del método de explotación, la naturaleza de la formación donde se hace la explotación y del tiempo de producción del pozo.

El agua de formación por su alta salinidad puede contaminar suelos, aguas superficiales y afectar la vegetación y organismos acuáticos.

4.9.4. PLAN DE MANEJO AMBIENTAL

El objetivo del plan de manejo ambiental es establecer las bases necesarias para el control o mitigación de los impactos ambientales que puedan generar los diferentes

proyectos, mediante la formulación de procedimientos que ayuden a prevenir o minimizar los daños que puedan ocasionar tanto al medio biofísico como al socio económico⁷.

4.9.5. PROGRAMA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL, SALUD OCUPACIONAL

Tiene como objeto proteger la salud de los trabajadores y mejorar el ambiente de trabajo, minimizando las probabilidades de incidentes que puedan ocasionar accidentes más graves que afecten a la salud de las personas, a la maquinaria y/o equipos.

El programa de cumplimiento de las normas de seguridad y la salud ocupacional está relacionado con el manejo y transporte de maquinaria, equipo y herramientas, la generación de ruido y emisiones, el uso de electricidad, las fuentes de ignición y el manejo de sustancias peligrosas.

⁷ SERTECPET, Manual De Higiene Y Seguridad Industrial

4.9.6. REGLAMENTO AMBIENTAL

Muy útil para dar cumplimiento, a través de la adopción de normas internas, a lo ordenado en el reglamento ambiental para las operaciones hidrocarburíferas en el Ecuador y demás leyes, regulaciones y normas pertinentes a la actividad.

4.9.7. PLAN DE CONTINGENCIAS

Nos permite hacer frente a las eventualidades relacionadas con escapes de hidrocarburos y sustancias nocivas, u otros impactos asociados con la ejecución del proyecto.

Este plan permite la participación activa con la cooperación de las autoridades y comunidades; constituye una herramienta práctica que facilita las actividades conjuntas para minimizar riesgos.

CAPÍTULO V

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Podemos decir que los componentes de la bomba Jet Claw operando en el pozo SAC-99, son fabricados en acero de alta calidad, luego de haber pasado por un tratamiento térmico soportando extremas tolerancias bajo las condiciones que presentan cada pozo en particular.

- Se puede decir que la parte más principal de la bomba Jet Claw es su geometría, porque es donde se origina el fenómeno físico de cambio de energías, en este caso en el pozo Sacha-99.

- Otro de los aspectos importantes de la bomba Jet Claw es la boquilla (Nozzle), garganta (Throat), espaciador (Spacer), difusor (Difuseer), ya que de estos elementos imprescindibles va depender la producción de cualquier pozo que trabaje con Bombeo Hidráulico.

- Mediante el ejercicio práctico realizado con los datos reales se puede concluir que la eficiencia de la bomba Jet Claw va desde 30% al 33%.
- Se puede decir que el chequeo no controlado del fluido motriz, es una de las causas más frecuentes de daños que se produce en la Bomba Jet y en las bombas quintuples, por la que estas inyectan fluido motriz y retornan a la superficie con el fluido mesclado.
- Las bombas Jet Claw pueden ser reparadas fácilmente en el campo ya que esta consta de 13 partes móviles y dos partes sujetas a desgaste como es boquilla (Nozzle), garganta (Throat).

5.2. RECOMENDACIONES

- Se puede utilizar el Bombeo Hidráulico tipo Jet en lugares de difícil acceso, debido que este sistema no requiere de torre de reacondicionamiento, sino más bien del fluido motriz a presión y la extracción de la Bomba Jet.
- Las locaciones donde se opera con Bombeo Hidráulico, deben tener un control más seguido, con el fin de limpiar la vegetación y cualquier tipo de materiales que se

depositan a lo largo de toda tubería de inyección y de producción, con el fin de evitar el desgaste de estas tuberías ya sea por corrosión, ya que se solo se realiza este tipo de limpiezas cuando hay un cambio de bomba.

- Se recomienda utilizar la bomba Jet Claw con geometría “9H” en el pozo SAC-99, diseñada por el Software ClawPump de la empresa **SERTECPET CÍA. LDTA.**, porque el gasto de fluido motriz seria menos, por lo tanto se utilizaría menos HP, siendo así la más recomendable.

- Las operaciones con bombeo hidráulico tipo Jet, debe ser monitoria con frecuencia y esta sea manejada por un personal altamente capacitado para el manejo del equipo de subsuelo y de superficie, con el fin de obtener un funcionamiento óptimo de todo el equipo y a su vez la mayor producción deseada.

- Se puede recomendar realizar un proyecto de mejoramiento de las facilidades de producción en superficie, ya que esta bombas Jet con +/- 30% de eficiencia hidráulica, generan demasiada energía hidráulica en superficie que condicionan su funcionamiento.

BIBLIOGRAFÍA

1. COMPENDIO DE NORMAS DE SEGURIDAD E HIGIENE INDUSTRIAL, SERTECPET CÍA LTDA.
2. DRESSER OIL TOLOS, Manual De Operaciones De Bombeo Hidráulico
3. INTRODUCCIÓN AL BOMBEO HIDRÁULICO, M. Wilson Kobe, 1976
4. SERTECPET CÍA LTADA, Manual De Operaciones
5. PETROPRODUCCIÓN, Manual De Operaciones
6. SEGURIDAD INDUSTRIAL E IMPACTO AMBIENTAL, SERTECPET CÍA LTDA; Protección De Impactos Ambientales.
7. BROWN K. THE TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS. Volume 1

8. RIVERA, Carlos (2001), “Selección Y Funcionamiento Del Sistema De Bombeo Hidráulico Con Bomba Jet Reversa Para Prueba De Pozos En El Bloque 27.”
TESIS

9. GLOSARIO DE TÉRMINOS PETROLEROS, PETROECUADOR

10. MANUAL DE BOMBA JET, SERTECPET CÍA. LTDA.

11. BOMBEO HIDRAULICO / BOMBAS JET, ING. LUIS TOUSSAINT.

12. GLOSARIO DE TÉRMINOS PETROLEROS, SERTECPET CÍA. LTDA.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

ACEITE LUBRICANTE.- Aceite lubricante usado para facilitar el trabajo de las uniones mecánicas y partes móviles.

API GRAVITY.- Índice de gravedad API. Consiste en una unidad de densidad adoptada por el instituto Americano del Petróleo (API) desde años atrás. Según la escala API, cuanto más alto el índice, menor la densidad del crudo. La mayoría de los crudos se encuentran entre los 27 y 40 grados API; crudos con valores inferiores a 27 grados API se consideran pesados y aquellos por sobre los 40 grados API, livianos. Esta unidad está relacionada con el peso específico real por la siguiente fórmula:

$$\text{Grados API} = \frac{141,5}{\text{peso específico @ } 60 F} - 131,5$$

ÁRBOL DE NAVIDAD.- El arreglo de tuberías y válvulas en la cabeza del pozo que controlan el flujo de petróleo y gas, y previenen reventones.

BARRENA DE PERFORACIÓN.- La parte de una herramienta de perforación que corta la roca.

BARRIL (Bbl).- Medida americana de volumen, equivalente a 35 galones imperiales, 42 galones US o 159 litros.

BS Y W.- Abreviatura de “*Basic sediment and Water*”, que se antepone al indicar el porcentaje de materiales extraños y agua que se producen con el petróleo y que deben ser separados del mismo antes de su entrega en el punto de venta.

BTU.- Abreviatura de “*British Thermal Unit*”, unidad que corresponde a la cantidad de calor necesaria para incrementar la temperatura de 1 libra de agua en 1 grado Fahrenheit, a una temperatura y presionadas.

CABEZA DE POZO.- Equipo de control instalado en la parte superior del pozo. Consiste de salidas, válvulas, preventores, etc. Ver también Árboles de navidad.

CABLE DE PERFORACIÓN.- cable de acero utilizado para soportar la herramienta.

CAPA ROCOSA.- Una capa impermeable de roca sobre un yacimiento rocoso que evita que los hidrocarburos escapen a la superficie.

CASING (Csg).- Camisa. Tubería o caño de aislación o revestidor.

CEMENTACIÓN.- La aplicación de una lechada de cemento en una o varias partes, dentro o fuera de la tubería de revestimiento.

CENTRÍFUGA.- Instrumento usado para la separación mecánica de sólidos de elevado peso específico, suspendidos en el fluido de perforación. La centrífuga logra esa separación por medio de la rotación mecánica a alta velocidad.

COMBUSTIBLE DIESEL (ACEITE).- Un término general que cubre aceite combustible ligero proveniente del gasóleo, utilizado en motores diesel. Algunas veces es llamado combustible diesel para máquinas de vehículos rodantes.

CORROSIÓN.- Acción química física o electroquímica compleja que destruye un metal.

CROSS OVER.- elemento que sirve para acoplar dos piezas / tuberías o una tubería y una pieza de diferentes partes.

CRUDO.- Petróleo que proviene de un yacimiento, después de separarle cualquier gas asociado y procesado en una refinería.

CRUDO LIGERO.- Petróleo crudo con proporciones relativamente altas de fracciones ligeras, y baja gravedad específica.

CUENCA SEDIMENTARIA.- Estructura cilíndrica en el subsuelo formada en el lecho de un mar antiguo. Debido a que está formada por rocas sedimentarias, y a que su entorno provee trampas para la acumulación de petróleo, una cuenca es un buen prospecto para la exploración. Puede ser marítima o terrestre.

DENSIDAD.- Dimensión de la materia según su masa por unidad de volumen, se expresa en libras por galón (lb/gal) o kilogramos por metro cúbico (kg/m³).

DESGASIFICADOR.- Separador delgas que pueda contener el fluido de perforación.

ESPACIO ANULAR.- es el espacio libre que se queda entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción.

FILTRO.- dispositivo que se utiliza para la separación de sólidos o partículas suspendidas en los líquidos.

FLUIDO.- Sustancia que fluye y que se deforma ante cualquier fuerza que tienda a cambiar su forma. Los líquidos y gases son fluidos.

GRADIENTE TÉRMICO.- Relación de la diferencia de temperatura entre dos puntos dados. Se usa para medir el incremento de temperatura a medida que se llega con pozos a mayores.

GRAVEDAD ESPECÍFICA.- La relación de la densidad de una sustancia a determinada temperatura con la densidad de agua a 4°C.

HIDROCARBURO.- Cada uno de los compuestos químicos (sólido, líquido o gas) resultantes de la combinación del carbono con el hidrógeno.(p. ej.: carbón, crudo y gas natural).

PERMEABILIDAD.- En muchos cuerpos existen otros poros propiamente dichos, espacios visibles más o menos grandes, capaces de permitir el paso de los fluidos. Estos cuerpos son llamados permeables; tales son las esponjas, la madera, el cuero, etc., que presentan espacios más o menos grandes.

PETRÓLEO.- (Del bajo latín *petroleum*, y éste del latín *petra*, piedra, y *oleum*, aceite). Líquido aceitoso bituminoso inflamable cuya tonalidad varía de incolora a negra; se lo encuentra en los estratos superiores de la tierra y consistente en una compleja mezcla de hidrocarburos con otras sustancias. A partir del mismo y en distintas proporciones pueden obtenerse gasolinas, naftas y varios otros subproductos a través de distintos procesos de separación y refinación. // Petróleo crudo o Crudo; Se llama así al petróleo en su estado natural (aún contiene gas), sin refinar.

PETRÓLEO IN SITU.- La estimación de la verdadera cantidad de petróleo en un yacimiento, y por lo tanto una cifra superior a las reservas recuperables de yacimiento.

POROSIDAD.- Cantidad de espacio vacío en una roca de formación, que usualmente se expresa como el porcentaje de espacio vacío por volumen total.

POZO.- Agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer aceite o gas.

PRESIÓN.- El esfuerzo ejercido por un cuerpo sobre otro cuerpo, ya sea por peso (gravedad) o mediante el uso de fuerza. Se le mide como fuerza entre área, tal como newtons/metro².

RELACIÓN GAS PETRÓLEO (GOR).- medida de volumen de gas producido con el petróleo, expresada en pies cúbicos por barril.

ROCAS SEDIMENTARIAS (SEDIMENTARY ROCKS).- Rocas formadas por la acumulación de sedimentos en el fondo de un mar, lago o pantano durante millones de años.

SARTA.- conjunto de una serie de elementos o accesorios conectados o enroscados uno detrás de otro hasta completar la cantidad necesaria de elementos.

TUBING (Tbg).- Tubería de producción. Denominación americana que define a las tuberías que se bajan por el interior de los revestidores de los pozos para petróleo y/o gas con el objeto de facilitar el flujo de los fluidos de formación a la superficie. El *tubing* es fácilmente removido para reparar o modificar el sistema de producción del pozo.

WIRE LINE.- es un equipo con el que se realizan diferentes tipos de trabajo de índole mecánico como operaciones de pesca, cerrar abrir camisas, asentar y desasentar empaquetaduras, limpiar tubería, etc.

YACIMIENTO (Reservoir).- Acumulación de petróleo y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (petróleo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.

ANEXOS

ANEXO 1. PRODUCCIÓN TOTAL DEL ÁREA SACHA

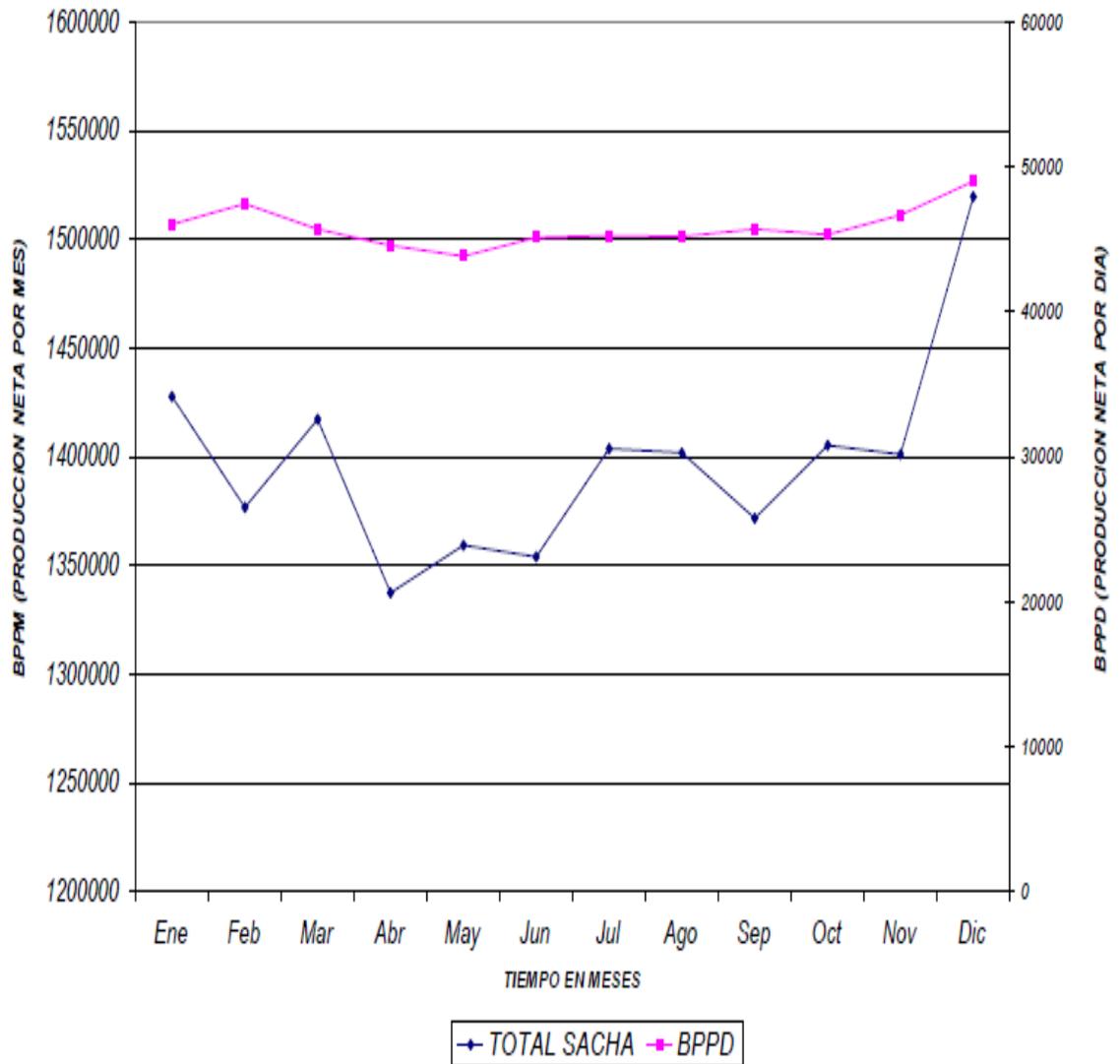
ENERO-DICIEMBRE-2008

<i>MES</i>	<i>SACHA CENTRAL</i>	<i>SACHA NORTE-02</i>	<i>PUCUNA</i>	<i>TOTAL SACHA</i>
<i>Enero</i>	<i>1050530</i>	<i>322924</i>	<i>54342</i>	<i>1427796</i>
<i>Febrero</i>	<i>999689</i>	<i>326961</i>	<i>50209</i>	<i>1376859</i>
<i>Marzo</i>	<i>1036645</i>	<i>332930</i>	<i>47743</i>	<i>1417318</i>
<i>Abril</i>	<i>1008585</i>	<i>304098</i>	<i>24809</i>	<i>1337492</i>
<i>Mayo</i>	<i>1031161</i>	<i>328127</i>	<i>0</i>	<i>1359288</i>
<i>Junio</i>	<i>1023623</i>	<i>330407</i>	<i>0</i>	<i>1354030</i>
<i>Julio</i>	<i>1079916</i>	<i>323884</i>	<i>0</i>	<i>1403799</i>
<i>Agosto</i>	<i>1062962</i>	<i>338892</i>	<i>0</i>	<i>1401854</i>
<i>Septiembre</i>	<i>1044825</i>	<i>326983</i>	<i>0</i>	<i>1371807</i>
<i>Octubre</i>	<i>1065496</i>	<i>339881</i>	<i>0</i>	<i>1405377</i>
<i>Noviembre</i>	<i>1010625</i>	<i>390544</i>	<i>0</i>	<i>1401169</i>
<i>Diciembre</i>	<i>1075030</i>	<i>444658</i>	<i>0</i>	<i>1519688</i>

<i>TOTAL (BLS)</i>	<i>12489087</i>	<i>4110289</i>	<i>177103</i>	<i>16776478</i>
<i>PROM. / MENS.</i>	<i>1023696</i>	<i>336909</i>	<i>14517</i>	<i>1375121</i>
<i>PROM. / DLAR.</i>	<i>34123</i>	<i>11230</i>	<i>484</i>	<i>45837</i>

INGENIERIA DE PETROLEOS SACHA

ANEXO 2. PRODUCCIÓN ÁREA SACHA 2008



ANEXO 3: DISEÑO DE BOMBA JET CLAW

			
HOJA DE DATOS PARA DISEÑAR BOMBA JET CLAW			
COMPAÑÍA			
POZO			
RESERVORIO			
PARA			
EXPLORATORIO			
WORKOVER			
FECHA DE DISEÑO			
DATOS MECANICOS			
ID TUBERIA	IN		
OD TUBERIA	IN		
ID ANULAR	IN		
PROFUNDIDAD TUBERIA	FT		
PROFUNDIDAD DE BOMBA	FT		
PRESION DE CABEZA	PSI		
DATOS DE RESERVORIO			
PRESION RESERVORIO (Pr)	PSI		
PRESION DE BURBUJA (Pb)	PSI		
PRESION FLUYENTE (Pwf)	PSI		
API			
GOR	STD, CU FT/STB		
BSW	%		
TEMPERATURA FONDO	°F		
TEMPERATURA SUPERFICIE	°F		
GRAVEDAD ESPECIFICA (GAS)			
GRAVEDAD ESPECIFICA (H₂O)			
DATOS DE DISEÑO			
PRODUCCION ACTUAL	BFPD		
PRODUCCION DESEADA	BFPD		
PRESION OPERACIÓN	PSI <input type="text"/> TPLX <input type="text"/> QPLX <input type="text"/>		
TIPO DE FLUIDO INYECTADO	PETROLEO / AGUA / OTROS		
API FLUIDO MOTRIZ			
VIA INYECCION	TUBING <input type="text"/>	CASING <input type="text"/>	
VIA RETORNO	TUBING <input type="text"/>	CASING <input type="text"/>	
LONG.DE LA LINEA DE FLUJO	PIES <input type="text"/>	PRUEBA <input type="text"/>	
DEL CABEZAL AL SEPARADOR	PSI <input type="text"/>	PRODUCCION <input type="text"/>	
OBSERVACIONES			
REPRESENTANTE DE COMPAÑÍA		SERTECPET	

ANEXO 4: MEDIDAS DE STANDING VALVE

STANDING VALVE 2 3/8"				
TUBING	SEAL BORE		OD Max	
2 3/8"	Type SR	Type SF	Type SR	Type SF
	1,81	1,87	1,865	1,905

STANDING VALVE 2 7/8"				
TUBING	SEAL BORE		OD Max	
2 7/8"	Type SR	Type SF	Type SR	Type SF
	2,25	2,312	2,302	2,364

STANDING VALVE 3 1/2"				
TUBING	SEAL BORE		OD Max	
3 1/2"	Type SR	Type SF	Type SR	Type SF
	2,75	2,812	2,802	2,865

ANEXO 5: MEDIDAS DE CAMISAS

Presión de trabajo	Rango de temperatura	Rango de tensión	Torque
8100 psi	280 °F	181000	4750 ft-lbs

Tubing OD [plg]	Seal Bore [plg]	Measure [plg]	OD [plg]
2 3/8"	1,810	1,81	2,910
	1,875	1,87	
2 7/8"	2,250	2,25	3,410
	2,310	2,31	
3 1/2"	2,750	2,75	4,500
	2,810	2,81	
4 1/2"	3,750	3,75	5,500
	3,810	3,81	

ANEXO 6: COMPROBACIÓN DE CAMISAS



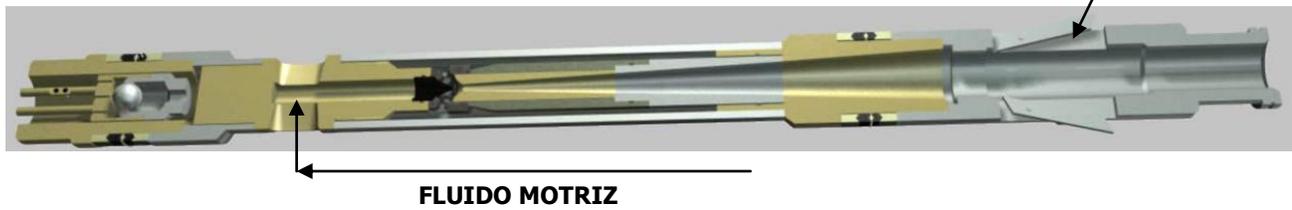
**ANEXO 7: ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA BOMBA JET CONVENCIONAL
CON LA BOMBA JET REVERSA**

BOMBA JET CONVENCIONAL



Diferencia

BOMBA JET REVERSA



Se puede observar los elementos constitutivos de la bomba jet convencional y reversa.

CONVENCIONAL	REVERSA
Inyección del fluido motriz por el tubing	Inyección del fluido motriz por el casing
Resultados de la prueba en mayor tiempo	Resultados en menor tiempo
Presiones altas de operación	Presiones bajas de operación
Se desplaza hidráulicamente	Se desplaza hidráulicamente
Se recupera hidráulicamente	Se recupera con wire line

ANEXO 8: PRINCIPALES DIVISIONES DE LOS TIEMPOS GEOLÓGICOS

M.A.	ERA	SISTEMA	SERIE	PISOS	ROCAS TIPO (Facies)	AFLORAMIENTOS PRINCIPALES	REGISTRO FÓSIL	OROGENIAS					
								C	Fases				
0.01	CENOZOICO	CUATERNARIO	HOLOCENO	Postglacial	Aluviales-Coluviales	Cursos fluviales	Actual	Neotectónica					
0.08				Versiliense	Gravas, arenas y limos	Márgenes de cursos fluviales	Homínidos						
0.12				Tirreniense	Loess y turba		Mamuts						
0.35		PLEISTOCENO	MEDIO	Siciliense	Terrazas fluviales y marinas	Zonas costeras	Oso de las cavernas						
0.6				Calabriense	Playas levantadas		Equidos (<i>Equus</i>)						
2.0							<i>Elephas</i>						
5.0		TERCIARIO	NEÓGENO	PLIOCENO	Piacenziense	Depósitos fluviales (rañas: gravas cuarcíticas empastadas en matriz arcillosa)	Montes de León			MOLUSCOS: Bivalvos (<i>Pecten</i> , <i>Ostrea</i> ...) y Gasterópodos	Rodánica		
					Zanclaiense		Montes de Toledo					Ática	
					Messiniense	Calizas de los páramos	DEPRESIONES INTERIORES (zona central):				Equinidos (<i>Clypeaster</i>)	Estirina	
			Tortonense	Margas y yesos	Duero / Tajo	Microforaminíferos							
			Helvetiense	Arcillas	Ebro	Maníferos							
			Burdigaliense	Margas	Guadalquivir								
23		TERCIARIO	PALEÓGENO	OLIGOCENO	Chattienense	Conglomerados calcáreos, areniscas, yesos	DEPRESIONES INTERIORES			FORAMINIFEROS: <i>Nannulites</i> y <i>Alveolina</i>	Ciclo Alpino		
34					Rupeliense	Areniscas y yesos	Bordes o áreas marginales (ambientes proximales de abanicos aluviales)			MOLUSCOS: Bivalvos y Gasterópodos (<i>Planorbis</i>)			Pirenaica
					Fnabomiense	Calizas y margas				Maníferos			
					Bartonense	Calizas y margas				FLORA: Fanerógamas			Laramica
					Luteciense	Flysch: alternancia de calizas/margas							
52			PALEOCENO	INF.	Ypresiense	Areniscas							
					Thanetiense	Calizas							
					Daniense								
65													
95		MESOZOICO	CRETÁCICO	SUP.	Maastrichtiense	Conglomerados Brechas calcáreas	CORDILLERAS ALPINAS (aprox. Hispania calcárea: 1/3 oriental península)			MOLUSCOS: Ammonites evolutos, Belemnites	Austriaca		
	Santonense				Margas		Bivalvos: Ostreidos (<i>Exogyra</i>) y Rudistas						
	Coniacense				Calizas		EQUINODERMOS: Equinidos irregulares (<i>Micraster</i>)						
	Turonense				Calizas y dolomías masivas	Cordillera Cantábrica Sector oriental (Burgos-Santander: Castro Valnera, Montes Vascos,...)	FORAMINIFEROS (<i>Orbitolina</i>)						
	Albiense				Arcosas, arenas silíceas (<i>F. Utrillas</i>)		REPTILES: Tiranosaurio, Triceratops...						
	Aptiense				Calizas (<i>F. Urgoniana</i>)								
130	JURÁSICO		INF.	Barremiense	Conglomerados, arenas silíceas, areniscas y arcillas (<i>F. Weald</i>)	Cordillera Pirenaica	FLORA: Angiospermas (magnolia...)	Neo-kimmérica					
				Hauteriviense									
				Valanginiense									
				Berriasiense									
				Portlandense	Calizas, areniscas y arcillas (<i>F. Pirbeck</i>)								
				Kimmeridgiense	Calizas masivas y ritmitas								
				Oxfordiense									
150	JURÁSICO	MED.	Calloviense	Margas	Cordillera Ibérica	MOLUSCOS cefalópodos: Ammonites y Belemnites	Eo-kimmérica						
			Bathoniense	Calizas y margas	Montañas de Zaragoza, Teruel, Castellón, Valencia (Moncayo, Javalambre, Gúdar, Serranía de Cuenca, Maestrazgo...)	BRAQUIÓPODOS: Runcónes y Terebrátulas							
			Bajociense	Calizas masivas		REPTILES: Plesiosaurio, Iguanodón, Estegosaurio, Terápsidos (mamíferos)							
			Aalenense										
			Toarciense	Calizas y margas									
204	TRIÁSICO (F. germánica)	SUPERIOR	Pliensbachiense	Calizas y dolomías tableadas	Cordillera Bética								
			Sinemuriense	Calizas y dolomías oquerosas (<i>Carniolas</i>)	Zonas Externas (Prebético y Subbético: montañas de Alicante, sur de Albacete, sierras de Alcaraz, Cazorla, Grazalema, Ronda, ...)								
			Keuper	Arcillas abigarradas y yesos									
			Muschelkalk	Calizas, dolomías y margas									
229	TRIÁSICO (F. germánica)	MEDIO	Buntsandstein	Areniscas (cuarcitas, rodenos) Arcillas rojas									
239			INFERIOR										
245	PALEOZOICO	PERMICO	SUPERIOR	Perno-Trias	Conglomerados de base Areniscas	MACIZO IBERICO	Desarrollo reptiles	Palatinica					
				Thuringiense	Serie detríticas con intercalaciones de rocas volcánicas	Zona Cantábrica							
290		CARBONIFERO	INFERIOR	Saxoniense	Moladas	Zona Asturoccidental-leonesa	Goniatites, Fusulinas	Saálica					
				Estefaniense	Granitos	Zona Centroibérica	Braquiópodos y Moluscos						
			Westfaliense	Calizas (c. de montaña)	Zona de Ossa-Morena	Anfibios, Artrópodos							
			Namuriense	Pizarras y areniscas (<i>F. Culm</i>)	Zona Sudportuguesa	Plantas, Gnosporpermas							
300		DEVONICO	SUPERIOR	Fameniense	Calizas y dolomías nodulosas	NÚCLEO DE LAS CORDILLERAS ALPINAS	Goniatites	Ardeñica					
				Frasniense	Areniscas rojas	Zona Axial Pirenaica	Braquiópodos (<i>Spirifer</i>)						
				Givetense	Granitos	Cordillera Ibérica: Sierra de la Demanda, Macizo de Ateca, Macizo de Calatayud-Montalbán	Peces acorazados						
400		SILURICO	SUPERIOR	Ludloviense	Pizarras (con graptolites)	Sistema Central:	Peces Graptolites. 1ª plantas	Tacónica					
	Wenlockiense			Calizas	Guadarrama, Gredos	Arecifes coralinos							
425	ORDOVICICO	SUPERIOR	Ashgillense	Pizarras y cuarcitas	Cadenas Costero-Catalanas: Priorato-Prades, Montseny	Graptolites, Ortocearátidos, Braquiópodos (<i>Orthis</i>)	Sarda						
			Arenigiense	Granitos		Cruziana y Fraena							
495	CAMBRICO	SUPERIOR	Postdamense	Cuarcitas y pizarras	Cordilleras Béticas: Zonas Internas (Sª Nevada, Menorca...)	Trilobites (50%)							
			Acadiense	Dolomías y mármoles		Braquiópodos (30%)							
			Georgiense			Arqueociátidos							
530	PRECÁMBRICO	PROTEROZOICO	VENDIENSE	Ediacara	Grauvacas y gneises Formaciones porfíroides (<i>ollo de sapo</i>)	NÚCLEOS ANTIFORMES HERCINICOS	Algas calcáreas						
				Varanger		Galicia y Norte de Portugal	Estromatolitos						
2600	PRECÁMBRICO	ARCAICO	VENDIENSE				Fauna Ediacara						
3600									Bacterias de Fig Tree				

ANEXO 9: JET PUM NOZZLE AND THROAT SIZES

KOBENATIONAL			SERTECPET				GUIBERSON			
	NOZZLE	THROAT		NOZZLE		THROAT		NOZZLE		THROAT
NRO.	AREA	AREA	NRO.	AREA	NRO.	AREA	NRO.	AREA	NRO.	AREA
1	0.0024	0.0060	1	0.0018	A	0.0046	DD	0.0016	000	0.0044
2	0.0031	0.0077	2	0.0030	B	0.0072	CC	0.0028	00	0.0071
3	0.0040	0.0100	3	0.0038	C	0.0104	BB	0.0038	0	0.0104
4	0.0052	0.0129	4	0.0054	D	0.0142	A	0.0055	1	0.0143
5	0.0067	0.0167	5	0.0074	E	0.0187	A+	0.0075	2	0.0189
6	0.0086	0.0215	6	0.0094	F	0.0239	B	0.0095	3	0.0241
7	0.0095	0.0272	7	0.0108	G	0.0311	B+	0.0109	4	0.0314
8	0.0136	0.0353	8	0.0122	H	0.0376	CC	0.0123	5	0.0380
9	0.0181	0.0456	9	0.0148	I	0.0447	C+	0.0149	6	0.0452
10	0.0229	0.0593	10	0.0175	J	0.0526	DD	0.0177	7	0.0531
11	0.0307	0.0764	11	0.0239	K	0.0654	E	0.0241	8	0.0661
12	0.0387	0.0989	12	0.0311	L	0.0796	F	0.0314	9	0.0804
13	0.0498	0.1242	13	0.045	M	0.0957	G	0.0452	10	0.0962
14	0.0642	0.1668	14	0.0658	N	0.1119	H	0.0661	11	0.1125
15	0.0863	0.2107	15	0.0851	O	0.1445	I	0.0855	12	0.1452
16	0.1114	0.2783	16+	0.1251	P	0.1763	J	0.1257	13	0.1772
17	0.1439	0.3594	17	0.1552	Q	0.2154	K	0.1560	14	0.2165
18	0.1858	0.4642	18	0.1552	R	0.2593	L	0.1960	15	0.2606
19	0.2400	0.5995	19	0.195	S	0.3127	M	0.2463	16	0.3127
20	0.3100	0.7743	20	0.3119	T		N	0.3117	17	0.3750
21		1.0000					P	0.3848	18	0.4513
22		1.2916							19	0.5424
23		1.6681							20	0.6518
24		2.1544								

ANEXO 10: TAMAÑOS NOMINALES

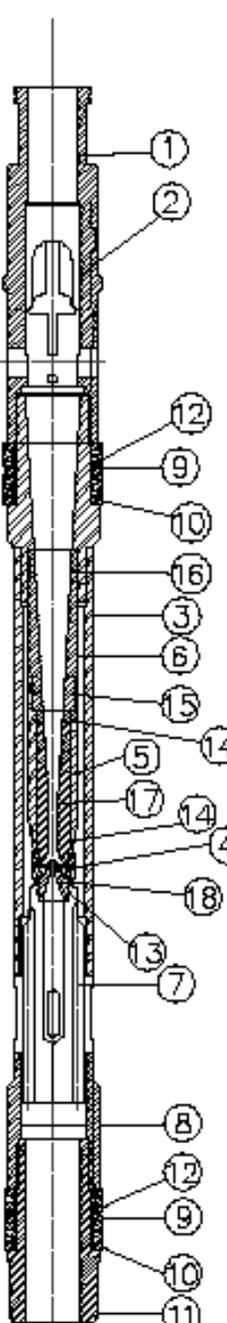
TUBERIA		BOMBA	TIPO	DIAMETROS
4 1/2"		JET	CONVENCIONAL	3.812
		JET	REVERSA	3.812
3 1/2"		JET	CONVENCIONAL	2.812
		JET	REVERSA	2.812
2 7/8"		JET	CONVENCIONAL	2.312
		JET	REVERSA	2.312
2 3/8"		JET	CONVENCIONAL	1.875
		JET	REVERSA	1.875

ANEXO 11: SECUENCIA DE ARMADO DE LA BOMBA REVERSA



SERTECPET.Cía.Ltda.

BOMBA JET CLAW – REVERSA



BOMBA JET CLAW REVERSA					
MODELLO	3 1/2"=2.51"	3 7/8"=2.51"	3 3/8"=1.87"	4 1/2"=2.51"	5 7/8"=2.51"
CODIGO	72251-0	72251-0	72157-0	72251-0	5/N

BOMBA JET REVERSA						
C O M P O N E N T E S						
ITEM	DESCRIPCION	3 1/2"=2.51"	3 7/8"=2.51"	3 3/8"=1.87"	4 1/2"=2.51"	5 7/8"=2.51"
1	FISHING NECK	7R28101-0	7R23101-0	7R18101-0	7R38101-0	7R28101-0
2	UPPER PACKING MANDREL	7R27502-0	7R22502-0	7R18102-0	7R37502-0	7R27302-0
3	OUTER TUBE	7R27503-0	7R22503-0	7R18103-0	7R27503-0	7R22503-0
4	NOZZLE RETAINER	7C27504-1	7C27504-1	7C27504-1	7C27504-1	7C27504-1
5	HOUSING THROAT	7C27505-0	7C27505-0	7R18105-0	7C27505-0	7C27505-0
6	DIFUSER	7R27506-1	7R22506-1	7R18106-1	7R27506-1	7R22506-1
7	DISCHARGE BODY	7R27507-0	7R22507-0	7R18107-0	7R27507-0	7R22507-0
8	ADAPTER EXTENSION	7R27508-0	7C22508-0	7C18708-2	7R27508-0	7R27308-2
9	CENTER ADAPPTER	7R28109-2	7C23109-2	7R18709-2	7R38109-2	7R28109-2
10	END ADAPTER	7C28110-2	7C23110-2	7R18110-2	7C38110-2	7C28110-2
11	BOTTOM PLUG	7R27511-0	7R22511-0	7R18111-0	7R37511-0	7R27511-0
12	CHEVRON PACKING	52054102	52175002	52227102	52054102	52054102
13	ORING	568019	568019	568019	568019	568019
14	ORING	568022	568022	568022	568022	568022
15	ORING	568120	568120	568027	568028	568120
16	ORING	568023	568023	568023	568023	568024
17	THROAT	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
18	NOZZLE	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX

MIXING	CODIGO
MIXING-D	7MX01D
MIXING-E	7MX02E
MIXING-F	7MX03F
MIXING-G	7MX04G
MIXING-H	7MX05H
MIXING-I	7MX06I
MIXING-J	7MX07J
MIXING-K	7MX08K
MIXING-L	7MX09L
MIXING-M	7MX10M
MIXING-N	7MX11N
MIXING-O	7MX12O
MIXING-P	7MX13P
MIXING-Q	7MX14Q
MIXING-R	7MX15R
MIXING-R	7MX16R

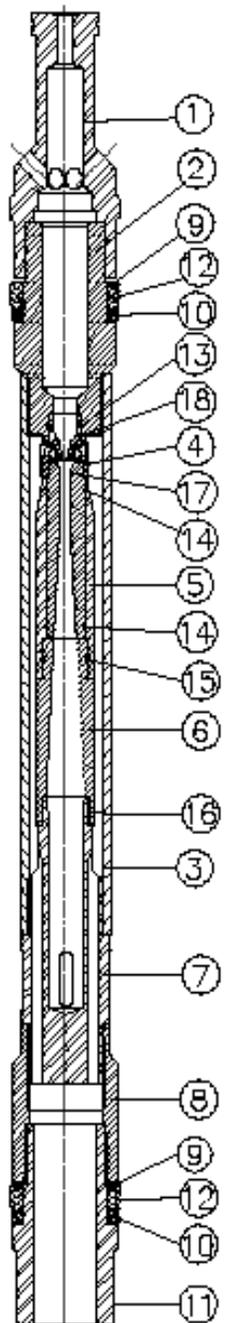
NOZZLE	CODIGO
NOZZLE-4	7-004NZA
NOZZLE-5	7-005NZA+
NOZZLE-6	7-006NZA
NOZZLE-7	7-007NZA+
NOZZLE-8	7-008NZA
NOZZLE-9	7-009NZA+
NOZZLE-10	7-010NZA
NOZZLE-11	7-011NZA
NOZZLE-12	7-012NZA
NOZZLE-13	7-013NZA
NOZZLE-14	7-014NZA
NOZZLE-15	7-015NZA
NOZZLE-16	7-016NZA
NOZZLE-17	7-017NZA
NOZZLE-18	7-018NZA

ANEXO 12: SECUENCIA DE ARMADO DE LA BOMBA CONVENCIONAL



SERTECPET.Cía.Ltda.

BOMBA JET CLAW – CONVENCIONAL (DIRECTA)



BOMBA JET CONVENCIONAL					
MODELO	3 1/2"x2.81"	3 7/8"x2.81"	3 3/8"x1.87"	4 1/8"x3.81"	5 7/8"x2.81"
CODIGO	7C375-D	7C281-D	7C187-D	7C381-D	B/R

BOMBA JET CONVENCIONAL						
C O M P O N E N T E S						
ITEM	DESCRIPCION	3 1/2"x2.81"	3 7/8"x2.81"	3 3/8"x1.87"	4 1/8"x3.81"	5 7/8"x2.81"
1	FISHING NECK	7C28101-0	7C23101-0	7C18701-0	7C38101-0	7C28101-0
2	UPPER PACKING MANDREL	7C27502-0	7C22902-0	7C18702-0	7C37502-0	7C27302-0
3	OUTER TUBE	7C27503-0	7C22503-0	7C18703-0	7C27503-0	7C22503-0
4	NOZZLE RETAINER	7C27504-1	7C27504-1	7C27504-1	7C27504-1	7C27504-1
5	HOUSING THROAT	7C27505-0	7C27505-0	7C18705-0	7C27505-0	7C27505-0
6	DIFUSER	7C27506-1	7C27506-1	7C18706-1	7C27506-1	7C27506-1
7	DISCHARGE BODY	7C27507-0	7C22507-0	7C18707-0	7C27507-0	7C22507-0
8	ADAPTER EXTENSION	7C27508-0	7C22508-0	7C18708-0	7C27508-0	7C27308-0
9	CENTER ADAPTER	7C28109-2	7C23109-2	7C18709-2	7C38109-2	7C28109-2
10	END ADAPTER	7C28110-2	7C23110-2	7C18710-2	7C38110-2	7C28110-2
11	BOTTOM PLUG	7C27511-0	7C22511-0	7C18711-0	7C37511-0	7C27511-0
12	CHEVRON PACKING	S2054102	S2178002	S2227102	S2061402	S2054102
13	ORING	568019	568019	568019	568019	568019
14	ORING	568022	568022	568022	568022	568022
15	ORING	568120	568120	568120	568120	568120
16	ORING	568023	568023	568023	568023	568023
17	THROAT	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
18	NOZZLE	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX

THROAT	CODIGO
MIXING-D	7MX01D
MIXING-E	7MX02E
MIXING-F	7MX03F
MIXING-G	7MX04G
MIXING-H	7MX05H
MIXING-I	7MX06I
MIXING-J	7MX07J
MIXING-K	7MX08K
MIXING-L	7MX09L
MIXING-M	7MX10M
MIXING-N	7MX11N
MIXING-O	7MX12O
MIXING-P	7MX13P
MIXING-Q	7MX14Q
MIXING-R	7MX15R
MIXING-R	7MX16R

NOZZLES	CODIGO
NOZZLE-4	7-004NZA
NOZZLE-5	7-005NZA+
NOZZLE-6	7-006NZB
NOZZLE-7	7-007NZB+
NOZZLE-8	7-008NZC
NOZZLE-9	7-009NZC+
NOZZLE-10	7-010NZD
NOZZLE-11	7-011NZE
NOZZLE-12	7-012NZF
NOZZLE-13	7-013NZG
NOZZLE-14	7-014NZH
NOZZLE-15	7-015NZI
NOZZLE-16	7-015NZJ
NOZZLE-17	7-015NZK
NOZZLE-18	7-015NZL

ANEXO 13: CÁLCULO DE LA P.W.F. Y SELECCIÓN DE LA BOMBA JET

CALCULO DE LA P. W. F. Y SELECCION DE LA BOMBA JET

Representante: ING SANTIAGO PASTOR	Pozo: COCA
Empresa: KERR MAGGI	Numero 01
Fecha : 18/12/00 10:58:47 AM	Arena:

DATOS DEL POZO

DATOS MECANICOS	DATOS DE RESERVORIO	DATOS DE DISEÑO
ID DE TUBERIA (PLG): 2.992	PRESION ESTATICA (PSI): 3600	PRO DUCION BRUTA (BFPD): 270
OD DE TUBERIA (PLG): 3.300	API FLUIDO PRODUCIDO : 22.3	PRESION DE OPERACION (PSI) : 350
ID REVESTIMIENTO (PLG): 6.276	GOR (PCFB) : 100	PRESION DE ENTRADA (PSI) : 368
PROF. DE TUBERIA (PIES) : 9905	BSW (%) DECIMAL: 0.370	FLUIDO MOTRIZ USADO: AGUA
PRESION CABEZA (PSI) : 90	TEMPERATURA DE FONDO (°F) : 210	API FLUIDO MOTRIZ: 10.1
	TEMPERATURA SUPERFICIE (°F) : 100	PROFUNDIDAD BOMBA (PIES) : 9905
VIA DE INYECCION : TUBERIA	GRAVEDAD EST. DEL GAS: 0.870	LONGITUD DE TUBERIA (PIES) 7216
VIA DE RETORNO : ANULAR	GRAVEDAD EST. DEL AGUA: 1.030	

RESULTADOS

Reporte (c:\selectb\reporte.dbf) Registro: 1/38 Exclusivo NUM

11:00 a.m.

ANEXO 14: SELECCIÓN DE NOZZLE Y THROATH

Microsoft Visual FoxPro
_ 6 X

Archivo Edición Ventana Ayuda

ESCOJA CON EL MOUSE !!

NOZZLE	THROATH
1 = 0024	A = 0060
2 = 0031	B = 0077
3 = 0040	C = 0100
4 = 0052	D = 0129
5 = 0067	E = 0167
6 = 0086	F = 0219
7 = 0095	G = 0272
8 = 0136	H = 0353
9 = 0181	I = 0456
10 = 0229	J = 0593
11 = 0307	K = 0764
12 = 0387	L = 0989
13 = 0498	M = 1242
14 = 0642	N = 1668
15 = 0863	O = 2107
16 = 1114	P = 2783
17 = 1439	Q = 3594
18 = 1858	R = 4642
19 = 2400	S = 5995
20 = 3100	T = 7743

ACEPTAR

TIP	B.I	B.F	PRES	PRES	PRES	RANG	RET	EFI	POT
BOM	P.D	P.D	SUC	TRI	DESC	CAVI	BFPD	BOMB.	BOMB.
12	J	3500	270	368	2025	4133	373	3770	19 129
10	K	2503	270	368	4311	4095	969	2773	11 196

NUEVA GEOMETRIA S/N

S

EL NUMERO DEL NOZZLE ES -->

10

0.0229

EL NUMERO DE LA GARGANTA ES -->

K

0.0764

LAS MEJORES GEOMETRIAS

1	NOZLE	10	GARGANTA	J
2	NOZLE	9	GARGANTA	I
3	NOZLE	8	GARGANTA	I
4	NOZLE	7	GARGANTA	I
5	NOZLE	6	GARGANTA	I
6	NOZLE	5	GARGANTA	I

Reporte (c:\selectb\reporte.dbf)
Registro: 1/39
Exclusivo
NUM

Inicio
MANU...
Micro...
Dibujo ...
Mi PC
Microgr...

11:28 a.m.

ANEXO 15: CUENCA ORIENTE ECUADOR

