



**SISTEMA DE EDUCACIÓN A DISTANCIA
CARRERA DE TECNOLOGÍA EN PETRÓLEOS**

TEMA:

**“MANUAL DE OPERACIONES DE LA ESTACIÓN PETROLERA PUCUNA
OPERADO POR EP PETROECUADOR”**

**PROYECTO DE GRADO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
TECNÓLOGO EN PETRÓLEOS**

Elaborado por: Víctor Orlando Rivera Guachamin

Tutor de Tesis: Ing. Raúl Baldeón

Quito-Ecuador

2012

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el señor Víctor Orlando Rivera Guachamin bajo mi supervisión.

Ing. Raúl Baldeón

DIRECTOR DE TESIS

AGRADECIMIENTO

A Dios, por darme la fortaleza necesaria para seguir adelante pese a las dificultades, por encaminarme por un mejor sendero, iluminando cada paso de mi vida, por darme salud, trabajo y esperanza para terminar este manual.

A mis padres Hugo y María, por estar siempre apoyándome en cada momento de mi vida y confiar en mí.

A mis hermanos, Patricio, Hernán y Javier, por ese empuje anímico que me dan para seguir estudiando.

A mis hermosos hijos Julio, Cristian y Yanara, que serán siempre mi motivo de vida y superación, por los momentos que compartimos, por las risas y lágrimas y sobre todo por el cariño que ha diario me brindan.

A todos mis amigos por compartir su amistad a lo largo de toda la carrera, a mis compañeros de labores y en especial a la persona que me enseñó y apoyo continuamente en este fascinante mundo petrolero, mi suegro, el Ing. Julio Prado.

A la prestigiosa Universidad Tecnológica Equinoccial, al personal docente y administrativo del Sistema de Educación a Distancia por las facilidades prestadas y los conocimientos inculcados a lo largo de mi carrera profesional. Además quiero agradecer de manera muy especial al Ing. Raúl Baldeón quien con sus conocimientos profesionales y espíritu de colaboración me ha sabido orientar y guiar para la culminación exitosa de este manual de operaciones.

A las personas que laboran en la Estación Pucuna quienes con su oportuna guía e invaluable ayuda colaboraron con el desarrollo de importantes temas en este manual.

DEDICATORIA

Dedico esta tesis:

A mi esposa Nilka y a mis hijos Julio, Cristian y Yanara porque con el amor más grande del mundo, han sabido darme fuerza en cada paso de mi vida, depositando su confianza en mí, apoyándome para que pueda conseguir mis metas. A mi familia por su apoyo y cariño incondicional que hace que este logro sea nuestro.

Orlando

ÍNDICE GENERAL

CERTIFICACIÓN EL TUTOR.....	I
AGRADECIMIENTO.....	II
DEDICATORIA.....	III
ÍNDICE GENERAL.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS.....	IX
RESUMEN.....	XII
SUMMARY.....	XIII
PRESENTACIÓN.....	XIV

ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I.....	1
------------------------	----------

INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Planteamiento del problema.....	1
1.3 Objetivo general.....	2
1.4 Objetivos específicos.....	2
1.5 Justificación.....	2
1.6 Marco conceptual.....	3
1.7 Metodología.....	3
1.7.1 Diseño o tipo de investigación.....	3
1.7.2 Métodos de investigación.....	3
1.7.2.1 Método de observación científica.....	3
1.7.2.2 Método deductivo.....	3
1.7.3 Técnicas de investigación.....	3

CAPÍTULO II.....	4
-------------------------	----------

UBICACIÓN DEL CAMPO PUCUNA Y FACILIDADES DE SUPERFICIE

2.1 Ubicación.....	4
2.2 Facilidades de superficie.....	5
2.2.1 Estación de producción.....	5
2.2.2 Reinyección de agua.....	8
2.2.3 Sistema de levantamiento artificial.....	9
2.2.4 Generación eléctrica.....	9
2.2.5 Combustible.....	10

CAPÍTULO III.....	11
--------------------------	-----------

ESTRUCTURA ORGANICA Y FUNCIONAL DE LA ESTACION

PUCUNA.....	11
--------------------	-----------

3.1 Estructura orgánica.....	11
3.2 Estructura funcional.....	12

3.3 Ingreso de petróleo a la estación.....	14
3.3.1 Manifold.....	14
3.3.2 Bandeja toma muestras.....	17
3.3.3 Direccionamiento del fluido a los separadores.....	18
3.4 Separadores.....	21
3.4.1 Ingreso del fluido.....	22
3.4.2 Funciones del separador.....	23
3.4.3 Placa de orificio.....	25
3.5 Tanque de lavado.....	34
3.5.1 Ingreso del fluido.....	35
3.6 Tanque de reposo (surgencia).....	37
3.6.1 Drenaje de tanque de surgencia.....	38
3.7 Sistema Power oíl Inyección de petróleo.....	39
3.7.1 Ingreso de fluido.....	39
3.7.2 Medidor de caudal de petróleo.....	40
3.7.3 Bombas booster.....	41
3.8 Unidades Power oíl.....	42
3.8.1 Motor de combustión interna.....	44
3.8.1.1 Principio de funcionamiento.....	44
3.8.2 Bomba de desplazamiento positivo (quintuplex).....	45
3.9 Transferencia de petróleo al campo Sacha.....	48
3.9.1 Ingreso de fluido.....	48
3.9.2 Bombas booster y wortintong.....	50
3.9.3 Muestreo de petróleo.....	52
3.9.4 Laboratorio.....	57
3.10 Complementos de la Estación Pucuna.....	60
3.10.1 Sistema contra incendios.....	60
3.10.2 Sistema de aire comprimido.....	64
3.10.3 Disposición y tratamiento de aguas grises y negras.....	66
3.10.4 Piscina API y canales de evacuación de aguas de lluvia.....	68
3.11 Reinyección de agua.....	69
3.12 Calentadores.....	72
3.13 Químicos.....	74
3.14 Funcionamiento de los pozos productores.....	79

3.14.1	Introducción al bombeo hidráulico.....	79
3.14.2	Principios y fundamentos del bombeo hidráulico.....	79
3.14.3	Ventajas y desventajas del bombeo hidráulico.....	83
3.14.4	Principales elementos constitutivos de un sistema de bombeo hidráulico.....	84
3.14.5	Principales elementos del conjunto de fondo.....	85
3.14.6	Tuberías.....	86
3.14.7	Tubería de revestimiento.....	87
3.14.8	Tubería de producción.....	87
3.14.9	Cavidad.....	87
3.14.10	Aisladores de zonas o empacaduras.....	87
3.14.11	Camisas.....	87
3.14.12	Válvula de pie.....	88
3.14.13	Bombas falsas.....	89
3.14.14	Principales elementos del conjunto de superficie.....	89
3.14.15	Tanques de almacenaje del fluido motriz y facilidades de deshidratación.....	90
3.14.16	Bombas de alta presión.....	90
3.14.17	Tipos de bombas de superficie.....	91
3.14.18	Múltiple (manifold) central.....	92
3.14.19	Líneas individuales del fluido motriz de los pozos.....	93
3.14.20	Cabezal del pozo.....	93
3.14.21	Válvula de control de pozo.....	95
3.14.22	Válvula de control de flujo.....	96
3.15	Limpieza de medidor de caudal tipo turbina y de VRF	97
3.16	Recirculación.....	99
CAPÍTULO IV.....		100
PROCEDIMIENTOS DE LA ESTACION PUCUNA.....		100
4.1	Procedimiento para entrega de turno de operaciones.....	100
4.2	Procedimiento para la alineación de válvulas del manifold.....	102
4.3	Procedimiento para evaluar un pozo en el separador de prueba.....	104

4.4 Procedimiento para colocar el orificio en el Medidor de Caudal de Gas (Fitting).....	106
4.5 Procedimiento para iniciar el funcionamiento de las unidades Power oil.....	109
4.6 Procedimiento para iniciar-terminar la transferencia de petróleo al campo sachá.....	112
4.7 Procedimiento para el funcionamiento del sistema contra incendios.....	114
4.8 Procedimiento para el funcionamiento del sistema de reinyección de agua al pozo Pucuna 04.....	118
4.9 Procedimiento para el funcionamiento el sistema de calentadores.....	120
4.10 Procedimiento para el funcionamiento del sistema de dosificación de químicos.....	123
4.11 Procedimiento para la limpieza del medidor de caudal tipo turbina y válvula reguladora de flujo (VRF).....	126
4.12 Procedimiento para la recirculación del fluido en superficie en los pozos productores.....	129
CAPÍTULO V.....	132
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	132
5.1 Conclusiones.....	132
5.2 Recomendaciones.....	133
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	134
SIMBOLOGÍA.....	136

LISTA DE FIGURAS

CAPITULO III

Figura 3.1	Ingreso del petróleo a la estación.....	14
Figura 3.2	Múltiple (manifold).....	15
Figura 3.3	Manipulación de la válvulas.....	16
Figura 3.4	Mala manipulación de válvulas.....	17
Figura 3.5	Bandeja toma muestras.....	18
Figura 3.6	Separadores.....	21
Figura 3.7	Componentes de un separador bifásico.....	22
Figura 3.8	Ingreso del fluido a los separadores.....	24
Figura 3.9	Porta placa orificio (Fitting).....	25
Figura 3.10	Componentes del Fitting.....	26
Figura 3.11	Placa orificio.....	27
Figura 3.12	Conjunto de placa orificio.....	28
Figura 3.13	Manipulación del porta orificios.....	29
Figura 3.14	Carta de raíz cuadrada.....	30
Figura 3.15	Flujómetro de turbina para líquidos (Axial).....	31
Figura 3.16	Bota y tanque de lavado.....	34
Figura 3.17	Colchón de agua (8 pies) inyección de químicos.....	35
Figura 3.18	Válvulas de entrada tanque de lavado.....	36
Figura 3.19	Tanque de lavado y tanque de surgencia.....	37
Figura 3.20	Drenaje del tanque de surgencia.....	38
Figura 3.21	Válvulas de salida de petróleo del Tanque de Surgencia.....	39
Figura 3.22	Medidor de caudal del tanque de surgencia.....	40
Figura 3.23	Booster a combustión interna y eléctrica.....	41
Figura 3.24	Unidades Power oíl.....	42
Figura 3.25	Unidad Power oíl.....	43
Figura 3.26	Motor.....	44
Figura 3.27	Bomba de desplazamiento positivo.....	45
Figura 3.28	Componentes de la bomba de desplazamiento positivo.....	46
Figura 3.29	Panel de control.....	47
Figura 3.30	Descarga del tanque de surgencia para transferencia de Petróleo.....	49
Figura 3.31	Sistema de transferencia de petróleo (Booster).....	50
Figura 3.32	Sistema de transferencia de petróleo (Bombas Wortintohg).....	51

Figura 3.33 Sampler (Muestreo de petróleo de transferencia).....	52
Figura 3.34 Medidor de barriles de petróleo para fiscalización.....	54
Figura 3.35 Panel de control.....	55
Figura 3.36 Bombas triplex de marca Wortintong.....	56
Figura 3.37 Análisis del API.....	57
Figura 3.38 Hidrómetro y probeta.....	58
Figura 3.39 Centrifuga para análisis del BSW.....	59
Figura 3.40 Tanque y bombas.....	60
Figura 3.41 Motores y bombas del sistema contra incendios.....	61
Figura 3.42 Hidrantes.....	62
Figura 3.43 Extintores.....	62
Figura 3.44 Tuberías de succión y descarga.....	63
Figura 3.45 Tanque de espumógeno.....	63
Figura 3.46 Válvula de recirculación.....	64
Figura 3.47 Compresores de aire.....	65
Figura 3.48 Válvula SHUTDOWN.....	66
Figura 3.49 Kkmachine.....	67
Figura 3.50 Piscina API y canales de evacuación de aguas de lluvia.....	68
Figura 3.51 HPS (Sistema de Bombeo Horizontal).....	69
Figura 3.52 Tablero del HPS.....	70
Figura 3.53 Válvula de descarga de agua (Tanque de Lavado).....	70
Figura 3.54 Medición del nivel del colchón de agua (Tanque de Lavado).....	71
Figura 3.55 Nivel del colchón de agua.....	71
Figura 3.56 Bombas de recirculación de agua del tanque de lavado.....	73
Figura 3.57 Calentadores.....	73
Figura 3.58 Químicos sector manifold.....	74
Figura 3.58.1 Químicos sector Power oil.....	76
Figura 3.59 Químicos (Dosificación).....	78
Figura 3.60 Químicos (Regulación).....	78
Figura 3.61 Presión.....	80
Figura 3.62 Sistema del bombeo hidráulico.....	85
Figura 3.63 Completación de fondo.....	86
Figura 3.64 Válvula de pie (Standing Valve).....	88
Figura 3.65 Conjunto de superficie.....	89

Figura 3.66 Bomba triplex.....	91
Figura 3.67 Cabezal del pozo.....	94
Figura 3.68 Válvula de cuatro vías.....	95
Figura 3.69 Válvula reguladora de flujo (VRF).....	96
Figura 3.70 Válvula reguladora de flujo (VRF).....	97
Figura 3.71 Medidor de caudal tipo turbina.....	98
Figura 3.72 Válvula para recirculación o by-pass.....	98

RESUMEN

El presente proyecto de grado tiene como objetivo principal dar a conocer el Manual de Operaciones de la Estación Pucuna, revertido a EP PETROECUADOR por la empresa SUELOPETROL y ahora en proceso de fusión con EP PETROAMAZONAS, que integrará al personal de otros campos. Es de interés realizar una manual de operaciones para el debido conocimiento del normal funcionamiento de la estación y campo.

Esta tesis consta de cinco capítulos que dan referencia a:

En el primer **CAPÍTULO (I)** se define la Introducción, Objetivos, Justificación del tema, Marco conceptual y los Métodos con los cuales se llevó a cabo esta tesis.

En el segundo **CAPÍTULO (II)** se describe un breve recuento de la Estación Pucuna y sus componentes.

En el tercer **CAPÍTULO (III)** se expone el manual de operaciones de la Estación Pucuna y del Campo.

En el cuarto **CAPÍTULO (IV)** se expone los Procedimientos de la Estación y Campo Pucuna.

En el quinto **CAPÍTULO (V)** y de acuerdo al proyecto de grado desarrollado, se enumeran algunas conclusiones y recomendaciones.

SUMMARY

This project's main objective grade to present the Operations Manual Pucuna Station, EP Eppetroecuador reversed Suelopetrol Company and now in process of merging with Petroamazonas EP, which will integrate personnel from other fields. It is of interest make an operations manual for the proper understanding of the operation of the station and field.

This thesis consists of five chapters that give reference to:

In the first **CHAPTER (I)** defines the Introduction, Objectives, Justification of the topic, conceptual framework and methods with which they carried out this thesis.

In the second **CHAPTER (II)** described a brief account of the Station Pucuna and components.

In the third **CHAPTER (III)** is exposed to the operating station operations Pucuna and Field.

In the fourth **CHAPTER (IV)** exposes the station procedures and Field Pucuna.

In the fifth **CHAPTER (V)** and according to the degree project developed, are some conclusions and recommendations

PRESENTACIÓN

El siguiente manual está enfocado a orientar al personal que se integra a esta Estación, en especial a los nuevos Operadores de Producción que son el eje fundamental en la producción de petróleo en el Campo Pucuna.

Para la elaboración de este manual, se recopiló información de los archivos de EP PETROECUADOR en la Estación y Campo Pucuna además de datos obtenidos en los reportes de producción diarios.

Con los datos disponibles se realiza el análisis de las facilidades de superficie, el estudio y funcionamiento de los diferentes componentes de la estación.

Posteriormente, con los resultados de los estudios realizados descritos anteriormente se procede a realizar el manual de operaciones.

CAPÍTULO I

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

El Campo Pucuna fue descubierto por la Compañía Texaco en el año de 1970 mediante la perforación del pozo Pucuna-01, con una producción inicial de 740 BPPD, considerado a ese entonces económicamente no rentable. Una vez que esta área fue revertida a CEPE, esta corporación a base de una campaña de investigación sísmica y de reinterpretación sísmica del campo, perfora el pozo de desarrollo Pucuna-02 del cual se obtuvo 2.553 BPPD considerándose rentables.

A inicios del año 2008, el Campo Pucuna fue adjudicado como Campo Marginal al Consorcio Petrolero CPA, el cual nominó a SUELOPETROL como compañía operadora y entró en operación el 18 de abril del 2008, con una producción inicial aproximada de 2.200 BPPD.

El campo fue revertido al Estado ecuatoriano el 18 de enero del 2011, al no llegar a un acuerdo en la negociación, por lo cual pasa a ser operado nuevamente por EP PETROECUADOR.

Al iniciar el año 2012 ya está encaminada la fusión de EP PETROECUADOR a EP PETROAMAZONAS.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

¿Es factible elaborar un Manual de Operaciones para la Estación de Producción Pucuna de la Gerencia de Exploración y Producción de EP-PETROECUADOR?

Si NO existe un Manual de Operaciones, NO se garantiza la continuidad de la capacitación al personal que ingresa a realizar las operaciones en la Estación Pucuna.

1.3 OBJETIVO GENERAL

Elaborar un manual de Operaciones, en base a la descripción y funcionamiento de los equipos existentes en la Estación de Producción Pucuna de la Gerencia de Exploración y Producción de EP-PETROECUADOR.

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Elaborar los procedimientos de operación en La Estación de Producción Pucuna.
- ✓ Describir las operaciones de la estación de Producción del Campo Pucuna.
- ✓ Verificar el correcto funcionamiento de los equipos dentro de las operaciones de la estación y de los pozos productores.

1.5 JUSTIFICACIÓN

La estación de producción Pucuna, no cuenta en la actualidad con un manual de operaciones, afectando con ello las actividades de las estaciones que dependen de sus procesos, para el manejo de las facilidades de superficie y pozos productores. El presente trabajo centra su estudio en el proceso de producción de la estación Pucuna, área en la cual es muy necesaria:

1. Reducir las disconformidades por concepto de paralizaciones de los motores que inyectan petróleo, debido a fallas internas de su mecanismo.
2. Minimizar las fallas en el sistema de la calidad del proceso de bombeo de petróleo.
3. Evitar que se produzcan demoras, que afecten la producción de los pozos productores.
4. Mantener en buenas condiciones las facilidades de superficie de los pozos productores.

De no realizar un manual de operaciones en la Estación Pucuna que será utilizado por los operadores que se integren a este campo, se verán perjudicadas las operaciones para la producción y transferencia de petróleo.

1.6 MARCO CONCEPTUAL

- ✓ **ESTACION PUCUNA.-** Estación de producción de petróleo.
- ✓ **PRODUCCION.-** Producto resultante de la explotación del campo petrolero.
- ✓ **MANIFOLD.-** Es un grupo de conexiones de tuberías y válvulas, las cuales distribuyen y controlan que el petróleo fluya hacia los tanques de almacenamiento.

- ✓ **BARRIL.-** una unidad de medida para volúmenes del petróleo, es igual a 42 galones.

1.7 METODOLOGÍA

1.7.1 DISEÑO O TIPO DE INVESTIGACIÓN

De tipo inductiva deductiva, basada en recolección de datos para su tratamiento, análisis y esquematización con el fin de ofrecer un compendio básico para su entendimiento por parte de personal involucrado en estos procesos.

1.7.2 MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN

Para la elaboración de esta tesis se emplea los siguientes métodos:

1.7.2.1 MÉTODO DE OBSERVACION CIENTIFICA: Este método se lleva a cabo mediante los trabajos prácticos realizados en la estación y campo que son necesarios para adquirir conocimientos, experiencia para cumplir los objetivos planteados en la investigación.

1.7.2.2 MÉTODO DEDUCTIVO: Recopilar toda la información posible con respecto a nuestro tema de investigación en la empresa, bibliotecas, Internet, la cual nos ayude al desarrollo eficiente de la investigación.

1.7.3. TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN:

Se puede usar las siguientes técnicas:

- ✓ Revisión de manuales técnicos de operaciones de todos los equipos existentes en la estación.
- ✓ Entrevistas con técnicos con experiencia en el mantenimiento de bombas, facilidades de superficie y bombeo hidráulico.

CAPÍTULO II

CAPÍTULO II

2. UBICACIÓN DEL CAMPO PUCUNA Y FACILIDADES DE SUPERFICIE

2.1 UBICACIÓN

El Campo Pucuna se encuentra ubicado a 25 kilómetros de la Ciudad del Coca, en la Provincia Francisco de Orellana, en el centro oeste de la cuenca oriente; al este del Campo Sacha.

La ubicación geográfica del Campo se suscribe a:

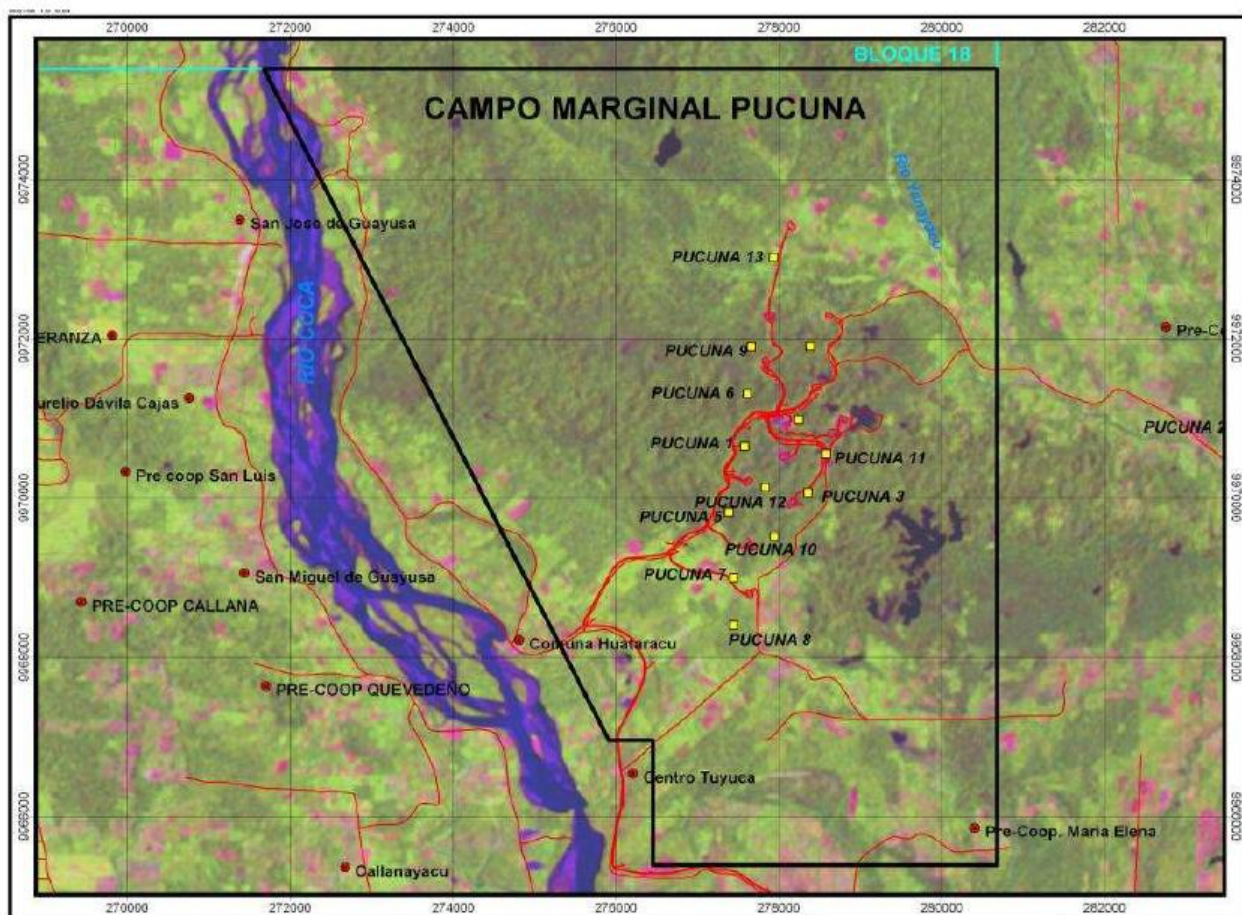
LONGITUD 76°58' 00" OESTE

77°04' 00" OESTE

LATITUD 00°13' 00" SUR

00°18' 00" SUR

Mapa de ubicación del Campo Pucuna



Fuente: Departamento de Cartografía

Elaboración: EP PETROECUADOR

2.2 FACILIDADES DE SUPERFICIE

2.2.1 ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN

El Campo cuenta con una estación de producción denominada Estación Pucuna, en la cual se procesa todo el crudo, agua y gas proveniente de los 13 pozos productores. Toda la producción de crudo es fiscalizada y transferida a la Estación Sacha Central por medio de un oleoducto de 6 pulgadas de diámetro que está a una distancia aproximada de 18 Km.

La Estación Pucuna, de los 13 pozos productores, maneja un promedio de producción diaria de 2.440 barriles de petróleo con un 26.3 % de corte de agua, de 30.4° API y una producción de gas de 564 MPCD (Miles de Pies Cúbicos por Día).

Los 13 pozos producen por el sistema de levantamiento artificial denominado bombeo hidráulico abastecido desde un sistema Power Oil instalado en la Estación, el cual utiliza petróleo como fluido motriz. El sistema opera con 6 unidades de inyección de las 7 unidades instaladas (Una unidad permanece de reserva) ejerciendo la presión de 4.100 PSI necesaria para el levantamiento del fluido del subsuelo. El volumen de fluido motriz utilizado en este levantamiento artificial es de 15.200 barriles diarios de petróleo, los mismos que durante el ciclo de inyección de fluido a los pozos y el retorno de éste más el fluido producido (17.640 barriles diarios de petróleo) ingresan nuevamente a los tanques de almacenamiento para continuar con el ciclo y el fluido sobrante o la producción (2.440 barriles diarios de petróleo) será transferido hacia el oleoducto. Este sistema tiene un equipo de enfriamiento para la protección de las unidades y que está compuesta por 3 radiadores.

El fluido motriz utilizado en el Sistema Power Oil es petróleo de 30.4 ° API, que cuenta con un tratamiento químico que incluye:

- Demulsificante
- Antiparafínico
- Antiescala
- Anticorrosivo

Para la conducción de fluido motriz se utiliza una tubería de 3 ½ pulgadas de diámetro, la cual se conecta a cada pozo mediante líneas de 2 3/8 ó 2 7/8 pulgadas.

En cada uno de los pozos se encuentra instalada una válvula de control para ajustar el volumen de inyección.

En el cabezal de los pozos se tiene una conexión de 2 pulgadas por el cual el fluido motriz es inyectado a través de la tubería de producción hasta el fondo del pozo, en donde pasa al espacio anular mediante el trabajo de las bombas del sistema de empuje hidráulico. El fluido motriz levanta el petróleo desde la formación y asciende a la superficie por el espacio anular. Todo el fluido retorna a la Estación para iniciar el proceso de separación.

La producción de los pozos del Campo se conduce a través de líneas de 4 pulgadas de diámetro hacia la Estación, las cuales llegan a un múltiple de producción, que tiene la capacidad de conectar hasta 15 pozos, el cual está ubicado dentro de la estación. Del múltiple de producción o manifold el fluido pasa a 2 separadores de producción que tienen una capacidad de 8.000 y 5.000 barriles diarios de petróleo cada uno y cuenta con un tratamiento químico que consta de:

- Antiespumante
- Antiparafínico
- Demulsificante
- Antiescala-agua

La producción de cada pozo es probada a través de un separador de prueba con una capacidad de 2.000 barriles diarios de petróleo, utiliza un medidor de caudal placa-orificio para medir cantidades de gas y un medidor de caudal tipo turbina para contabilizar cantidades de fluido.

El gas es separado y medido para luego ser quemado en los dos mecheros que posee la Estación, de este tema se hará una sugerencia al final de la tesis.

El crudo y agua son enviados al tanque de lavado de 12.590 barriles de capacidad, allí se separa por efecto de la gravedad y proceso térmicos, para lo cual se calienta el colchón de agua con dos calentadores; por último el crudo pasa al tanque de surgencia que tiene una capacidad de 18.143 barriles en donde termina el proceso de separación.

Toda el agua de formación que se produce en el campo es inyectada en el pozo Puc-04 a la arena Hollín.

La transferencia de crudo desde el tanque de surgencia hacia el oleoducto se da mediante un sistema que consta de 2 bombas Worthintong (6.000 BPPD) que son alimentadas por 2 bombas centrifugas que elevan la presión del fluido a 60 psi. La tasa de transferencia es de 4,11 barriles por minuto.

En la Tabla 2.1 se describen las características de los equipos y accesorios existentes en la Estación Pucuna.

Tabla 2.1 –Facilidades de producción de la Estación Pucuna

EQUIPO-ACCESORIO	CARACTERÍSTICAS	CAPACIDAD
PROCESO INGRESO DE FLUIDO		
MANIFOLD DE ENTRADA	2 TORPEDOS DE 8 pulg X 300 # / 1 TORPEDO DE 6 pulg X300# (14 ENTRADAS)	25.000 BFPD
SEPARADOR DE PRUEBA	ESPPMD0062 / 40 pulg X 17,7 PIES	2.000 BFPD
SEPARADOR DE PRODUCCIÓN 01	ESPPMD0064 / 54 pulg X 16 PIES	5.000 BFPD
SEPARADOR DE PRODUCCIÓN 02	ESPPMD0063 / 60 pulg X 20 PIES	8.000 BFPD
PROCESO DE ALMACENAMIENTO		
BOTA GAS	73 pulg X 42 PIES	25.000 BFPD
TANQUE DE LAVADO	ESPU-01-3764	12.590 bls.
TANQUE DE SURGENCIA	ESPU	18.143 bls.
TANQUE DE OLEODUCTO (TECHO FLOTANTE)	ESPU	12.590 bls.
PROCESO DE TRANSFERENCIA		
BOMBA BOOSTER 01	BOMBA CENTRIFUGA WORTHINTONG - MOTOR ELÉCTRICO DE 20 HP	
BOMBA BOOSTER 02	BOMBA CENTRIFUGA WORTHINTONG - MOTOR ELÉCTRICO DE 20 HP	
CONTADOR 01	MEDIDOR DE CRUDO MARCA SMITH METER MODELO E3-S1	600 GPM
CONTADOR 02	MEDIDOR DE CRUDO MARCA SMITH METER MODELO E3-S1	600 GPM
BOMBA DE TRANSFERENCIA 01	BOMBA TRIPLEX - MARCA WORTHINTONG-MODELO VTE-L 98x140	6.000 GPM
BOMBA DE TRANSFERENCIA 02	BOMBA TRIPLEX - MARCA WORTHINTONG-MODELO VTE-L 98x140	6.000 GPM
SAMPLER		

PROCESO DEL SISTEMA CONTRA INCENDIO		
TANQUE DE ALMACENAMIENTO	RED INTERNA DE DISTRIBUCIÓN	650 bls.
BOOMBA ELÉCTRICA 01	GENERAL ELECTRIC/BOMBA AURORA / 4 X 5 X 15	600 GPM
BOMBA COMBUSTIÓN INTERNA 02	DETROIT / BOMBA AURORA / 4 X 5 X 16	600 GPM
AREA DE COMPRESORES		
COMPRESOR 01	MARCA SULLAIR MODELO LS-10A - MOTOR ELÉCTRICO TOSHIBA DE 40 HP	120 PSI
COMPRESOR 02	MARCA WESTINGHOUSE MODELO LT-11 - MOTOR ELÉCTRICO WESTINGHOUSE DE 20 HP	120 PSI
PROCESO DEL SISTEMA DE CALENTAMIENTO		
CALENTADOR 01	CALENTADOR DE FUEGO DIRECTO 15 3/8 pulg	
CALENTADOR 02	CALENTADOR DE FUEGO DIRECTO 15 3/8 pulg	
BOMBA BOOSTER 01	BOMBA DURCO	8.000 BFPD
BOMBA BOOSTER 02	BOMBA IMO	5.000 BFPD

Fuente: Departamento de Mantenimiento Campo Pucuna
Modificado: Orlando Rivera

2.2.2 REINYECCIÓN DE AGUA

El sistema de reinyección de agua de formación está conformado por una unidad de bombeo localizada en la Estación y el pozo reinyector Pucuna-04

La alimentación de este sistema es tomada del tanque de lavado y por medio de una bomba horizontal enviada al pozo reinyector Pucuna-04. Su reinyección diaria es aproximadamente de 960 barriles de agua.

Tabla 2.2 –Datos de Reinyección

POZO	ARENA	UNIDAD DE BOMBEO	HORAS DE TRABAJO (DIARIO)
PUC-04	HOLLIN	HPS	7
PRESIÓN DE INYECCIÓN (psi)	PRESIÓN DE SUCCIÓN (psi)	PRESIÓN DE CABEZA (psi)	AGUA INYECTADA (BAPD)
1400	50	1350	960

Fuente: Departamento de Producción Campo Pucuna
Modificado: Orlando Rivera

2.2.3 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

En el Campo Pucuna existe un único tipo de levantamiento artificial que es el bombeo hidráulico tipo jet con inyección de fluido motriz el mismo que se mezcla con el fluido producido, el cual es llevado a superficie y conducido a la Estación para iniciar su proceso de separación.

Por cada barril de fluido motriz que se inyecta se recupera 0,152 barriles de petróleo.

Tabla 2.3 –Sistema Power Oil

EQUIPO-ACCESORIO	CARACTERÍSTICAS	CAPACIDAD
BOMBA BOOSTER 01	BOMBA CENTRÍFUGA MISSION MAGNUN-MOTOR CAT 3304 90 HP	470 psi
BOMBA BOOSTER 02	BOMBA CENTRÍFUGA MISSION MAGNUN-MOTOR CAT 3304 78 HP	470 psi
UNIDAD DE BOMBEO DE ALTA PRESIÓN 01	QUINTUPLEX 300Q-5H / NATIONAL-MOTOR CATERPILLAR	4.000 psi / 3.000 BIPD
UNIDAD DE BOMBEO DE ALTA PRESIÓN 02	QUINTUPLEX 300Q-5H / NATIONAL-MOTOR CATERPILLAR	4.000 psi / 3.000 BIPD
UNIDAD DE BOMBEO DE ALTA PRESIÓN 03	QUINTUPLEX 300Q-5H / NATIONAL-MOTOR CATERPILLAR	4.000 psi / 3.000 BIPD
UNIDAD DE BOMBEO DE ALTA PRESIÓN 04	QUINTUPLEX 300Q-5H / NATIONAL-MOTOR CATERPILLAR	4.000 psi / 3.000 BIPD
UNIDAD DE BOMBEO DE ALTA PRESIÓN 05	QUINTUPLEX 300Q-5H / NATIONAL-MOTOR CATERPILLAR	4.000 psi / 3.000 BIPD
UNIDAD DE BOMBEO DE ALTA PRESIÓN 06	QUINTUPLEX 300Q-5H / NATIONAL-MOTOR CATERPILLAR	4.000 psi / 3.000 BIPD
UNIDAD DE BOMBEO DE ALTA PRESIÓN 07	QUINTUPLEX 300Q-5H / NATIONAL-MOTOR CATERPILLAR	4.000 psi / 3.000 BIPD

Fuente: Departamento de Mantenimiento Campo Pucuna

Modificado: Orlando Rivera

2.2.4 GENERACIÓN ELÉCTRICA

La generación eléctrica es propia de la Estación y provee electricidad a los sistemas de transferencia de crudo así como a la iluminación.

El Campo Pucuna dispone de una central de generación eléctrica que posee los siguientes componentes:

Tabla 2.4 –Generación eléctrica

EQUIPO-ACCESORIO	CARACTERÍSTICAS	CAPACIDAD
GENERADOR 01	MOTOR CATERPILLAR 3406 GENERADOR CATERPILLAR 350 KW	350 KW
GENERADOR 02	MOTOR CATERPILLAR 3408 GENERADOR KATO 250 KW	250 KW
	TOTAL GENERACIÓN	600 KW

Fuente: Departamento de Mantenimiento Campo Pucuna
Modificado: Orlando Rivera

2.2.5 COMBUSTIBLE

El combustible utilizado en la Estación es el diesel, con un consumo de aproximadamente de 1.950 galones diarios.

En la siguiente tabla se presenta las unidades para el almacenamiento del combustible.

Tabla 2.5 –Combustible

EQUIPO-ACCESORIO	CARACTERÍSTICAS	CAPACIDAD
TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE-GENERAL	S/N TANQUE CÓNICO	25.259 GLS.
TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE-BOMBAS	S/N TANQUE HORIZONTAL	2.000 GLS.

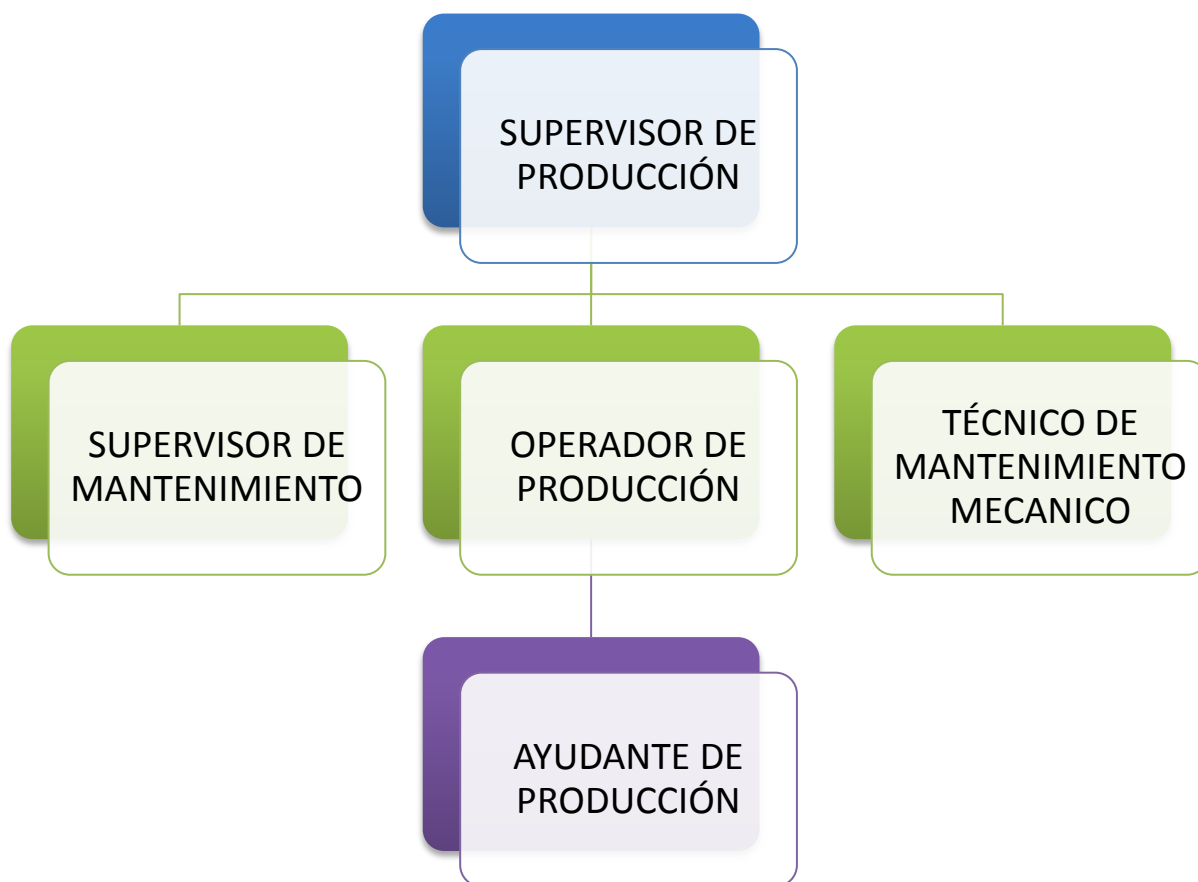
Fuente: Departamento de Mantenimiento Campo Pucuna
Modificado: Orlando Rivera

CAPÍTULO III

CAPÍTULO III

3. ESTRUCTURA ORGÁNICA Y FUNCIONAL DE LA ESTACIÓN PUCUNA

3.1 ESTRUCTURA ORGÁNICA



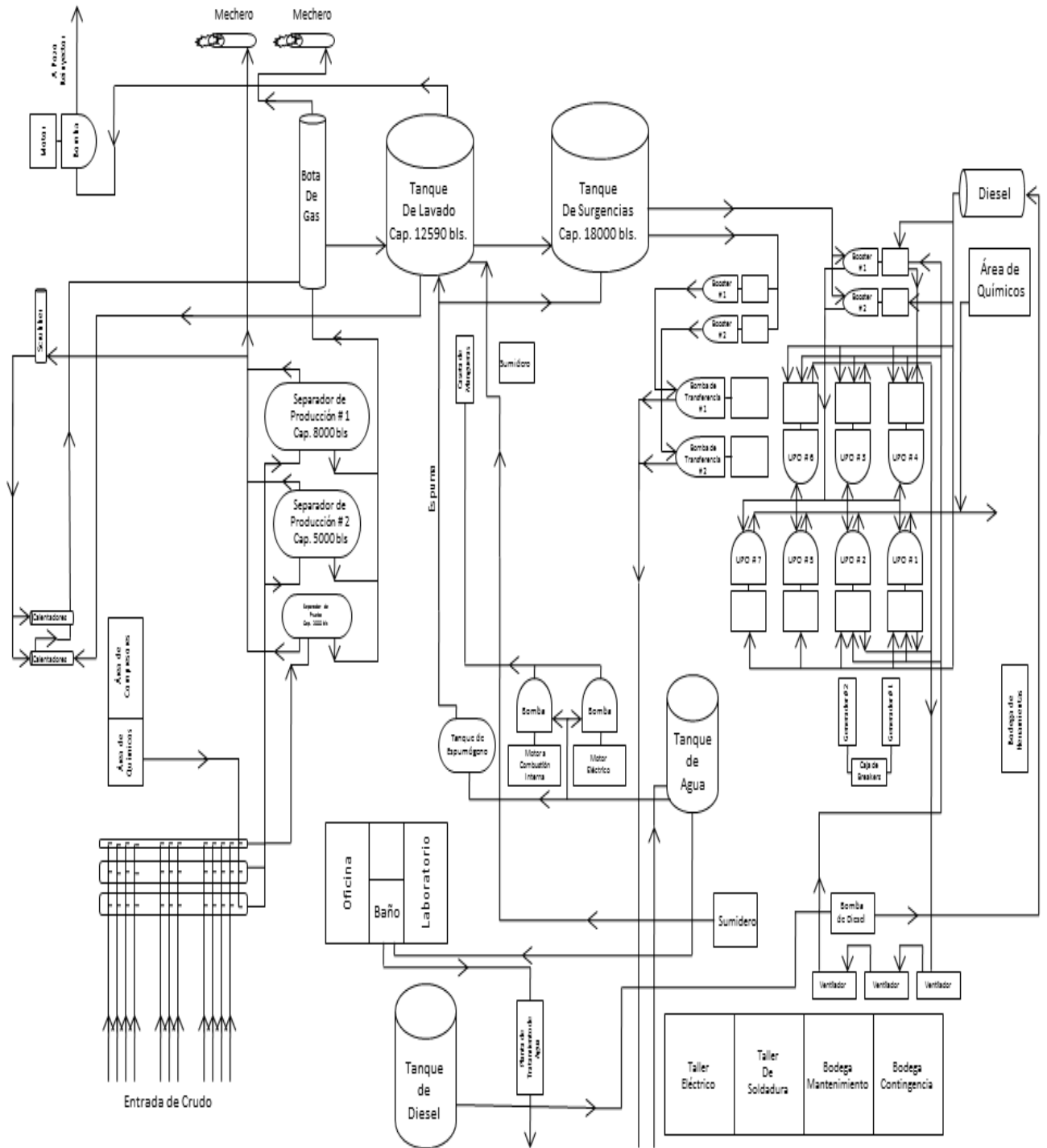
Fuente: Estación Pucuna
Elaborado por: Orlando Rivera

3.2 ESTRUCTURA FUNCIONAL

Las funciones del personal que labora en la Estación Pucuna son las siguientes:

- ✓ **Supervisor de Producción.-** Tiene la función de planificar, dirigir y controlar, todas las actividades concernientes a los procesos administrativos y operativos que ocurren en la Estación Pucuna.
- ✓ **Supervisor y Técnico de Mantenimiento Mecánico.-** Son los encargados de proporcionar el mantenimiento preventivo y correctivo en las áreas mecánica y eléctrica respectivamente, de todos los activos de la Estación Pucuna, con el propósito de que se mantenga su operatividad en el 100% del tiempo disponible, descontando los tiempos de dicho mantenimiento. Laboran en la planta, 2 mecánicos y 2 ayudantes mecánicos, 1 por cada turno, debido a que el personal del Departamento de Mantenimiento solo trabaja 2 turnos.
- ✓ **Operadores de Producción.-** Son los encargados de la operación de la planta de la Estación Pucuna, manipulando en forma manual y a través de controles en ciertos casos, los equipos y dispositivos con los cuales se opera en la estación.
- ✓ **Ayudante de producción.-** Encargados de realizar las mismas funciones del operador de producción exclusivamente dentro de las instalaciones.

DIAGRAMA DE LA ESTACIÓN PUCUNA



Fuente: Estación Pucuna
Elaborado por: Orlando Rivera

3.3 INGRESO DEL PETRÓLEO A LA ESTACIÓN

3.3.1 MANIFOLD

El petróleo ingresa a la estación por tuberías de 4 pulgadas y va hacia el sector de válvulas llamada Múltiple o Manifold. En este punto, el fluido de cada pozo es enviado a un sitio determinado de la Estación, que puede ser un tanque, separador, etc. La operación más común que se lleva a cabo en un múltiple es generalmente direccionar el fluido de un pozo hacia un separador de prueba con el fin de determinar su producción, con la ayuda de elementos y equipos de medición instalados en el mismo.

Figura 3.1 - Ingreso del petróleo a la estación



Fuente: Estación Pucuna
Foto: Orlando Rivera

Cada pozo tiene su propia línea de ingreso a la estación o llamada también tubería de retorno.

Figura 3.2 - Múltiple (manifold)

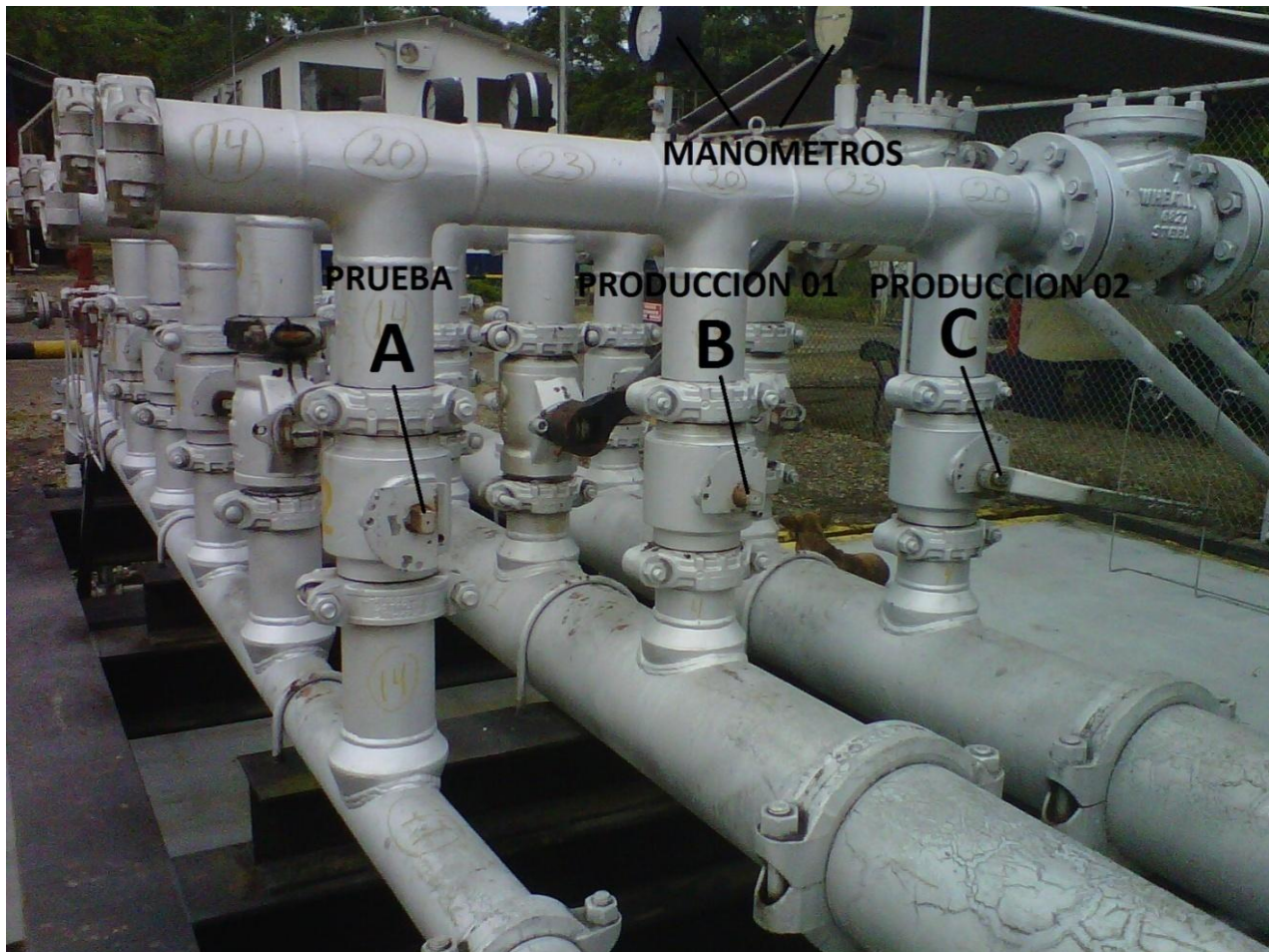


Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

El Múltiple o manifold está compuesto por válvulas de bola y mariposa que se caracterizan por girar $\frac{1}{4}$ de vuelta dentro de su cuerpo para obtener la posición abierta o cerrada. Una manija hace girar la bola o el disco y esta es un indicador que la posición de abierto o cerrado. Si la manija esta paralela a la tubería, la válvula se encuentra abierta, caso contrario si esta perpendicular a la tubería la válvula está cerrada.

Figura 3.3 - Manipulación de las válvulas



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Es importante asegurarse que las válvulas estén en la posición correcta, además que el fluido de un solo pozo vaya al separador de prueba y que los manómetros marquen la presión adecuada que está entre 16 psi y 22 psi.

La figura 3.4 nos indica lo que puede suceder si no se siguen los procedimientos adecuados al manipular las válvulas.

Figura 3.4. - Mala manipulación de válvulas



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Al presurizarse el fluido en la tubería, éste rompe la parte más débil en este caso la grapa o vitaulic.

3.3.2 BANDEJA TOMA MUESTRAS

Para los análisis de la calidad de petróleo de cada pozo, tenemos una bandeja toma muestras conformada por válvulas de bola y un conducto que permite evacuar los fluidos restantes hacia el sumidero central y luego al tanque de lavado

Figura 3.5 - Bandeja toma muestras



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Para la inyección de químico se utiliza válvulas de aguja que consiste en una pieza cónica que va en el extremo inferior de la válvula, la cual desciende con el vástago hasta sellar completamente los asientos.

3.3.3 DIRECCIONAMIENTO DEL FLUIDO A LOS SEPARADORES

La alineación de un pozo a determinado separador depende de la cantidad de fluido que ingresa al Múltiple o manifold. Tenemos el separador de producción No. 01 con capacidad para 8,000 barriles diarios. Y el separador de producción No. 02 con capacidad de 5,000 barriles diarios. El separador de prueba con capacidad de 2,000 barriles diarios se lo utiliza para evaluar un pozo a la vez.

Se puede alinear un pozo a los dos separadores de producción con la finalidad de que estos mantengan su fluido distribuido de la mejor manera y permita el ingreso adecuado del mismo.

A continuación se detalla la cantidad de fluido que tiene cada pozo al ingresar a los manifolds. El fluido total es igual al fluido que se inyecta al pozo más el fluido que produce el mismo.

Nota: El fluido que se inyecta variará según el tipo de bomba y los parámetros con los que trabaja el pozo.

Tabla 3.1 - Cantidad de fluido de ingreso

POZO	TIPO	BFPD	BPPD	BAPD	BFPD + INYECCION	BIPD
Puc 01					CERRADO	
Puc 02	JET 8A	295	275	20	1569	1274
Puc 03	JET 9A	344	343	1	2068	1724
Puc 04					INYECTOR	
Puc 05	JET 8A	1118	397	721	2198	1080
Puc 06	JET 9A	131	129	2	1881	1750
Puc 07	JET 8A	331	330	1	1693	1362
Puc 08	JET 7A	113	97	16	1193	1080
Puc 09	JET 9H	188	169	19	1666	1478
Puc 10	JET 8A	206	203	3	1510	1304
Puc 11	JET 8A	232	231	1	1592	1360
Puc 12	JET 8A	178	177	1	1542	1364
Puc 13	JET 10I	95	90	5	1641	1546
TOTAL=		3231	2441	790	18553	15322

Fuente: Departamento de Producción Campo Pucuna

Modificado: Orlando Rivera

Si colocamos el pozo Puc-11 al separador de prueba, debemos tener distribuido el fluido a los separadores como se incida a continuación:

Tabla 3.2 - Pozo Pucuna 11 en prueba

POZO	BFPD	BPPD	BFPD + INYECCION	VOLUMEN DE INGRESO A SEPARADOR N°1	VOLUMEN DE INGRESO A SEPARADOR N°2	VOLUMEN DE INGRESO A SEP. PRUEBA	BIPD
Puc 01							
Puc 02	295	275	1569	1569			1274
Puc 03	344	343	2068	1034	1034		1724
Puc 04							
Puc 05	1118	397	2198	1099	1099		1080
Puc 06	131	129	1881	1881			1750
Puc 07	331	330	1693		1693		1362
Puc 08	113	97	1193		1193		1080
Puc 09	188	169	1666	1666			1478
Puc 10	206	203	1510		1510		1304
Puc 11	232	231	1592			1592	1360
Puc 12	178	177	1542	1542			1364
Puc 13	95	90	1641	1641			1546
TOTAL=	3231	2441	18553	10432	6529	1592	15322

RELACION FRACCIONAL DE VOLUMENES		
	1.3040	0.5307

Fuente: Departamento de Producción Campo Pucuna

Modificado: Orlando Rivera

Como se puede observar, el fluido de los pozos Puc-03 y Puc-05 se distribuyen a los dos separadores de producción logrando una relación fraccional de volúmenes similares. Dicho en otras palabras, los barriles que pasan por el separador de producción 01 con capacidad de 8,000 barriles diarios ($10,432/8,000=1.3040$), ejercen una relación de volúmenes similar a los barriles que pasan por el separador de producción 02 con capacidad de 5,000 barriles diarios de fluido ($6,529/5,000=1.3058$) Con la ayuda de esta tabla se puede distribuir los pozos a los separadores de producción de acuerdo al pozo que se vaya a evaluar.

Nota: Para la manipulación de las válvulas es importante primero abrir una para cerrar otra y verificar la presión en el manómetro.

Realizado la distribución adecuada, el petróleo ingresa a los separadores que son recipientes cerrados cuya función es la separación de fluidos en componentes líquidos y gaseosos.

3.4 SEPARADORES

Los separadores tienen los siguientes componentes:

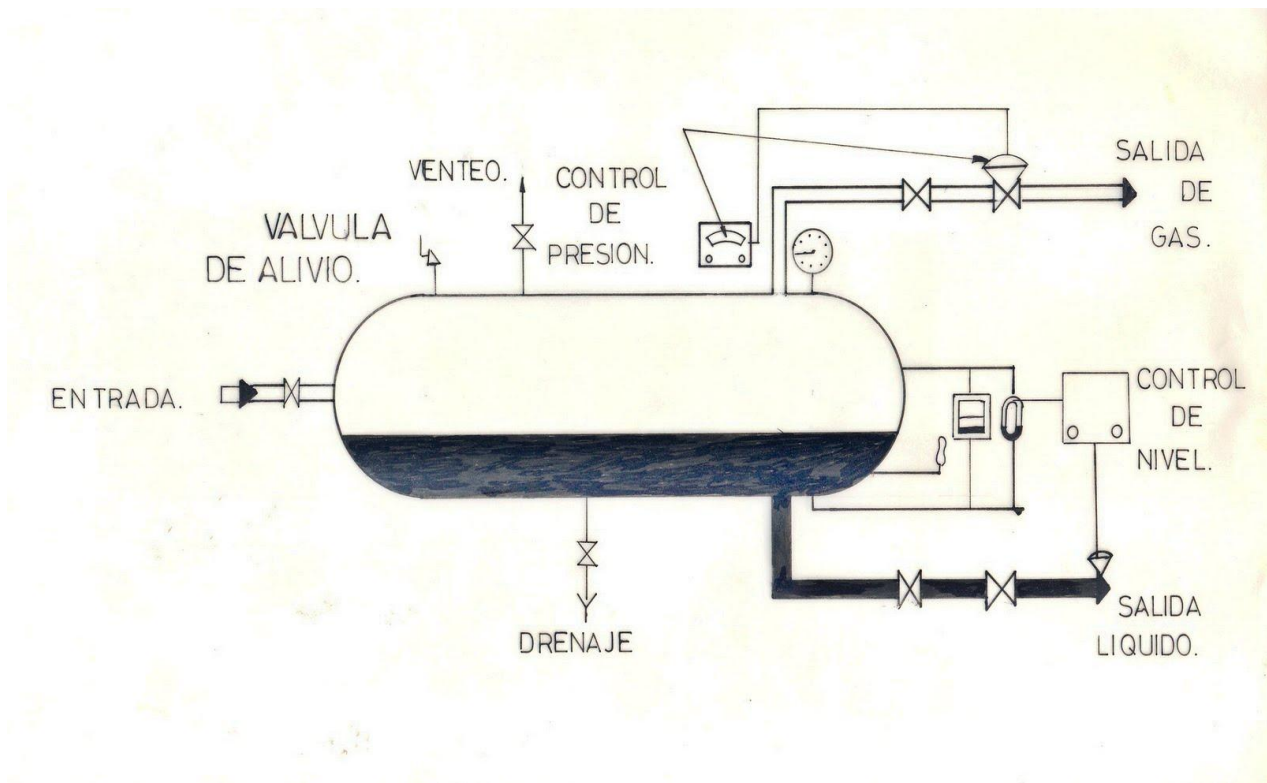
- ✓ Una vasija (PRUEBA. PRODUCCION 02, PRODUCCION 01), en la cual incluye:
Un mecanismo de separación, sección de asentamiento, extractor de niebla, sección de asentamiento de líquido, capacidad volumétrica de líquido adecuada.
- ✓ Diámetro, altura y longitud adecuada.
- ✓ Salida de gas (A)
- ✓ Salida de petróleo (B)
- ✓ Medio de control de nivel, el cual incluye un controlador y una válvula de control de nivel (C)
- ✓ Mecanismos de alivio de presión (D).
- ✓ Válvulas neumáticas de by pass para que el fluido vaya directo al tanque.

Figura 3.6 - Separadores



Fuente: Estación Pucuna
Foto: Orlando Rivera

Figura 3.7 – Componentes del Separador Bifásico



Fuente: Departamento de Producción Campo Pucuna
Modificado: Orlando Rivera

A los separadores BIFÁSICOS se les llama así cuando separan dos fases, como petróleo y gas o agua y petróleo. Siempre se especifica las fases que entran en juego. En la Estación se utiliza separadores horizontales por las siguientes ventajas:

- ✓ Tiene mayor capacidad para manejar gas que los verticales.
- ✓ Son muy adecuados para manejar aceite con alto contenido de espuma. Para esto, donde queda la interface gas-líquido, se instalan placas rompedoras de espuma.

3.4.1 INGRESO DEL FLUIDO

El petróleo ingresa por líneas independientes para cada separador y cada una tiene una válvula neumática de control (VALVULA BY PASS), que desvía el fluido directo hacia la bota y luego hacia el tanque de lavado, esto es en caso de alto nivel de líquido

en el separador. Esta válvula neumática se activa automáticamente y evita la salida del petróleo por las líneas de gas.

3.4.2 FUNCIONES DEL SEPARADOR

Las Funciones Primarias de un separador son:

- Remoción de Aceite del Gas, llevada a cabo generalmente por la diferencia de densidades (para lo cual la velocidad de la corriente debe ser lo suficientemente baja para lograr un buen tiempo de retención y cumplir una buena separación) y por el uso de un mecanismo conocido como extractor de niebla con variados diseños, el cual puede usar uno o más de los siguientes métodos: Choque, cambio de dirección de flujo, cambio de velocidad de flujo, fuerza centrífuga, coalescencia y filtración.
- Remoción de gas del Aceite. La cantidad de gas en solución que un aceite puede contener depende de las propiedades físico-químicas del aceite y de las condiciones de presión y temperatura a que este se halle, por consiguiente, el volumen de gas que un separador podrá remover al crudo depende igualmente de las propiedades físico-químicas del aceite, de la presión y temperatura de operación, del caudal que se encuentra manejando, del tamaño y configuración del separador, etc.

La Función Secundaria de un separador es mantener una presión óptima para garantizar la entrega de fluidos hacia los tanques de almacenamiento y mantener un nivel óptimo para garantizar un sello que evite la pérdida de gas en aceite. Para ello cada separador cuenta con mirillas y manómetros.

Figura 3.8 - Ingreso del fluido a los separadores



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Cuando se tenía inconvenientes en la evaluación de un pozo, por lo general era la falta de gas lo que ocasionaba que se inunde e impida el trabajo normal del separador de prueba, se cambiaba el sentido del fluido hacia un tanque de prueba, tan solo con abrir la válvula que va a dicho tanque y cerrar la válvula por donde ingresa el fluido al separador de prueba. Pero por la falta de facilidades de superficie para éste proceso, se suspendió. Se hará sugerencias para continuar en este proceso.

Hoy en día este tanque es utilizado para almacenar agua contaminada que luego es evacuada mediante un tanquero (Vacuum) y transferido hacia el Campo Auca a piscinas especiales para el tratamiento adecuado.

3.4.3 PLACA DE ORIFICIO

Para medir grandes cantidades de gas se emplea ampliamente el medidor con placa de orificio (Medidor del tipo diferencial).

Este aparato no mide volúmenes, sino que registra las presiones de flujo y a partir de estas presiones, se efectúa el gasto de flujo circulante. Este tipo de medidores consiste de un elemento primario que registra la presión diferencial y de un elemento secundario que mide esa precisión diferencial.

Figura 3.9 - Porta Placa Orificio (Fitting)



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

El porta orificio (FITTING) se basa en un mecanismo que consta de un elevador, válvula de purga etc. Que facilitan grandemente el cambio y colocación de la placa.

La placa porta orificios es colocada por la parte superior del fitting y alojado en el cuerpo del mismo con la ayuda de ruedas dentadas. La manipulación del fitting se lo hace con una llave hexagonal hueca que mueve los vástagos situados en la parte exterior. Figura 3.13

Figura 3.10 - Componentes del Fitting



Fuente: Estación Pucuna

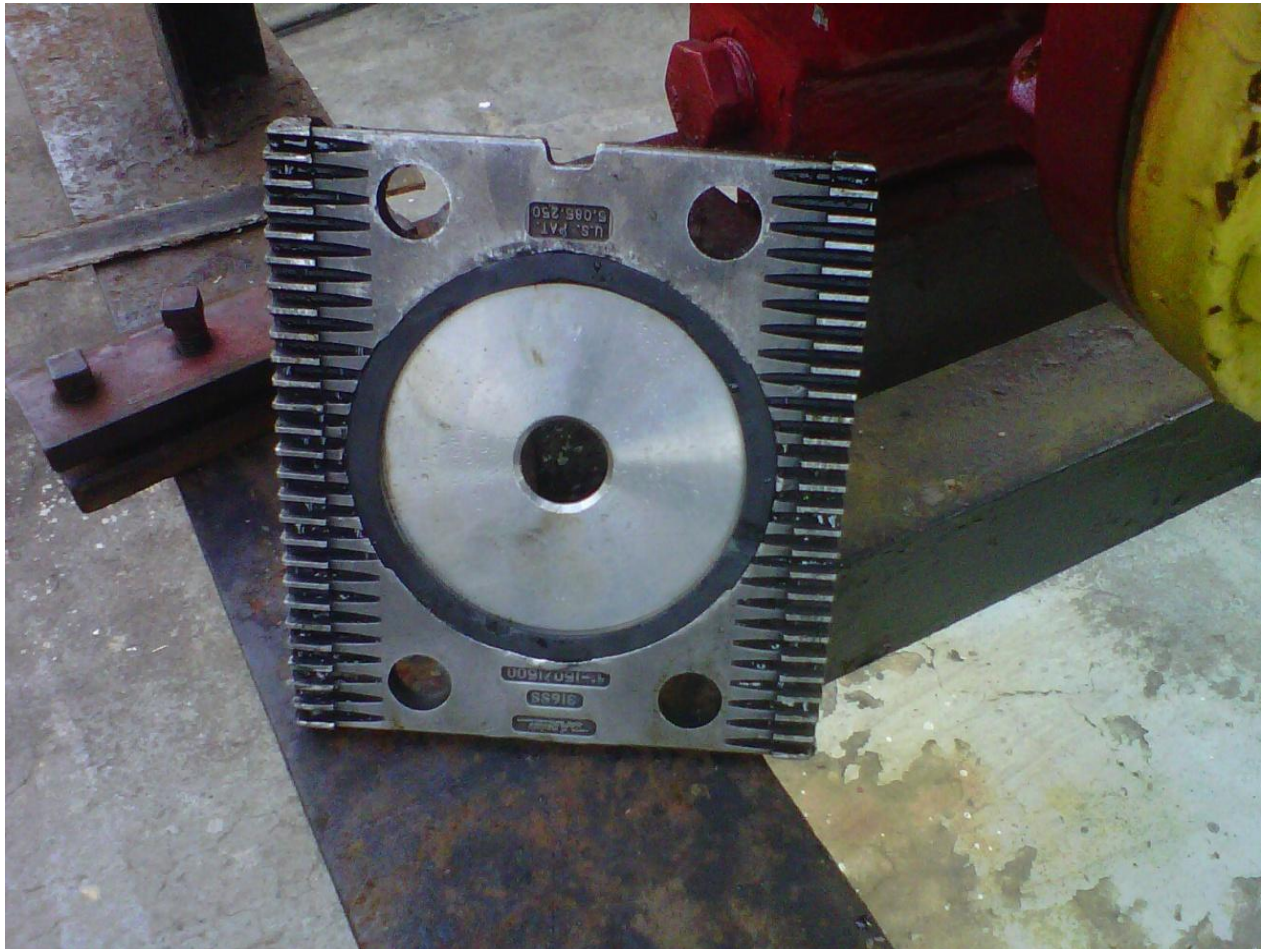
Foto: Orlando Rivera

Los vástagos sirven para:

- A** Abre/cierra la compuerta de ingreso/salida de la placa orificio
- B** Sube/baja la placa porta orificios, segundo nivel.
- C** Sube/baja la placa porta orificios, primer nivel.
- D** Despresurización.

E Bloque de seguridad

Figura 3.11 - Placa orificio



Fuente: Estación Pucuna
Foto: Orlando Rivera

La restricción del diámetro de la tubería, debe hacerse de acuerdo a ciertas limitaciones para que la presión diferencial resultante, esté dentro del rango del registrador.

La placa de orificio o “elemento primario”, es el dispositivo más usado para efectuarla por su sencillez, bajo costo de operación y facilidad para instalarse. Este elemento es una placa delgada de metal con un orificio (abertura) redonda y concéntrica, con bisel en el borde del lado corriente abajo (baja presión). Figura 3.12

Es sumamente importante que la placa orificio, se pueda cambiar con facilidad y sin interrumpir el flujo. Para tal fin, se hace el uso del porta orificio (fitting). Figura 3.9

Figura 3.12 – Conjunto de Placa Orificio



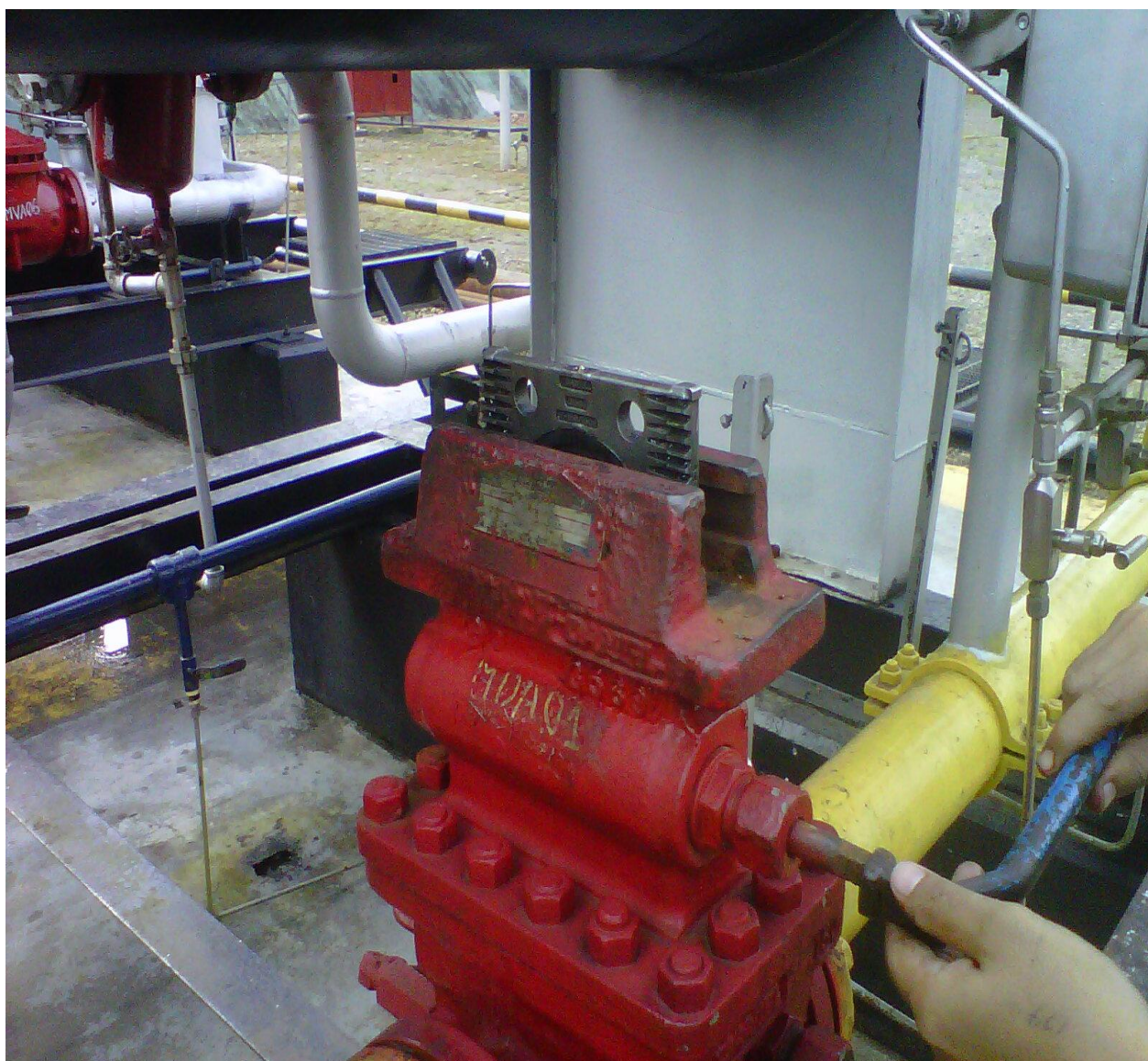
Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Indudablemente que la exactitud en la medición depende en gran parte, de la correcta instalación, operación y mantenimiento del registrador y demás dispositivos.

Es de suma importancia evitar turbulencias en el flujo antes del porta orificio, lo que equivale a lograr que el flujo sea laminar.

Figura 3.13 - Manipulación del porta orificios



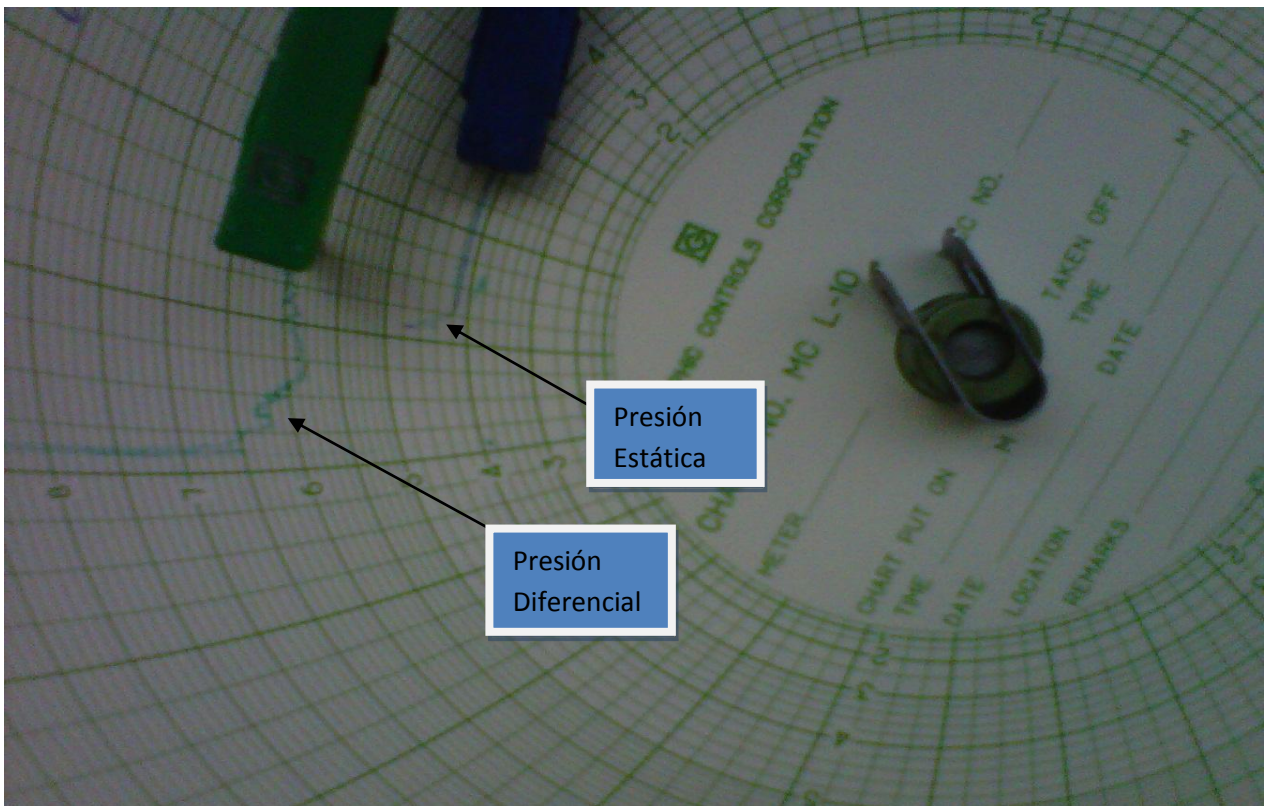
Fuente: Estación Pucuna
Foto: Orlando Rivera

Por el porta orificios circula gas a 20 PSI. Es necesario poner atención en el movimiento de los vástagos y en lo importante que debe ser la despresurización del fitting al momento de colocar la placa orificio.

El elemento primario crea una caída de presión diferencial (restricción fija). El “elemento secundario” mide esta presión diferencial.

Como el elemento secundario es registrador mecánico, entonces se utiliza una carta de raíz cuadrada. Figura 3.14

Figura 3.14 – Carta de Raíz Cuadrada

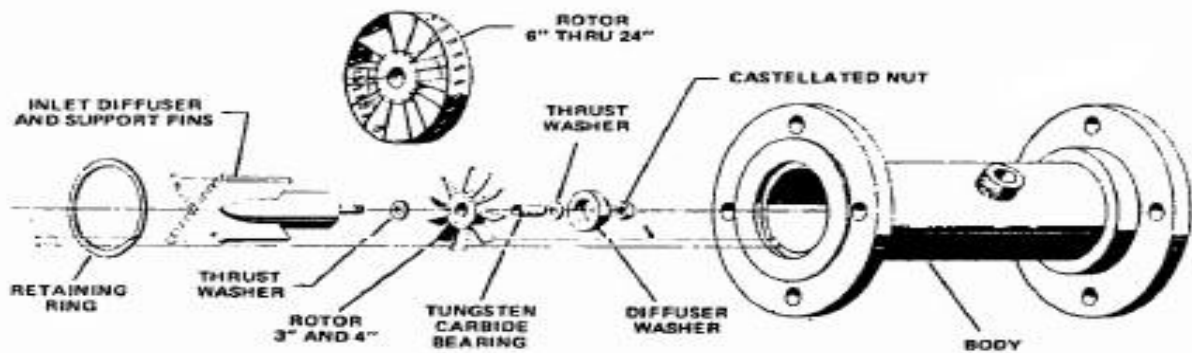


Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Para contabilizar los barriles de petróleo del pozo en evaluación, se utiliza un medidor de flujo tipo turbina. Este medidor está después del separador de prueba, libre de gas, y el fluido contabilizado va hacia el tanque de lavado continuando el proceso.

Figura 3.15 – Flujómetro de Turbina para líquidos (Axial)



PARTES DEL MEDIDOR DE TURBINA

Fuente: Estación Pucuna
Foto: Orlando Rivera

Un flujómetro de turbina consiste en un rotor multi-cuchilla suspendido en la corriente del fluido sobre cojinetes que giran libremente. El fluido que impacta contra las cuchillas del rotor imparte una fuerza que causa la rotación del rotor. La velocidad de rotación es directamente proporcional a la razón dentro de su rango lineal.

A continuación un ejercicio para establecer la producción de un pozo en prueba:

Datos del Pozo Puc-05:

BIPD (Barriles de fluido motriz Inyectados Por Día)=1,150

Bsw Inyección= 0.2%

Corte de agua Retorno de fluido a la estación = 32.0%

Si tenemos la lectura del medidor de flujo en una hora = 101.92 le proyectamos para las 24 horas del día,

$101.92 \times 24 = 2,446.08$ barriles con 32% de corte de agua.

Restamos los barriles de retorno con los barriles inyectados, $2,446.08 - 1,150 = 1,296.08$ BFPD (Barriles fluidos por día)

Descontamos el agua de la Inyección y del Retorno; el 0.2% de 1150 es igual a 2.3 barriles de agua, el 32% de 2,446.08 es igual a 782.75 barriles de agua, restamos los barriles de agua de retorno con los barriles de agua de inyección, $782.75 - 2.3 = 780.45$ BAPD (Barriles de Agua Producidos por Día)

Restamos el agua de los barriles fluidos por día y tenemos; $BFPD - BAPD = 1,296.08 - 780.45 = 515.63$ BPPD (Barriles de Petróleo Producidos por Día).

Con una hora de evaluación hemos proyectado una producción de 515.63 barriles producidos por día de este pozo. Mientras más horas evaluemos más cerca estaremos de la producción real por día. Se recomienda evaluar mínimo por seis horas.

Para calcular el gas que produce el pozo, tomamos lectura en la carta cuadrática y se multiplica la diferencial, la estática y la constante (dato según el diámetro del orificio),

el valor total es la cantidad de gas en MPCD (Miles de Pies Cúbicos por Día). Figura 3.14

SEPARADOR DE PRUEBA ESTACION PUCUNA

DIAMETRO	CONSTANTES PARA ORIFICIO A FLUJO = 21 (PSIG)							
	LECTURA DE PSI DIFERENCIAL EN CARTA DE RAIZ CUADRADA							
ORIFICIO	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
0,125	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
CONSTANTE	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
0,250	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
CONSTANTE	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,31	0,31	0,31
0,375	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
CONSTANTE	0,72	0,71	0,71	0,71	0,70	0,70	0,70	0,59
0,500	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
CONSTANTE	1,27	1,26	1,26	1,25	1,25	1,24	1,23	1,23
0,625	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
CONSTANTE	1,97	1,97	1,96	1,95	1,95	1,94	1,93	1,91
0,750	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
CONSTANTE	2,85	2,84	2,83	2,82	2,80	2,79	2,78	2,76
0,875	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
CONSTANTE	3,88	3,87	3,85	3,84	3,83	3,81	3,79	3,76
1,000	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
CONSTANTE	5,08	5,06	5,05	5,03	5,01	4,99	4,96	4,93
1,125	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
CONSTANTE	6,44	6,42	6,40	6,38	6,35	6,32	6,29	6,25
1,375	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
CONSTANTE	9,68	9,65	9,63	9,59	9,55	9,51	9,46	9,40
1,500	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
CONSTANTE	11,57	11,54	11,51	11,47	11,42	11,37	11,30	11,23
1,625	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
CONSTANTE	13,65	13,61	13,57	13,53	13,47	13,41	13,33	13,25
1,750	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
CONSTANTE	15,93	15,89	15,84	15,78	15,72	15,64	15,56	15,46
1,875	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
CONSTANTE	18,43	18,37	18,32	18,25	18,18	18,09	17,99	17,88
2,000	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
CONSTANTE	21,15	21,09	21,03	20,95	20,86	20,76	20,64	20,51
2,125	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
CONSTANTE	24,13	24,06	23,98	23,90	23,79	23,68	23,54	23,39
2,250	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
CONSTANTE	27,39	27,31	27,22	27,12	27,00	26,86	26,70	26,53
2,375	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
CONSTANTE	30,96	30,86	30,76	30,64	30,50	30,35	30,17	29,96
2,500	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
CONSTANTE	34,88	34,76	34,64	34,51	34,35	34,17	33,96	33,73
2,625	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
CONSTANTE	39,20	39,06	38,92	38,76	38,58	38,37	38,13	37,86
2,750	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
CONSTANTE	43,95	43,79	43,62	43,44	43,23	42,99	42,71	42,40
2,875	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
CONSTANTE	49,21	49,02	48,83	48,62	48,08	48,10	47,78	47,43
3,000	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
CONSTANTE	55,25	55,03	54,81	54,56	53,28	53,96	53,59	53,17

Fuente: Departamento de Producción Estación Pucuna
Foto: Orlando Rivera

En el ejemplo de la figura 3.14 tenemos:

Estática = 4.1

Diferencial = 5.9

Orificio = 0.250

Observamos en la tabla (constantes para orificio a flujo = 21 PSIG) que el valor de la constante según en valor de la diferencial (5.9 \approx 6.0) es igual a 0.32 entonces multiplicamos

$4.1 \times 5.9 \times 0.32 = 7.7408$ MPCD sería el valor del gas de producción del pozo.

3.5 TANQUE DE LAVADO

Una vez que el petróleo pasa por los separadores, ingresa al tanque de lavado a través de la bota, que tiene las características de un separador vertical.

Figura 3.16 - Bota y Tanque de Lavado



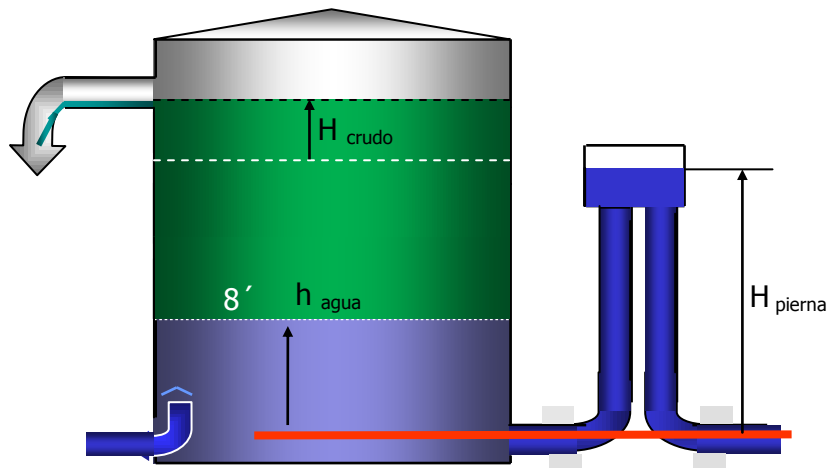
Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

3.5.1 INGRESO DEL FLUIDO

Al ingresar el petróleo en la bota, choca con unas platinas que separan el gas y hacen que salga por la parte superior de la bota, para quemarse en la tea o mechero ubicado a 200 metros del tanque.

Figura 3.17 - Colchón de agua (8pies), Inyección de Químicos



Fuente: Texto Tanques de Almacenamiento
Modificado: Orlando Rivera

El fluido ingresa al tanque de lavado donde, por efecto de la gravedad, de los químicos inyectados y de la temperatura del agua, se realiza la separación agua-petróleo. Aquí tenemos una cantidad de agua llamado comúnmente “colchón de agua” de 8 pies de altura el mismo que se debe conservar en este nivel para un mejor proceso. Los químicos son inyectados a la entrada del fluido a los separadores, en el manifold o múltiple. Figura 3.17

El tanque de lavado está conformado con válvulas por donde ingresa el petróleo y que direcciona el fluido hacia el tanque de reposo, en caso que se desee realizar algún trabajo determinado en esta área.

Figura 3.18 - Válvulas de entrada Tanque de Lavado



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

En la parte superior, los tanques de almacenamiento tienen válvulas de venteo con la función de aliviar el exceso de presión y / o vacío que pueda crearse en el interior del tanque. Una escotilla al final de la escalinata, es el punto de aforo y se utiliza para medir los niveles del fluido mediante el método de Medición a Fondo. Se lo realiza con una cinta de medición con plomada. Además de la medición de agua libre, se realiza mediciones de temperatura y muestras de petróleo crudo.

Figura 3.19 - Tanque de Lavado y Tanque de Surgencia



Fuente: Estación Pucuna
Foto: Orlando Rivera

En el tanque de lavado, a los 33 pies 5 pulgadas de altura, se descarga el fluido con un bsw = 0.2%, hacia el tanque de surgencia.

3.6 TANQUE DE REPOSO (SURGENCIA)

En este tanque llamado en ingles SURGE TANK, el fluido se acumula y sirve para volver a inyectar a los pozos y el excedente es la producción del campo.

Para un mejor entendimiento, se utiliza 15,200 Barriles de Petróleo Por Día que se inyecta a los pozos por medio de bombas de desplazamiento positivo y a 4,100 PSI para que funcionen las bombas Jet. Realizado este proceso retorna a la estación 17.640 Barriles de Petróleo Por Día que ingresa a los manifolds como ya vimos anteriormente. Este excedente de 2.440 Barriles de Petróleo Por Día es la producción del campo y el resto sigue realizando el ciclo.

El tanque de surgencia está conformando también con válvulas de presión y vacío, un punto de aforo al final de las escalinatas que sirve para medir los niveles. Este tanque posee unos capilares toma muestras para facilitar el muestreo del petróleo crudo a 2, 4, 6 pies de altura.

3.6.1 DRENAJE DEL TANQUE DE SURGENCIA

Es necesario drenar el excedente de agua que se acumula en este tanque, para el efecto se tiene una válvula de drenaje que envía el agua al sumidero central y luego retorna al tanque de lavado.

Figura 3.20 - Drenaje del Tanque de Surgencia



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

3.7 SISTEMA POWER OIL INYECCIÓN DE PETROLEO

El sistema de levantamiento artificial utilizado en el Campo Pucuna es el bombeo hidráulico, por lo que es necesario utilizar petróleo para sacar más petróleo. Los pozos utilizan bombas Jet para la producción, como veremos en los próximos capítulos.

3.7.1 INGRESO DE FLUIDO

Figura 3.21 Válvulas de salida de petróleo del Tanque de Surgencia



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

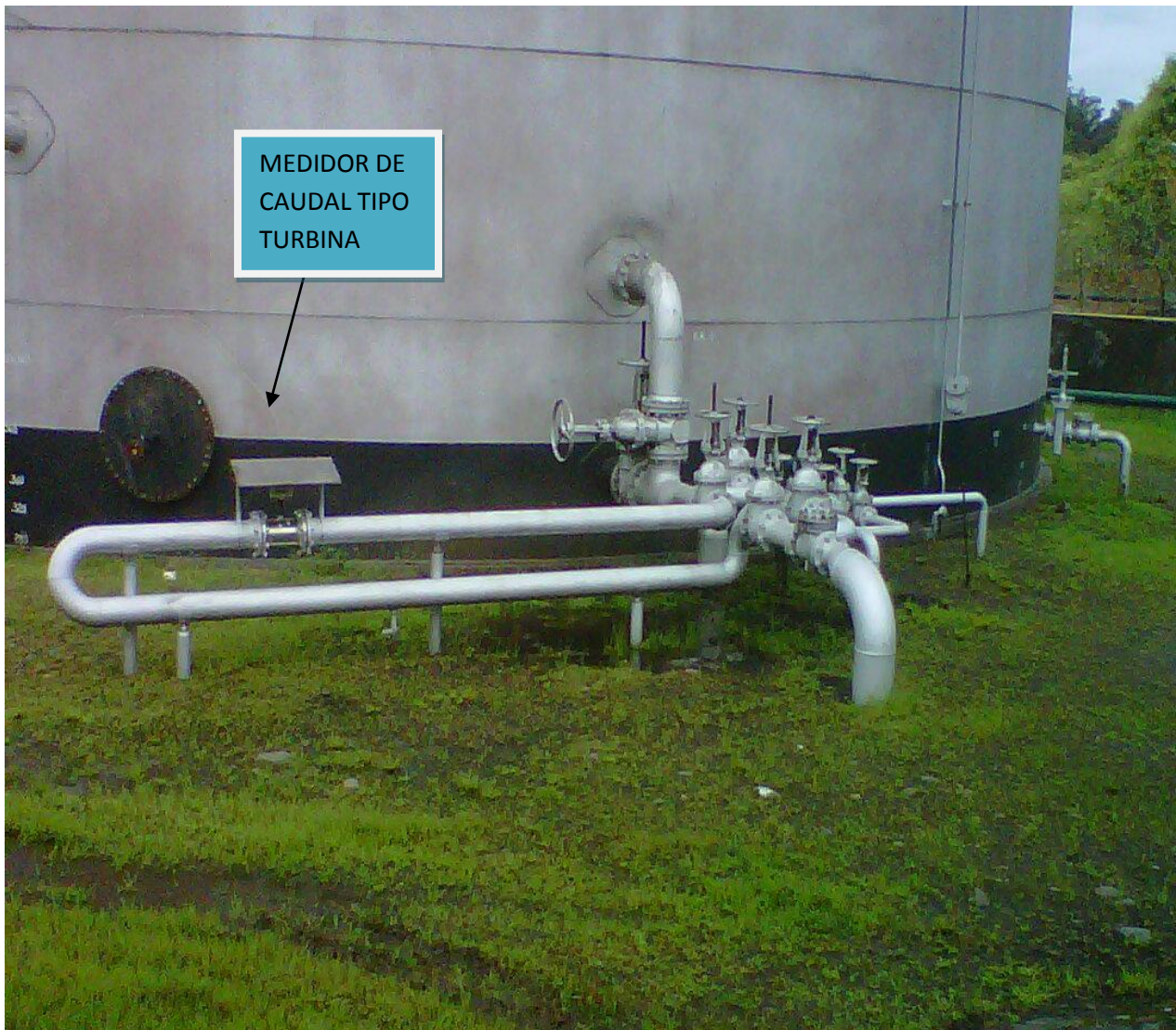
Una característica esencial del bombeo hidráulico, es la utilización de fluido motriz limpio por lo que se recomienda inyectar petróleo de la descarga de 7 pies de altura del tanque de surgencia ya que por gravedad, las parafinas y moléculas de agua van al fondo del tanque, los mismos que pueden drenarse y retornar al tanque de lavado.

Las distintas válvulas en la salida del tanque de surgencia, sirven para direccionarle al fluido en caso de realizar trabajos específicos (reparación de válvulas) o para inyectar fluido de otro nivel de altura.

3.7.2 MEDIDOR DE CAUDAL DE PETRÓLEO

Un medidor de caudal tipo turbina contabiliza los barriles de petróleo diarios para así obtener un valor exacto de la cantidad de fluido que es inyectado a los pozos mediante la unidades de poder o POWER OIL.

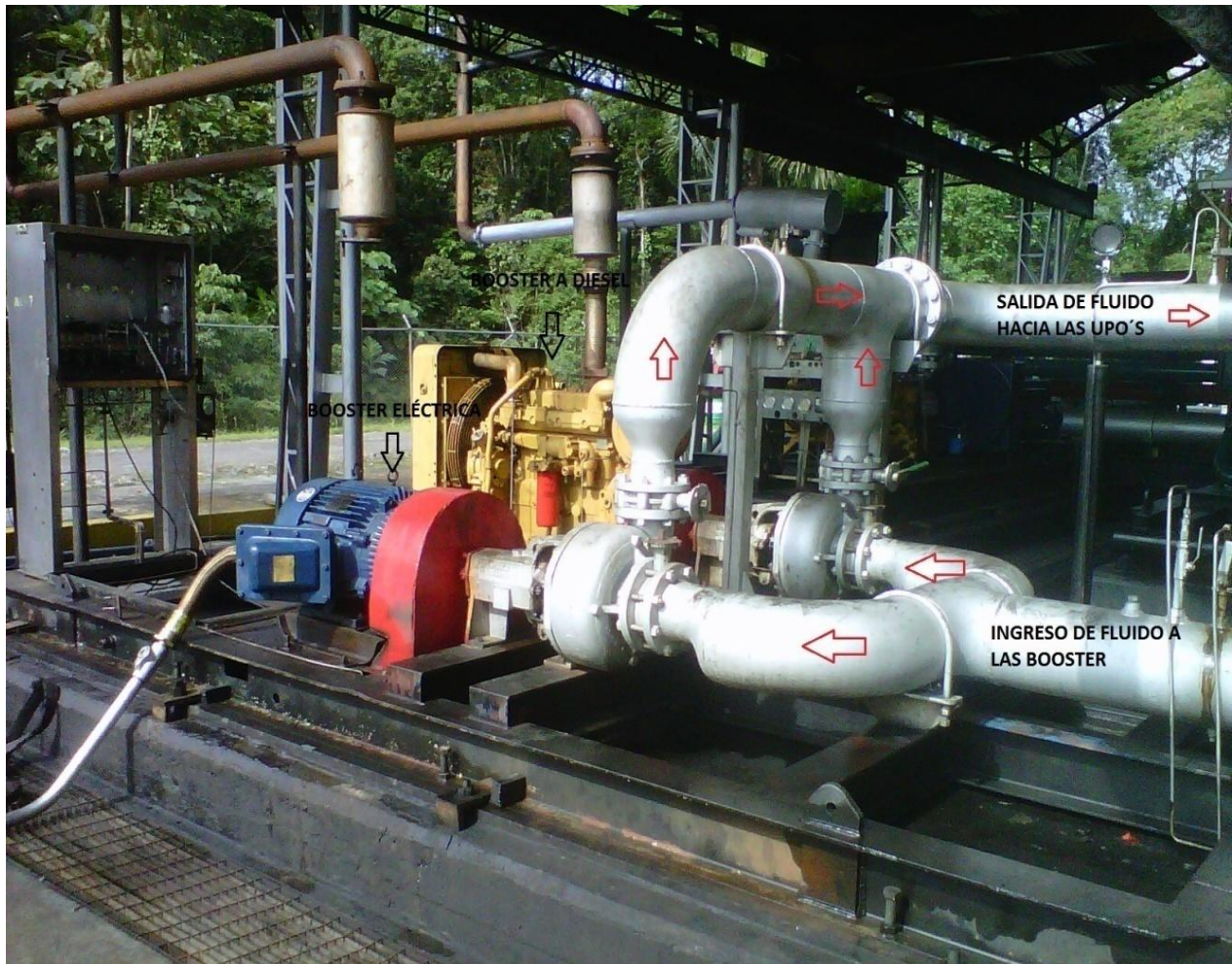
Figura 3.22 Medidor de Caudal del Tanque de Surgencia



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Figura 3.23 Booster a combustión interna y eléctrica



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

3.7.3 BOMBAS BOOSTER

El fluido que sale del tanque de surgencia, ingresa a las bombas centrifugas booster las mismas que abastecen a las bombas de desplazamiento positivo quintuplex para ejercer presión. Hay dos bombas centrifugas, una con motor eléctrico y otra con motor de combustión interna a diesel. Mientras la una está en funcionamiento la otra está en reserva

Esta bomba booster ejerce una presión de 50 PSI de descarga y es la presión de succión de las seis bombas quintuplex que están en paralelo y juntas ejercen 4,100 PSI de descarga hacia los pozos productores.

3.8 UNIDADES POWER OIL

Figura 3.24 Unidades Power Oil



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Es esencial el continuo chequeo del funcionamiento de estas bombas, así como también chequear el nivel de fluido del tanque de surgencia (nivel mínimo 5 pies de altura), para evitar que las bombas booster se apaguen por bajo nivel de succión y en consecuencia se apaguen las unidades de power oil (UPO's) por la misma alarma.

Figura 3.25 Unidad Power Oil



Fuente: Estación Pucuna

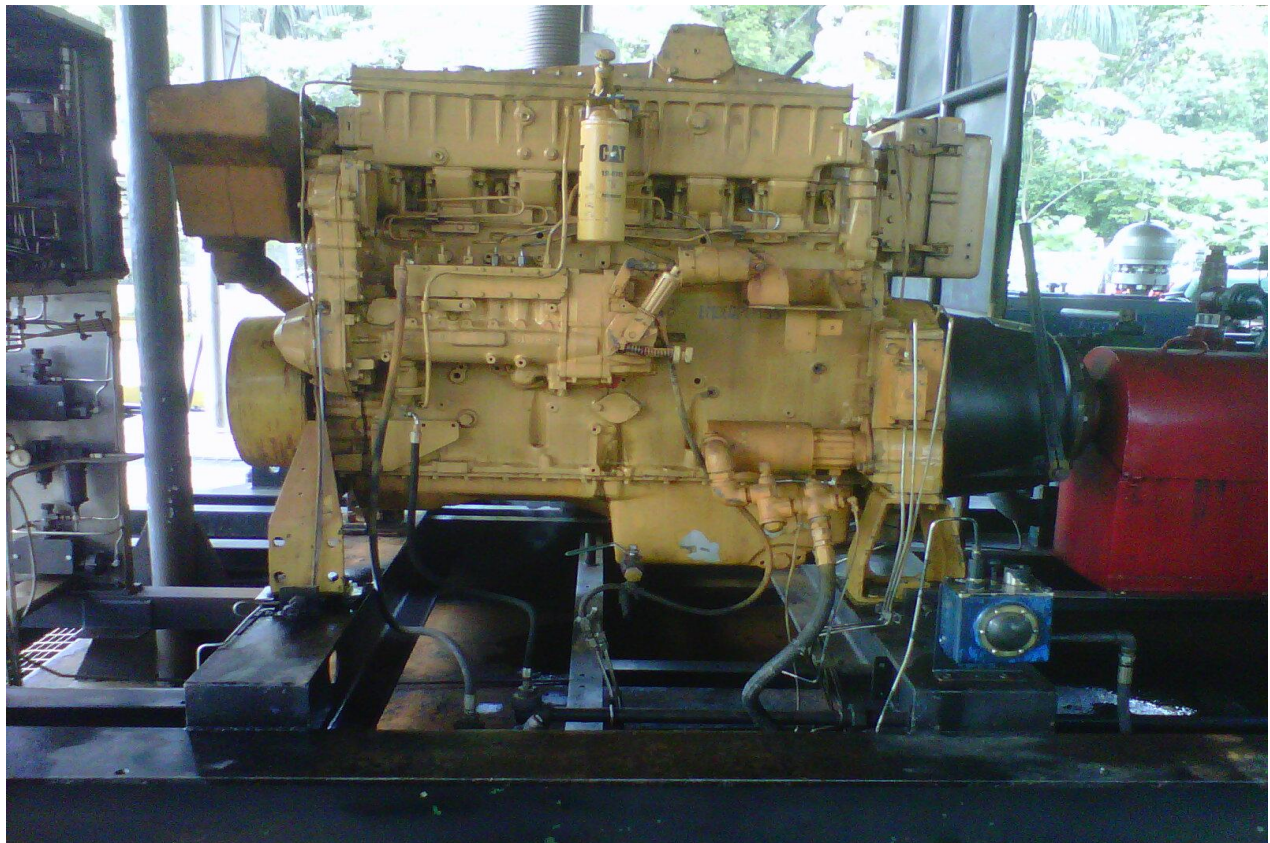
Foto: Orlando Rivera

Una vez que el fluido de las bombas booster abastecen a la UPO's (Unidades de Power Oil), están ejerciendo juntas la presión adecuada para que los pozos tengan la producción óptima.

A continuación una breve descripción de las bombas UPO's:

3.8.1 MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA

Figura 3.26 Motor



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

El motor diesel es un motor térmico de combustión interna, en el cual el encendido se logra por la temperatura elevada que produce la compresión del aire en el interior del cilindro, fue inventado y patentado por Rudolf Diesel en 1892, del cual se deriva su nombre.

Fue diseñado inicialmente y presentado en la feria internacional de 1900 en Paris como el primer motor para “bio combustible”

3.8.1.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Un motor a diesel funciona mediante la inyección del combustible al ser inyectado en una cámara de combustión que contiene aire a una temperatura de auto combustión, sin necesidad de chispa. La temperatura que inicia la combustión procede de la

elevación de la presión que se procede en el segundo tiempo motor, la compresión. El combustible se inyecta en la parte superior de la cámara de compresión a gran presión, de forma que se atomiza y se mezcla con el aire a alta temperatura y presión. Como resultado de la mezcla se quema muy rápidamente. Esta combustión ocasiona que el gas contenido en la cámara se expanda, impulsando el pistón hacia abajo. La biela transmite este movimiento al cigüeñal, al que hace girar, transformando el movimiento lineal del pistón en movimiento de rotación.

Para que se produzca el auto inflamación es necesario calentar el aceite-combustible o emplear combustibles más pesados que los empleados en el motor de gasolina, empleándose la fracción de destilación del petróleo comprendida entre los 220 y 350°C. Que se recibe la denominación de gasóleo.

3.8.2 BOMBA DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO (QUINTUPLEX)

Figura 3.27 Bomba de Desplazamiento Positivo

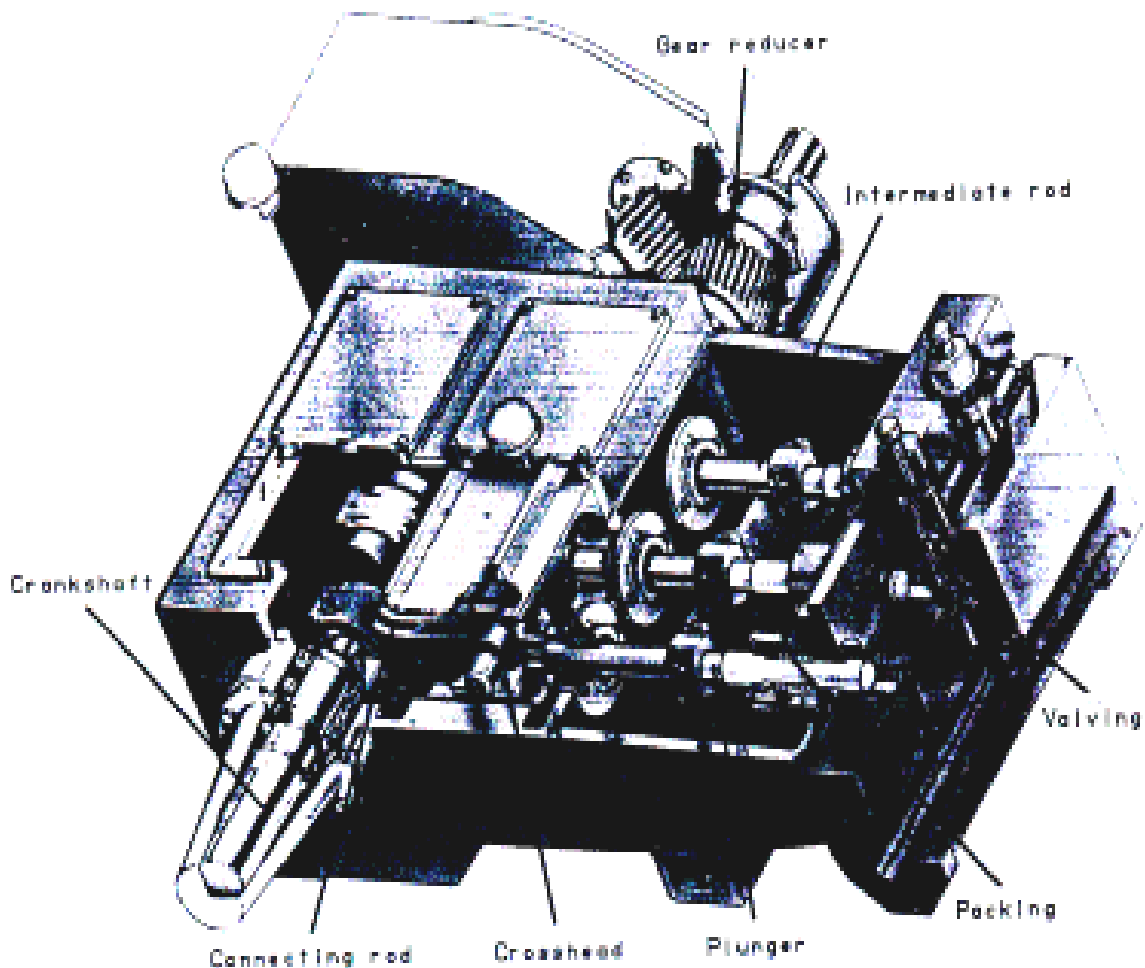


Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Las bombas de superficie comúnmente utilizadas son del tipo QUINTUPLEX, las mismas están diseñadas para proveer de fluido motriz hacia los pozos que utilizan este sistema, estas bombas son distribuidas por los diferentes fabricantes de bombas hidráulicas para pozos petroleros. Para ejecutar su función y surtir el petróleo líquido a alta presión, estas bombas utilizan usualmente émbolos y camisas metal a metal y válvulas de tipo bola, componentes que requieren poco mantenimiento. Cuando el fluido motriz es agua, suele usarse émbolos y camisas empaquetadas, válvulas de disco, líneas de descarga de las válvulas de alivio y control de contrapresión.

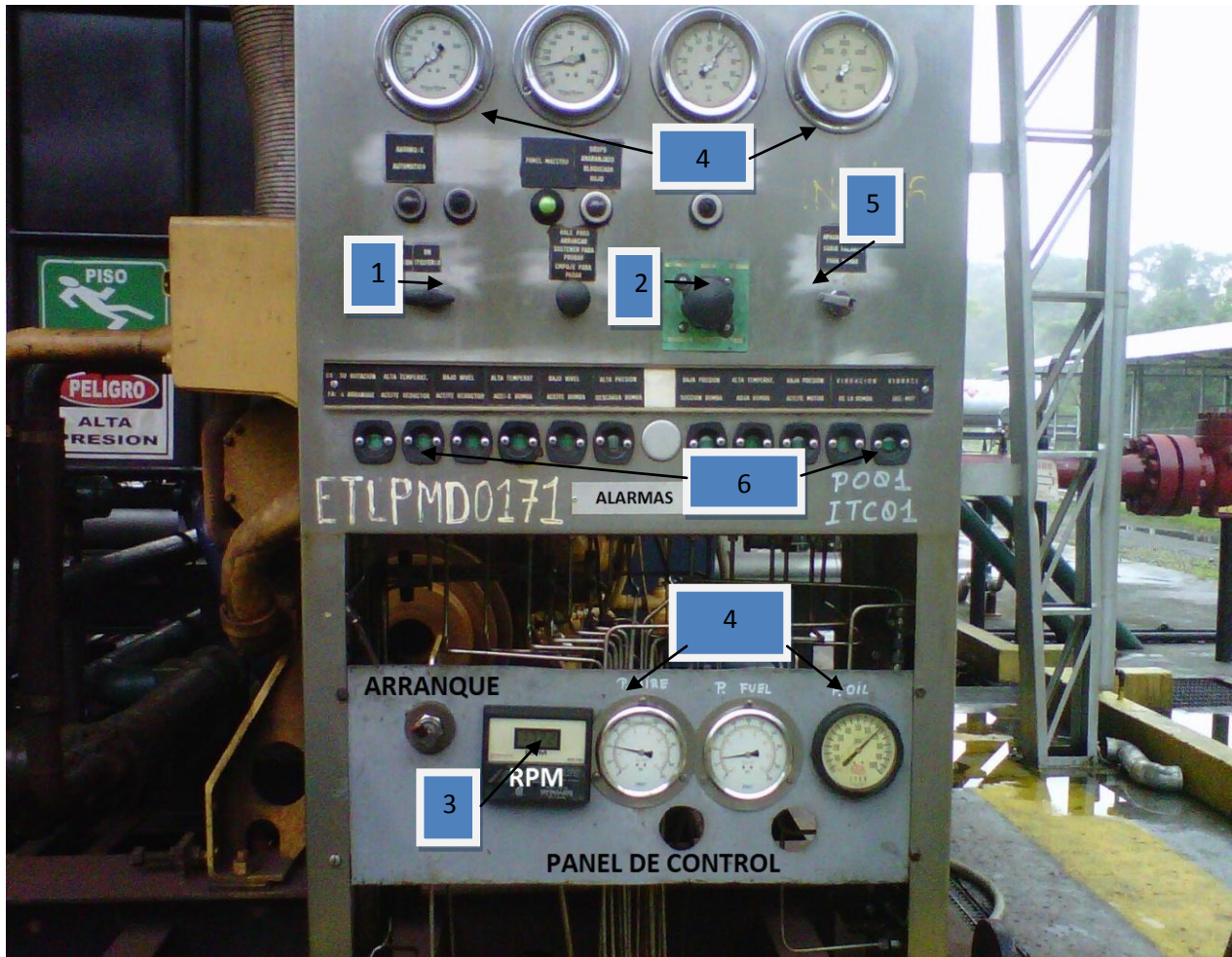
Figura 3.28 –Componentes de la Bomba de Desplazamiento Positivo



Fuente: Departamento de Mantenimiento Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Figura 3.29 -Panel de Control de Cada Unidad Power Oil



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Cada unidad de Power Oil tiene un panel de control (Figura 3.29) que consta de:

1. Encendido/apagado,
2. Perilla de conexión Motor-Bomba,
3. Visualizador de RPM (Revoluciones por minuto) del motor,
4. Manómetros de presiones (succión, descarga, aceite, combustible, aire),
5. Control de sirena de emergencia,
6. Indicadores de motivo de apagado de la unidad Power oil.

A continuación se detalla los parámetros de un funcionamiento normal de las unidades Power oil:

- La bomba booster encendida las 24 horas del día debe ejercer una presión de descarga de 50 PSI.
- Las unidades Power oil encendidas las 24 horas del día deben ejercer una presión total de 4,100 PSI.
- El operador deberá realizar el chequeo de los parámetros de las máquinas tales como presión de succión, presión de descarga, presión de aceite, presión de combustible, también utilizar los cinco sentidos para confirmar que no haya anomalías en el funcionamiento del sistema de inyección.

Cuando se debe realizar algún trabajo en los pozos productores e implica cerrarlos por un tiempo determinado, es necesario controlar la presión de descarga o presión de planta (4,100 PSI) para lo cual el operador deberá bajar las revoluciones de las máquinas o si es necesario sacar carga (término utilizado cuando se separa la conexión motor-bomba) de una máquina. La presión de planta deberá ser constante.

3.9. TRANSFERENCIA DE PETROLEO AL CAMPO SACHA

3.9.1. INGRESO DE FLUIDO

Como se indicó anteriormente, la diferencia entre el fluido de retorno y el fluido que se inyecta es la producción del Campo, este petróleo es transportado por el oleoducto hacia el Campo Sacha donde se almacena en el Tanque de Oleoducto y luego es bombeado hacia el Campo Lago Agrio.

Figura 3.30 Descarga del Tanque de Surgencia para Transferencia de Petróleo



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

En el tanque de surgencia, tenemos válvulas de descarga a 9 pies de altura y 3 pies de altura para la transferencia de crudo al oleoducto.

Se recomienda trabajar por la descarga de 9 pies para enviar petróleo lo más limpio posible, aunque hay que resaltar que el tipo de petróleo del Campo Pucuna es de buena calidad y en cualquier punto o nivel del tanque de surgencia es el mismo fluido.

3.9.2. BOMBAS BOOSTER Y WORTINTONG

Figura 3.31 -Sistema de Transferencia de Petróleo (Booster)

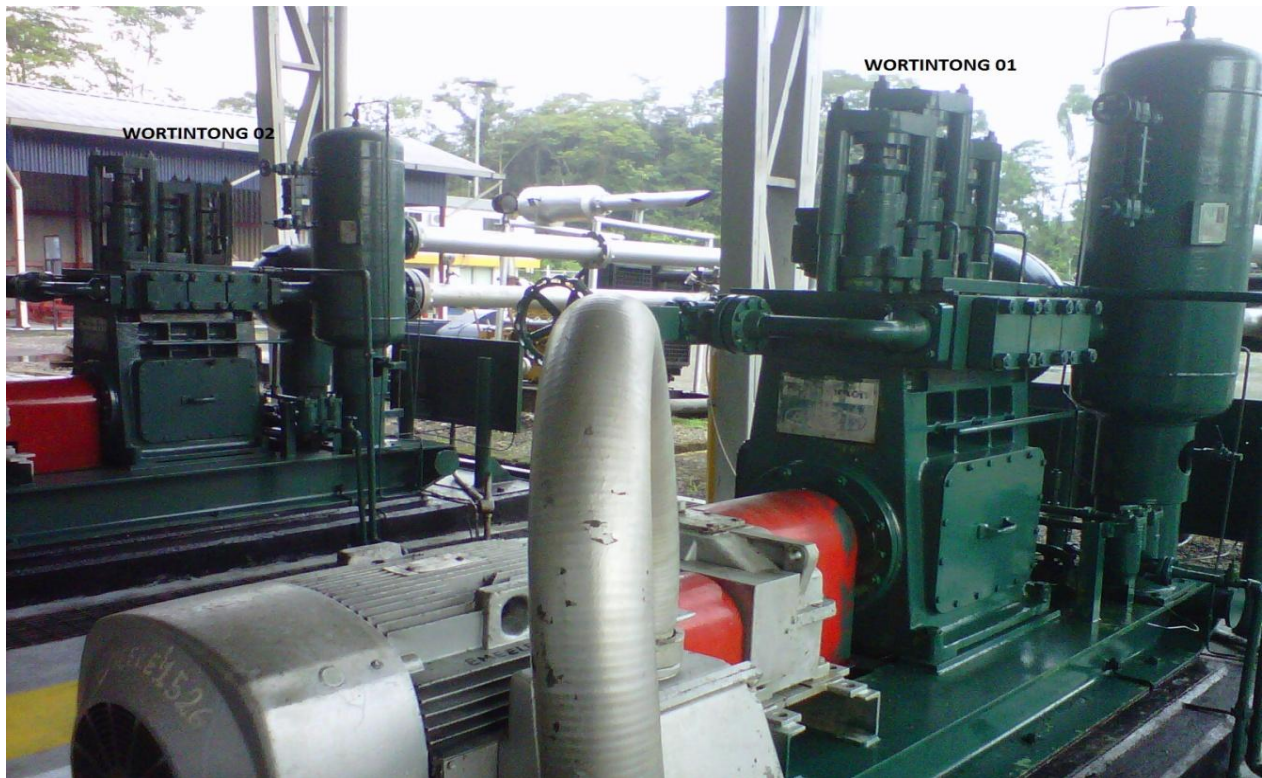


Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Para la transferencia de petróleo por el oleoducto hacia el Sacha, tenemos dos bombas booster y 2 bombas triplex marca Wortinthong.

Figura 3.32 -Sistema de Transferencia de Petróleo (Bombas Wortinthong)



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Cada bomba booster constan de un motor eléctrico y una bomba centrífuga que abastece de fluido con una presión de 60 PSI a la bomba triplex marca Wortinthong. Cada bomba Wortinthong consta de un motor eléctrico y una bomba de desplazamiento positivo triplex que descarga el fluido con una presión de 250 PSI hacia el oleoducto. Cada bomba Wortinthong tiene su booster de abastecimiento de crudo ya que están conectados en serie, así la booster 01 funciona junto con la Wortinthong 01 y la booster 02 con la Wortinthong 02. Booster y Wortinthong # 01 están conectadas en paralelo con la Booster y Wortinthong # 02. Se puede bombear con una o con las dos bombas Wortintong ya que cada una tiene un contador de flujo que indicará la cantidad bombeada.

Al igual que en la inyección de crudo, es muy importante verificar el nivel de fluido del tanque de surgencia para evitar que se apague el sistema por baja presión de succión.

Mientras se trasfiere el crudo de producción al Campo Sacha, un sistema de muestreo recoge pequeñas cantidades de fluido cada cierto tiempo y los acumula en un recipiente llamado SAMPLER.

3.9.3. MUESTREO DE PETROLEO

Figura 3.33 –Sampler (Muestreo de petróleo de transferencia)



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

El Sampler es un sistema de muestreo de petróleo que consta de un pistón calibrado y conectado a la tubería de transferencia de petróleo por medio de un tubo capilar, de tal manera que el recipiente se llena (± 5 galones) en el tiempo que dura el bombeo de transferencia. Es decir, por medio del pistón se recogerá pequeñas muestras de todo el fluido bombeado, así se obtendrá un promedio de BSW y API del petróleo transferido.

Este sistema de muestreo (SAMPLER), una vez finalizado la transferencia de petróleo y en presencia del representante de la Agencia de Regulación y Control de

Hidrocarburos (ARCH), se realiza el análisis donde se obtiene los resultados como se indica a continuación:



RESULTADOS DE ANÁLISIS DE LABORATORIO			
COMPANIA:		PETROAMAZONAS	
PRODUCTO:		PETROLEO CRUDO	
FECHA DE MUESTRA Y ANALISIS:		09-abr-13	
CAMPO		PUCUNA	
CODIGO			
ANALISIS	UNIDAD	METODO ASTM	PUCUNA
TEMPERATURA OBSERVADA	°F	D-1298	72,0
API OBSERVADO		D-1298	31,8
API A 60°F		D-1298	30,9
API SECO		D-1298	30,9
AGUA POR DESTILACION	% Vol	D-4006	0,200
SEDIMENTOS POR EXTRACCION	% Vol	D-473	0,005
BSW	% Vol		0,205
VISCOSIDAD CINEMATICA A 80°F	cSt	D-445	13,0
AZUFRE	% Peso	D-4294	0,87
OBSERVACIONES:			
<p>Fiscalizador Roda Ing. Elizabeth Cisneros</p>		<p>PETROAMAZONAS EP Ing. Richard Capelo</p>	
<p>ARCH-CO Ing. Andrés Narváez</p>			

Estos análisis se los realiza cada vez que se realiza la transferencia del petróleo al Campo Sacha, es decir diariamente.

Figura 3.34 –Medidor de Barriles de Petróleo para Fiscalización



Fuente: Estación Pucuna

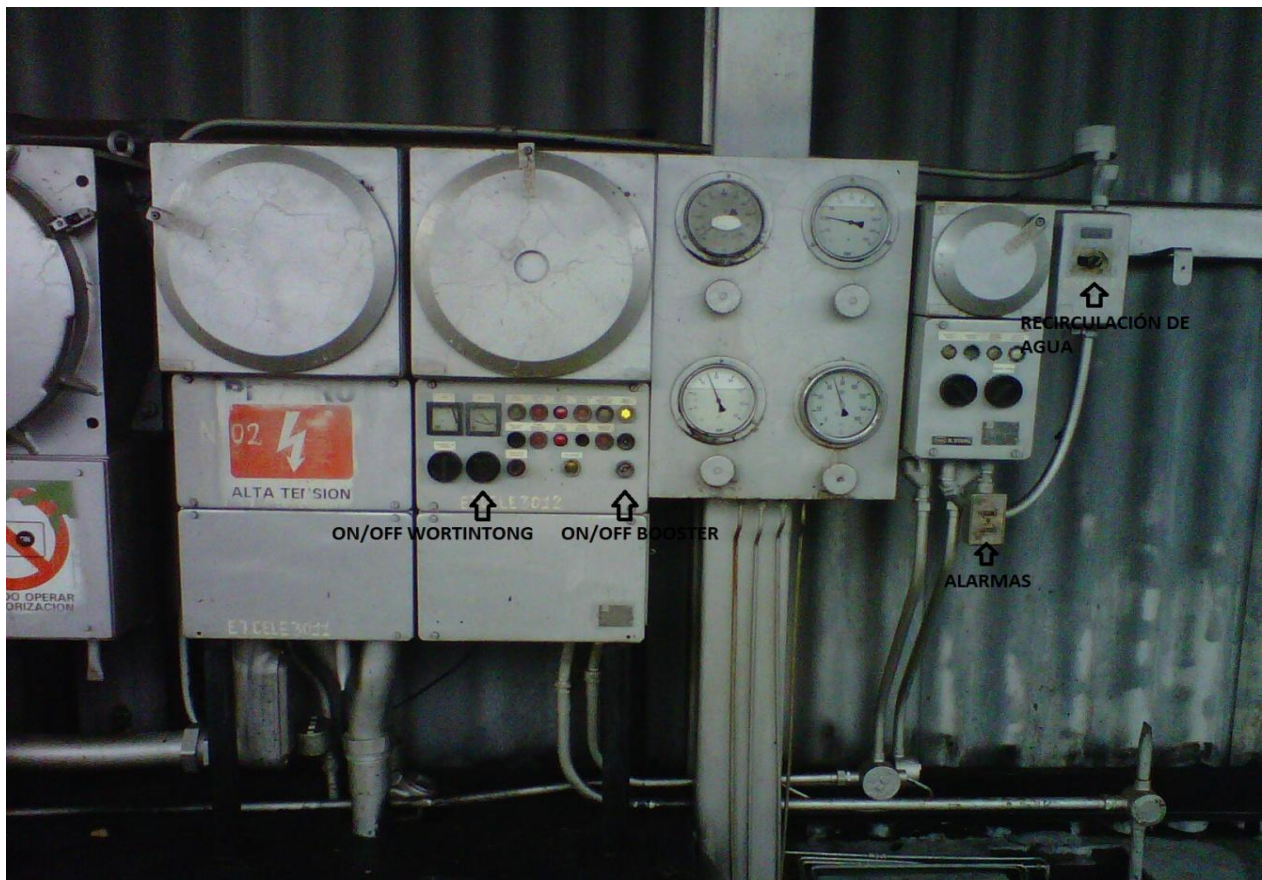
Foto: Orlando Rivera

El medidor de desplazamiento positivo Smith Meter funciona con una insuperable precisión y durabilidad, combinada con una alta estabilidad, baja caída de presión, larga vida útil y fácil mantenimiento.

Para la verificación y control de los barriles transferidos por este medidor, se coloca boletas que registran la cantidad de barriles bombeados.

Este medidor se calibra una vez al mes y lo realiza la empresa MetroLogic, para el efecto utilizan un contador móvil máster (Figura 3.34).

Figura 3.35 Panel de Control de la Transferencia de Petróleo



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

El panel de control de la transferencia de petróleo (Figura 3.35), controla el apagado/encendido tanto de las bombas booster como de las bombas Wortinthong (Figura 3.36). Adicional tiene los interruptores de las alarmas de emergencia y de la recirculación de agua con que se mantiene una temperatura adecuada de trabajo a las bombas Wortinthong.

Las bombas de transferencia de petróleo marca Wortinthong, son bombas triplex de desplazamiento positivo con capacidad de bombeo de 6.000 galones por minuto y descarga con 300 PSI.

Las bombas Wortinthong son eléctricas al igual que las booster que les abastece de fluido.

Figura 3.36 Bombas Triplex de Marca Wortinthong



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Al iniciar las operaciones de este sistema, el fluido recircula por la bomba, para lo cual se debe cerrar la válvula de recirculación (Figura 3.36) y al terminar la transferencia se debe abrir esta válvula antes de apagar el sistema.

3.9.4. LABORATORIO

En la Estación Pucuna existe un laboratorio para los análisis del petróleo. Dichos análisis son solo representativos. Para verificar la calidad de petróleo se envía a un laboratorio con instrumentos avalados para el efecto como se anotó anteriormente.

GRADOS API Esta es una característica del crudo relacionada con su gravedad específica, la cual refleja su calidad. Crudos de alto API tienen mejores propiedades en procesos de refinación. Se utilizan hidrómetros que permiten una medición directa al ser introducido en el crudo. Figura 3.37

Figura 3.37 Análisis del API



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Figura 3.38 Hidrómetro y Probeta



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE AGUA

Para la determinación del agua se utiliza el método por centrifugación

Figura 3.39 Centrifuga Para Análisis del BSW



Método de Centrifugación:

1. En un tubo de centrífuga aforado a 100% introduzca 50 c.c de muestra y posteriormente agregue 50 de solvente (benzol, toluol, gasolina blanca, gasolina de aviación, etc.).
2. Centrifugue por 10 minutos a 1500 RPM.
3. Lea el contenido de agua y sedimentos y multiplique este valor por 2.

3.10. COMPLEMENTOS DE LA ESTACIÓN PUCUNA

3.10.1. SISTEMA CONTRA INCENDIOS

En caso de un siniestro, la Estación Pucuna tiene un sistema contra incendios que consta de:

- Un tanque de agua con capacidad para 80.000 galones de agua.
- Una caseta de bombas con un motor eléctrico y un motor de combustión interna cada uno con una bomba centrífuga.
- Un tanque de espumogeno con capacidad de 1.300 galones.
- Tuberías de succión y descarga.
- Una válvula de recirculación.
- Caseta de mangueras.
- Hidrantes.
- Extintores.

Figura 3.40 Tanque y Bombas



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Las principales recomendaciones a seguir para el buen funcionamiento del Sistema Contra Incendios son:

- Verificar el nivel de agua del tanque. Es importante que el nivel no baje del 60% del tanque, para el efecto se realizara el llenado de ser necesario todos los días con un bomba y desde un rio cercano, para lo cual ya están con las tuberías adecuadas. Cabe indicar que el agua del tanque sirve para otras funciones como el sistema de refrigeración de la unidades Power oíl, limpieza de la estación. Esta agua no es apta para el consumo humano.
- Verificar el buen funcionamiento de las bombas. El motor eléctrico debe estar en perfecto estado así como también el motor a diesel. Chequear las baterías y el panel de control.

Figura 3.41 Motores y Bombas del Sistema Contra Incendios



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

- Verificar el paso de agua a los hidrantes y el funcionamiento normal de las válvulas.

Figura 3.42 - Hidrantes



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

- Verificar el estado de los extintores.

Figura 3.43 -Extintores



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Por lo menos una vez a la semana se realizara un simulacro de siniestro para verificar todo lo mencionado anteriormente.

Figura 3.44 –Tuberías de Succión y Descarga



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Figura 3.45 –Tanque de Espumogeno



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Figura 3.46 –Válvula de Recirculación



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

3.10.2. SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO

AREA DE COMPRESORES		
COMPRESOR 01	MARCA SULLAIR MODELO LS-10A - MOTOR ELÉCTRICO TOSHIBA DE 40 HP	120 PSI
COMPRESOR 02	MARCA WESTINGHOUSE MODELO LT-11 - MOTOR ELÉCTRICO WESTINGHOUSE DE 20 HP	120 PSI

La estación Pucuna cuenta con un sistema de aire comprimido para operar la instrumentación de control de los separadores, tableros de control de las unidades de poder, arranque de los motores de las unidades de poder y el sistema de **shutdown**.

Además de los compresores eléctricos anotados anteriormente, existe un tercer compresor operado por un motor a combustión en caso de falla de generación.

Figura 3.47 –Compresores de Aire



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Estos compresores poseen tanques acumuladores de aire (Vertical y Horizontal) a una presión de 130 PSI para la demanda de los equipos operados por controles neumáticos.

El Sistema shutdown es activado mediante válvulas manuales de 1" de diámetro que están ubicadas en tres puntos estratégicos.

Figura 3.48 –Válvula SHUTDOWN



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

En caso de emergencia se abrirá la válvula lo que permitirá la despresurización inmediata del sistema de control de las unidades, apagándolas en un tiempo estimado de 20 segundos.

3.10.3. DISPOSICIÓN Y TRATAMIENTO DE AGUAS GRISES Y NEGRAS

Las aguas residuales son provenientes de tocadores, baños, regaderas o duchas, cocinas, etc; En muchas áreas, las aguas residuales también incluyen algunas aguas sucias provenientes de industrias y comercios. La división del agua casera drenada en aguas grises y aguas negras es más común en el mundo desarrollado, el agua negra es la que procede de inodoros y orinales y el agua gris, procedente de piletas y bañeras. Muchas aguas residuales también incluyen aguas superficiales procedentes de las lluvias.

Las aguas grises y negras son tratadas en la estación Pucuna en un equipo especial denominado KKMACHINE.

Figura 3.49 –KKmachine



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

La digestión aeróbica es un proceso bacteriano que ocurre en presencia del oxígeno. Bajo condiciones aeróbicas, las bacterias consumen rápidamente la materia orgánica y la convierten en el dióxido de carbono. Una vez que haya una carencia de la materia orgánica, las bacterias mueren y son utilizadas como alimento por otras bacterias. Esta etapa del proceso se conoce como respiración endógena. La reducción de los sólidos ocurre en esta fase.

3.10.4. PISCINA API Y CANALES DE EVACUACIÓN DE AGUAS DE LLUVIA

En la piscina API se depositan los fluidos contaminados los mismos que serán evacuados con un tanquero para su debido tratamiento en el campo Auca. Se hará una recomendación para el mejoramiento de este proceso.

Figura -3.50 Piscina API y Canales de Evacuación de Aguas de Lluvia



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Los canales perimetrales de la estación fueron diseñados para el fácil desalojo de las aguas de lluvia.

3.11. REINYECCIÓN DE AGUA

El Campo Pucuna tiene una producción de 980 barriles de agua diarios, la mayor cantidad del pozo Puc-05. Esta cantidad de agua se reinyecta al pozo Puc-04. Este proceso se lo realiza para mantener el nivel de colchón de agua del tanque de lavado en 8 pies de altura, que es una medida indispensable a la hora de la fiscalización de los tanques por parte de la ARCH (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera).

La inyección de los 980 barriles de agua al pozo Puc-04 está a cargo de un sistema de bombeo horizontal o H.P.S. en sus siglas en ingles. Está conformado de un generador, tablero de seguridad eléctrica, dos bombas booster, tablero de la bomba horizontal y la bomba.

Figura 3.51 –HPS (Sistema de Bombeo Horizontal)



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Figura 3.52 – Tablero del HPS



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Figura 3.53 – Válvula de Descarga de Agua (Tanque de Lavado)



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Figura 3.54 – Medición del Nivel del Colchón de Agua (Tanque de Lavado)



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Figura 3.55 – Nivel del Colchón de Agua



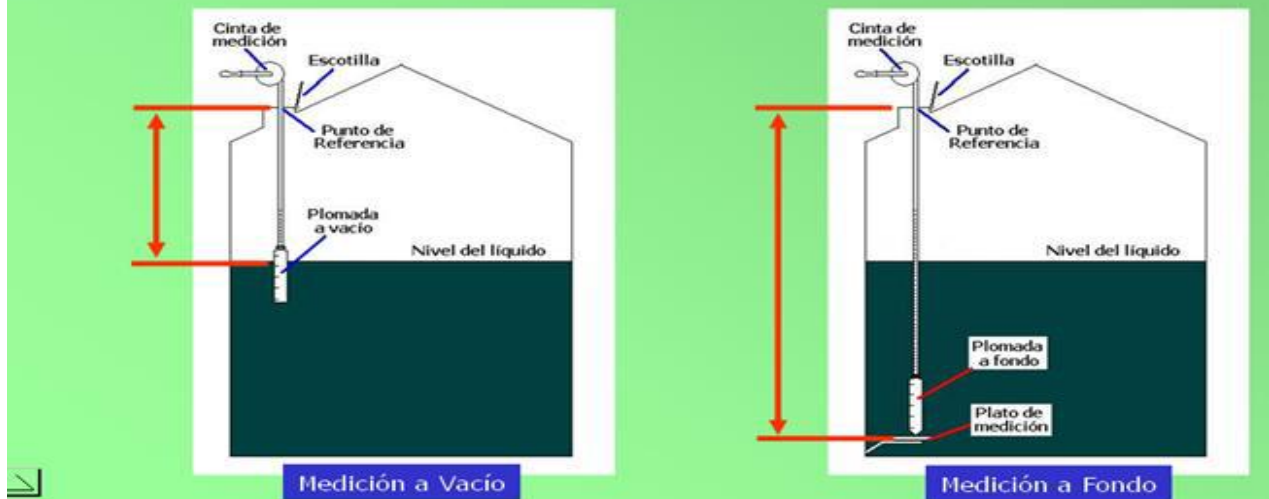
Para medir los niveles de los tanques existen dos métodos:

Medición a vacío (*Outage gauge*)

Determina la altura de vacío entre el contenido y la tapa del tanque.

Medición a fondo (*innage gauge*)

Determina directamente la altura del contenido del tanque.



Fuente: Estación Pucuna y Texto de Almacenamiento de Tanques

Foto: Orlando Rivera

Para realizar el aforo de los tanques se utiliza el procedimiento de Medición a fondo. Se lo realiza todos los días para fiscalización y estos datos van registrados en el Reporte Diario de Producción.

3.12 CALENTADORES

El agua almacenada en el Tanque de Lavado (colchón de agua) necesita estar a una temperatura adecuada para que junto con el químico que se inyecte al ingreso del fluido y el agua misma, facilite la separación del petróleo.

La temperatura del agua del tanque de Lavado esta a 130 grados Fahrenheit y para el efecto existen dos calentadores horizontales por los cuales recircula esta agua internamente con la ayuda de un motor eléctrico y una bomba centrífuga que ejerce la presión de 35 PSI. Al ingresar a los calentadores, el agua tiene una temperatura de 104 grados Fahrenheit y a su salida tiene una temperatura de 135 grados Fahrenheit.

Se utiliza gas como combustible el mismo que proviene de los separadores de producción

Figura 3.56 –Bomba de Recirculación de Agua del Tanque de Lavado



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Figura 3.57 -Calentadores



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Los calentadores utilizan una llama directa tipo soplete para calentar la tubería por donde circula el agua. Funcionan las 24 horas del día y requieren de mantenimiento una vez cada seis meses.

El agua circula internamente por una tubería de tres pulgadas de diámetro que está conectada al primer calentador, luego pasa por el segundo calentador y se dirige al tanque de lavado donde se mezcla con los 2.800 barriles de agua que existen en el “colchón de agua” y se realiza el proceso de separación del agua-petróleo para retornar nuevamente a los calentadores y continuar el ciclo.

3.13. QUÍMICOS

Existen dos casetas para los tanques que contienen el químico. Una caseta se ubica cerca del sector del manifold o múltiple y se realiza la inyección del químico en este mismo sitio y antes de que el fluido ingrese a los separadores. De esta manera los químicos inyectados ingresan con el fluido al tanque de lavado para el proceso de separación del agua.

Figura 3.58 –Químicos Sector del Manifold





Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

La segunda caseta está ubicada cerca del sector de las unidades Power oil y se realiza la inyección del químico en la tubería de descarga del fluido hacia los pozos productores.

Figura 3.58.1 –Químicos Sector de Power Oíl



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

El sistema para la inyección de los químicos consiste en:

- Tanque de almacenamiento del líquido (químico).
- Motor eléctrico.

- Pistón.
- Capilares para conexión.

Los químicos que se utilizan son:

- Demulsificante
- Antiparafínico
- Antiespumante
- Antiescala
- Anticorrosivo
- Biocida

Luego de los análisis realizados al petróleo del Campo, el departamento de corrosión realiza la dosificación de químico necesaria que necesitan los tanques para un buen tratamiento.

Es fundamental tomar en cuenta que la dosificación de los químicos no varíe y para esto debemos realizar una revisión diaria del stock y dosificación.

Se debe revisar que el Stock ayer menos Stock hoy de una diferencia igual a la dosis recomendada (Figura 3.55). Utilizando la mirilla se verifica la dosificación mediante la escala en galones. En 15 segundos debemos observar cuantas líneas baja el químico por la mirilla, esto nos dará la dosis inyectada diaria de dicho químico en galones. En caso de que la dosificación no sea la recomendada se incrementa o se baja la dosis con la manipulación del regulador del pistón inyector (Figura 3.56).

Figura 3.59 –Químicos (Dosificación)



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Figura 3.60 –Químicos (Regulación)



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

3.14. FUNCIONAMIENTO DE LOS POZOS PRODUCTORES

3.14.1. INTRODUCCIÓN AL BOMBEO HIDRÁULICO

Este método dentro de la industria petrolera fue aplicado en la época de Drake, cuando este descubrió el llamado “Oro Negro” (petróleo) en Pensilvania; en la actualidad el mismo principio del Bombeo Hidráulico empleado por los Egipcios es uno de los sistemas más utilizados en el levantamiento artificial de petróleo desde el subsuelo hasta la superficie.

A través de los años se han venido generando diferentes diseños de equipos para el levantamiento artificial de petróleo, un claro ejemplo de este avance fue una bomba accionada por vapor de agua que requería de un pozo de gran diámetro para levantar los fluidos desde el subsuelo hasta la superficie.

A partir del avance de la exploración del hidrocarburo se ha demostrado que existen otros yacimientos a profundidades mayores, de los que hasta ese tiempo no se los conocía, de allí y con el pasar del tiempo se han ido tecnificando y perfeccionando los diferentes diseños de equipos (tanto de subsuelo como de superficie) en el orden de sistemas hidráulicos.

3.14.2. PRINCIPIOS Y FUNDAMENTOS DEL BOMBEO HIDRÁULICO

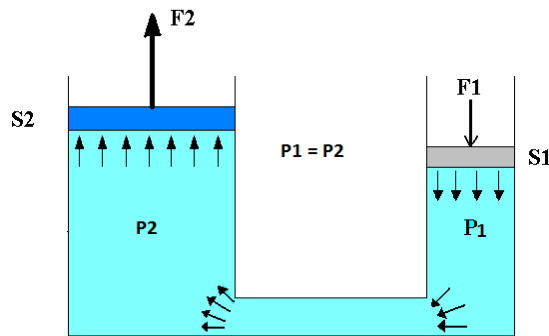
El principio fundamental aplicado al BOMBEO HIDRÁULICO en el subsuelo es la llamada “LEY DE PASCAL” la misma que explica:

“Un fluido líquido confinado transmite en todas direcciones la presión que se ejerce sobre él con igual intensidad”. En base a este principio y para conseguir la recuperación de petróleo por medio del bombeo de los pozos, el procedimiento se lo realiza desde una estación central situada en la superficie, mediante una línea principal llena de fluido presurizado, la misma que permitirá transmitir energía (flujo a presión) hacia un cierto número de pozos ubicados dentro de un campo petrolero.

Figura 3.61 –Presión



Los sólidos transmiten la fuerza en su dirección y sentido.



Fuente: Bombeo Hidráulico

Modificado: Orlando Rivera

El PRINCIPIO DE PASCAL puede ser interpretado como una consecuencia de la ecuación fundamental de la hidrostática y del carácter altamente incompresible de los líquidos. En esta clase de fluidos la densidad es prácticamente constante, de modo que de acuerdo con la ecuación:

$$P = P_0 + \rho gh$$

$$\rho \text{ [Kg/m}^3\text{]} \quad g \text{ [9.8 m/Seg}^2\text{]}$$

$$h \text{ [m]} \quad P \text{ [Pascal]}$$

Dónde:

P, presión total a la profundidad h .

P_0 , presión sobre la superficie libre del fluido.

ρ , densidad

g , gravedad

h , profundidad

El PRINCIPIO DE BERNOULLI, también denominado ecuación de Bernoulli o Trinomio de Bernoulli, describe el comportamiento de un fluido moviéndose a lo largo de una línea de corriente. Expresa que un fluido ideal, sin viscosidad ni rozamiento, en régimen de circulación por un conducto cerrado, la energía que posee el fluido

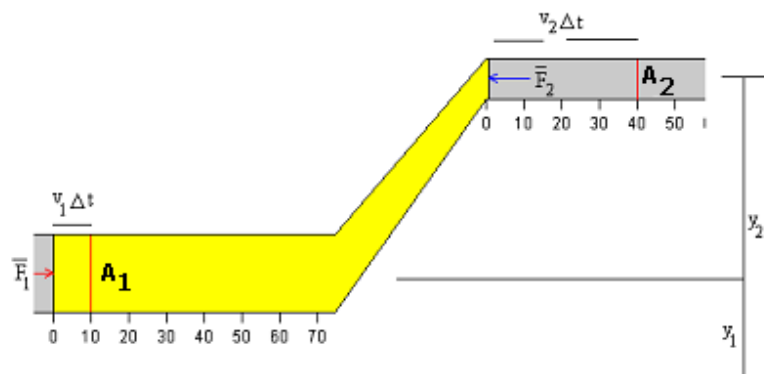
permanece constante a lo largo de su recorrido. La energía de un fluido en cualquier momento consta de tres componentes:

- 1.- Cinético: es la energía debida a la velocidad que posee el fluido.
- 2.- Potencial gravitacional: es la energía debido a la altitud que un fluido posea.
- 3.- Energía de flujo: es la energía que un fluido contiene debido a la presión que posee.

En la gráfica se observan los cambios energéticos que ocurren en la porción de fluido señalada en color amarillo, cuando se desplaza a lo largo de la tubería. En la figura, se señala la situación inicial y se compara la situación final después de un tiempo Δt .

Asumiendo un fluido incompresible y que las pérdidas de energía por fricción son despreciables podemos realizar el balance de energía y masa.

El fluido experimenta cambios de altura (energía potencial), cambios de velocidad debido al cambio en el diámetro de la tubería (energía cinética). También se cumple que la masa que entra es igual a la que sale (conservación de la masa).



Balance de energía de Bernoulli

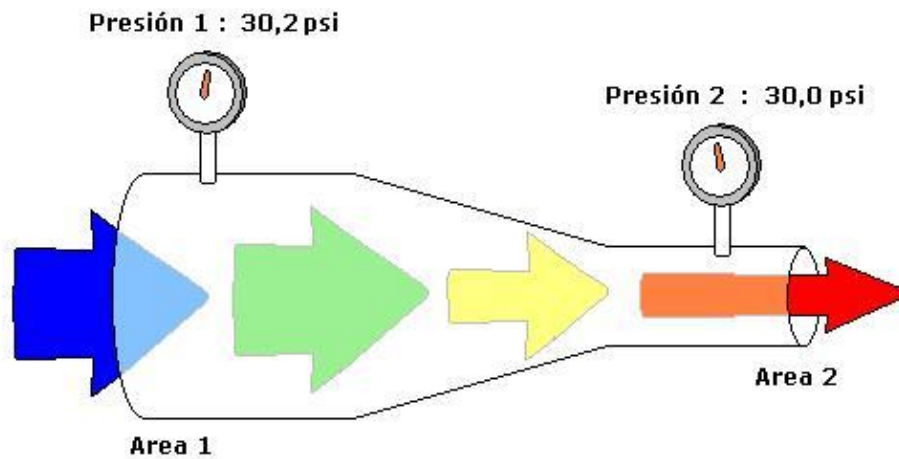
$$P_1 + \rho g y_1 + \frac{1}{2} \rho V_1^2 = P_2 + \rho g y_2 + \frac{1}{2} \rho V_2^2$$

Fuente: Bombeo Hidráulico

Modificado: Orlando Rivera

EFFECTO VENTURI (Medida de flujo):

Por medio de diferentes leyes se desarrolla este dispositivo que relaciona la diferencia de presión medida en cada extremo de la tubería y basado en esta diferencia calcula la velocidad del fluido y por consiguiente el flujo o caudal.



Velocidad menor

Velocidad mayor

Presión mayor

Presión menor

$$Q = A_1 \cdot A_2 \sqrt{\frac{2(P_1 - P_2)}{\rho(A_1^2 - A_2^2)}}$$

P [Pa]

ρ [kg/m³] A [m²]

Q [m³/seg]

Fuente: Bombeo Hidráulico

Modificado: Orlando Rivera

El Venturi es un tubo con un Área de entrada mayor al de salida. Todo el caudal que entra es el mismo que sale.

Cuando pasa un fluido, en el Área 1 hay **más presión pero menos velocidad**. En el Área 2 ocurre lo contrario.

La diferencia de presiones es proporcional a **la velocidad y al caudal**.

3.14.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO HIDRÁULICO

El bombeo hidráulico es un sistema que técnicamente tiene muchas ventajas con respecto al resto de sistemas de levantamiento artificial, pero cabe anotar, que en algunas ocasiones o bajo ciertas condiciones la utilización de este sistema no es conveniente y genera algunas desventajas.

VENTAJAS DEL BOMBEO HIDRÁULICO

- Se puede producir grandes caudales desde profundidades mayores, esto en relación con los diferentes sistemas de levantamiento artificial.
- Proporciona una gran flexibilidad para adaptarse a los diferentes cambios de caudales cuando el pozo se encuentra en producción.
- El rango de confiabilidad de trabajo en pozos direccionales es mayor que el de los otros sistemas.
- Las mediciones de nivel de fluido, estático y dinámico, así como las presiones de fondo pueden ser fácilmente obtenidas.
- Todos los pozos que funcionan con bombeo hidráulico pueden accionarse desde una sola fuente de fluido motriz.
- Las bombas hidráulicas del tipo jet están en la capacidad de manejar con facilidad grandes relaciones de gas y petróleo.
- Las bombas hidráulicas tipo jet por tener un número reducido de partes, su mantenimiento es mínimo y por esta razón su reparación se la puede realizar en la locación.
- Las bombas hidráulicas tipo jet pueden producir altos volúmenes y al mismo tiempo manejar sólidos dentro de la producción.
- Las bombas hidráulicas tipo pistón funcionan eficientemente a grandes profundidades en relación con una bomba de varillas porque no existe el problema del estiramiento de la sarta.
- Permite agregar el sistema a nuevos pozos y/o mejorar el potencial de energía en un sistema ya existente.
- El método de extracción de la bomba puede variar fácilmente mediante una simple operación con válvulas.

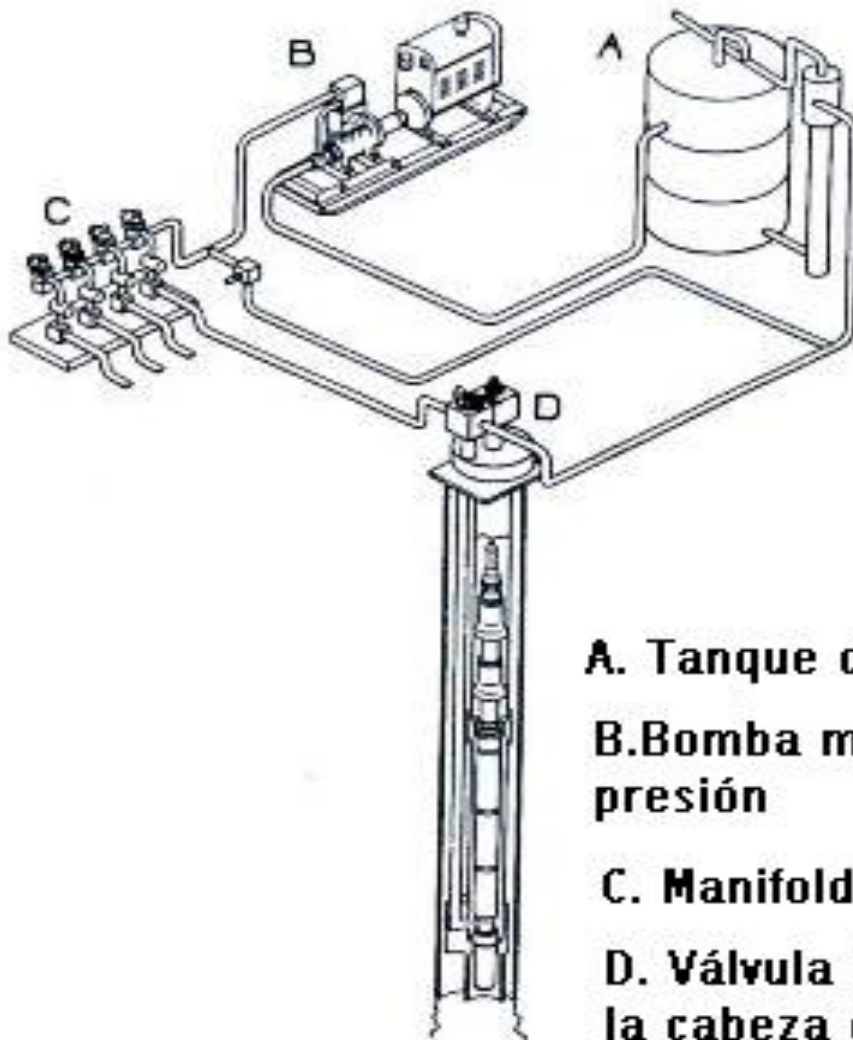
DESVENTAJAS DEL BOMBEO HIDRÁULICO

- No es recomendable y/o aplicable la utilización de la bomba hidráulica en campos que presentan altas cantidades de gas.
- Para que exista una operación eficiente de la bomba hidráulica el fluido motriz debe estar completamente limpio.
- Al tener que manejar el sistema a altas presiones, se debe realizar el trabajo con muchas precauciones y alto grado de seguridad.
- El consumo de químicos es mayor cuando los pozos se encuentran produciendo con una bomba jet si el fluido producido contiene un alto porcentaje de BSW, esto es debido a que las unidades Power Oil trabajarán a mayores revoluciones por minuto y por ende existirá un mayor consumo de los químicos que son inyectados en los pozos.
- Si existen inconvenientes en la producción así como de arena, escala, gas o corrosiones, las bombas hidráulicas tendrán diferentes tipos de problemas operacionales.
- Por tratarse de un complejo diseño la bomba jet tipo pistón necesita de un asesoramiento técnico constante con el fin de alargar el tiempo de vida útil tanto de la bomba como del equipo de subsuelo.
- La reparación de las bombas hidráulicas tipo pistón se las debe realizar en un taller que posea un set completo de aparatos y herramientas para su calibración y control.

3.14.4. PRINCIPALES ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE UN SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO

Para la ejecución del Bombeo Hidráulico el sistema debe contar con un conjunto de elementos tanto en la superficie (en la locación), como en el fondo (en el pozo); a continuación se detallará los elementos constitutivos de un sistema de bombeo hidráulico.

Figura 3.62 – Sistema del Bombeo Hidráulico



- A. Tanque de fluido motriz**
- B. Bomba múltiple de alta presión**
- C. Manifold**
- D. Válvula de control en la cabeza del pozo**
- E. Bomba de fondo**

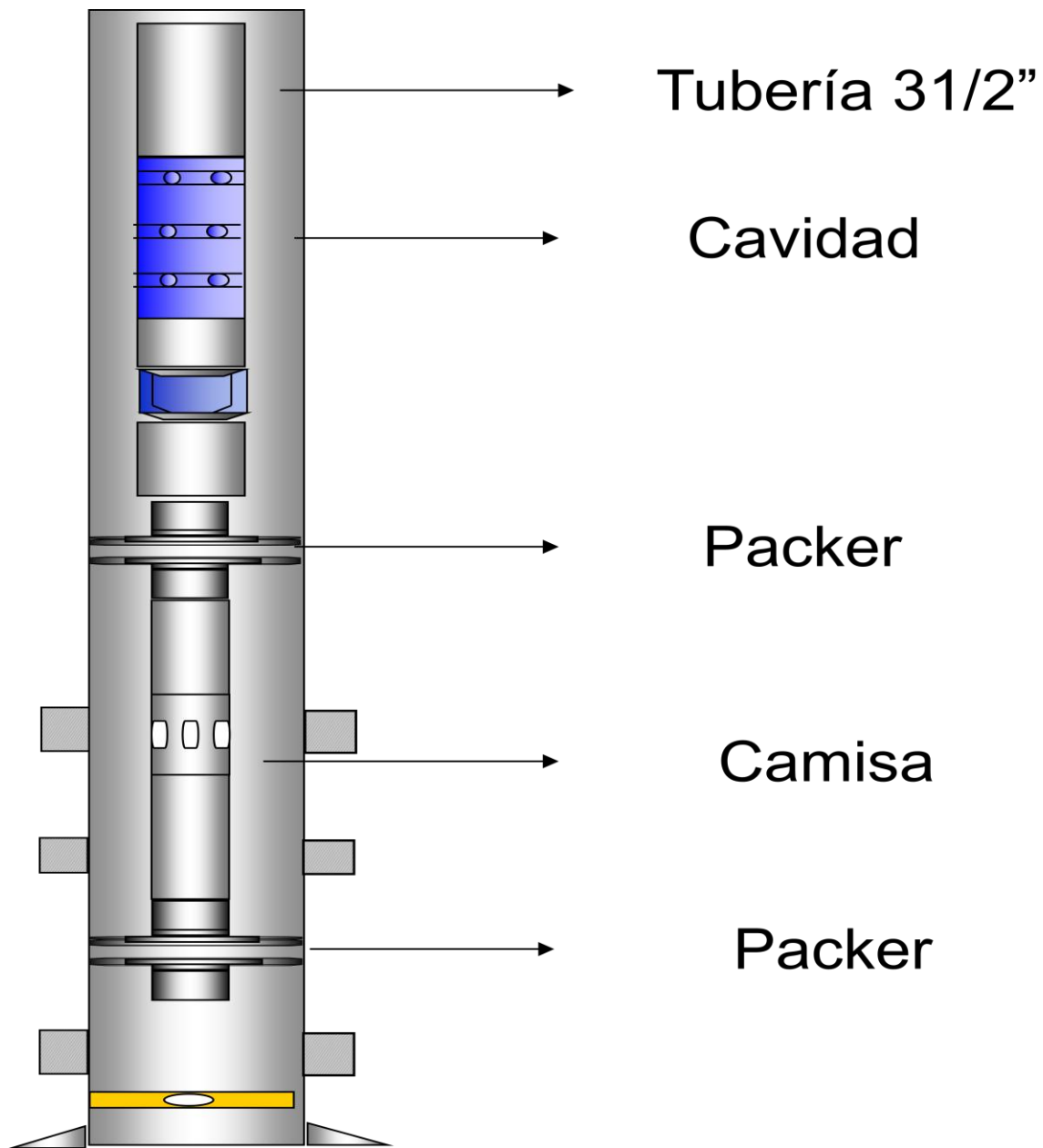
Fuente: Bombeo Hidráulico

Modificado: Orlando Rivera

3.14.5. PRINCIPALES ELEMENTOS DEL CONJUNTO DE FONDO

El diseño de la completación de fondo se realizará independientemente para cada pozo dependiendo del número de arenas productoras, y a continuación se verificará el total de empacaduras, camisas y la cavidad en la que ingresa el tipo de bomba a utilizar, en el gráfico a continuación muestra un típico arreglo del conjunto de fondo.

Figura 3.63 –Completación de Fondo



Fuente: Bombeo Hidráulico

Modificado: Orlando Rivera

3.14.6. TUBERÍAS

Al hablar del tipo de tubería que encontraremos en el pozo estaremos refiriéndonos a dos clases perfectamente identificadas: la tubería de revestimiento y la tubería de producción; a continuación detallaremos cada una de ellas.

3.14.7. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

Es también llamada casing, esta tubería va cementada a las paredes del pozo, hasta las profundidades en las que se instalará todo el conjunto de fondo, existen diferentes tipos de diámetros ID (es decir de diámetro interior) para esta tubería así como de 5 ½ y 7” pulgadas, en el que existirá una mezcla entre todos los fluidos inyectados y producidos los mismos que serán acarreados hacia la superficie por efecto de la presión.

3.14.8 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.

Es también llamada tubing, consiste en una sarta de tubería que estará instalada desde la superficie hasta el fondo del pozo por la que será conducido el fluido motriz hacia la bomba

Cada tubo es de aproximadamente 32 pies de longitud y 3 ½, 2 7/8 y 2 3/8 pulgadas de diámetro. Esta tubería es considerada de alta presión (hasta 800 psi), la misma que dependerá de la cédula a utilizar.

3.14.9 CAVIDAD

Consiste en un conjunto de acoples, camisas y extensiones con perforaciones ubicadas de manera especial y exacta, específicamente para cualquier tipo de bomba hidráulica a utilizar sea esta de pistón o jet.

La bomba se alojara en el interior de la cavidad, al ocurrir esto y al existir sellos se generarán cámaras entre sí apropiadas para permitir que el fluido motriz realice su recorrido y ejecute su función satisfactoriamente.

3.14.10 AISLADORES DE ZONAS O EMPACADURAS

Son llamados también packers, están ubicados alrededor de la tubería de producción, los mismos que por efecto de un accionar mecánico o hidráulico forman un sello con la pared interna de la tubería de revestimiento, y de esta manera aislar cada una de las arenas productoras independientemente.

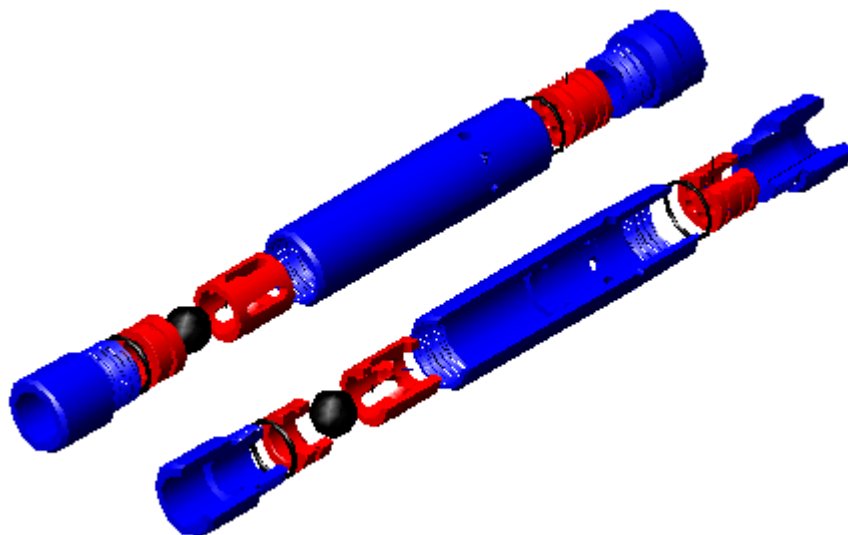
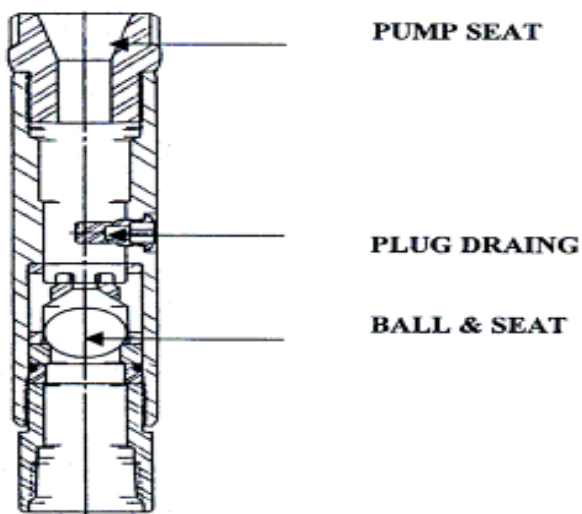
3.14.11 CAMISAS

Son herramientas que van colocadas en el conjunto de fondo, en una posición cercana a la zona productora, el objetivo de esta herramienta es generar una comunicación entre el casing y el tubing por donde los fluidos producidos de la zona ingresarán y se trasladarán a la cavidad donde se encuentra situada la bomba.

3.14.12 VÁLVULA DE PIE.

Llamada válvula standing, esta herramienta se alojará en el extremo inferior de cavidad (seating ring), son necesarias en sistemas abiertos para crear el efecto “U” y prevenir que el líquido que está circulando regrese nuevamente al reservorio, adicionalmente cuando el pozo se encuentra produciendo esta sirve de asiento para las bombas.

Figura 3.64 – Válvula de Pie (Standing Valve)



Fuente: Bombeo Hidráulico

Modificado: Orlando Rivera

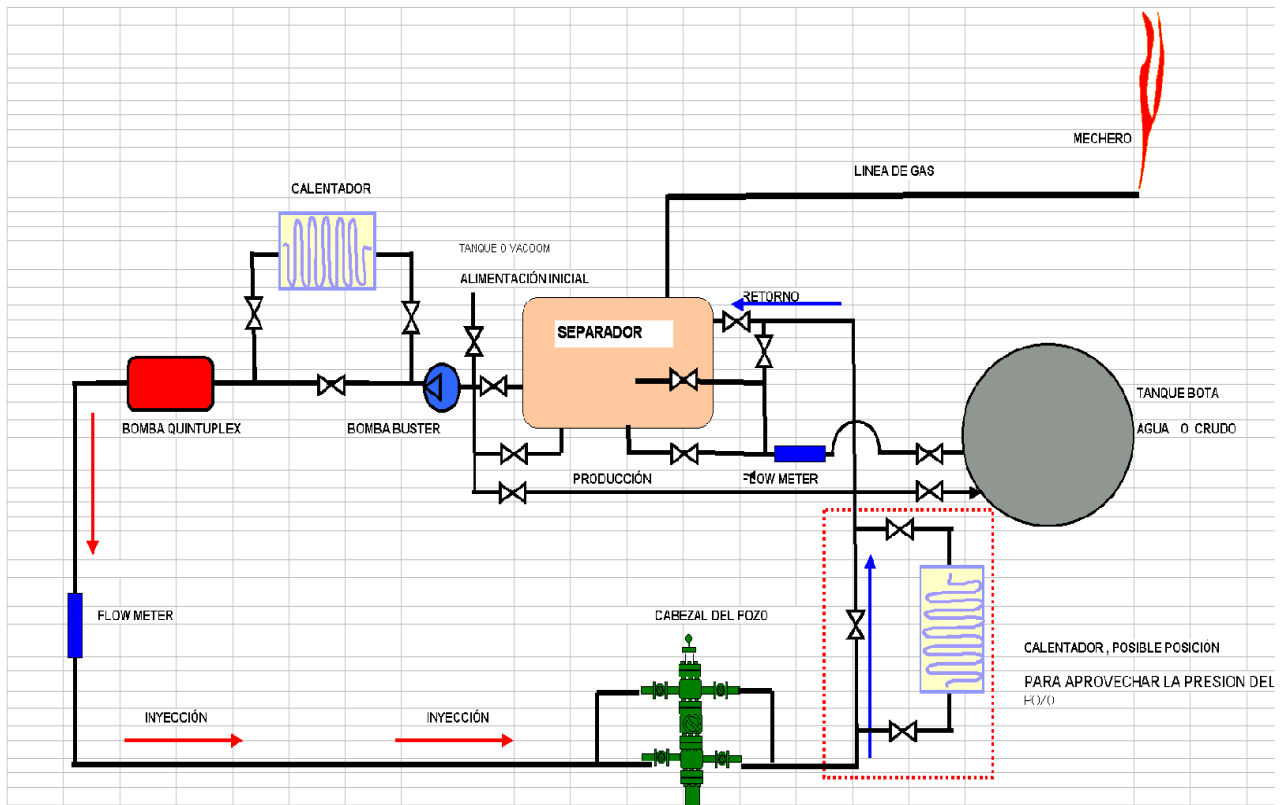
3.14.13 BOMBAS FALSAS

Son corridas para taponar los orificios de la cavidad, se utilizan para realizar pruebas en el fondo de la completación, asentamiento de empacaduras, chequeo de tubería realizar tratamientos a las formaciones para realizar pruebas de inyectabilidad y admisión.

3.14.14 PRINCIPALES ELEMENTOS DEL CONJUNTO DE SUPERFICIE.

Al igual que el equipo de fondo el equipo de superficie consta de diferentes elementos importantes, los que desempeñarán un papel preponderante en el sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico, entre los cuales tenemos: tanques de almacenaje del fluido motriz y facilidades de deshidratación, bombas de alta presión, múltiple (manifold) central, líneas individuales de fluido motriz de los pozos, cabezal del pozo, válvula de control de pozo, válvula de control de flujo, lubricador, válvulas de paso, turbina de caudal, cuenta barriles, instrumentos; los cuales se detallarán continuación.

Figura 3.65 – Conjunto de Superficie



Fuente: Bombeo Hidráulico

Modificado: Orlando Rivera

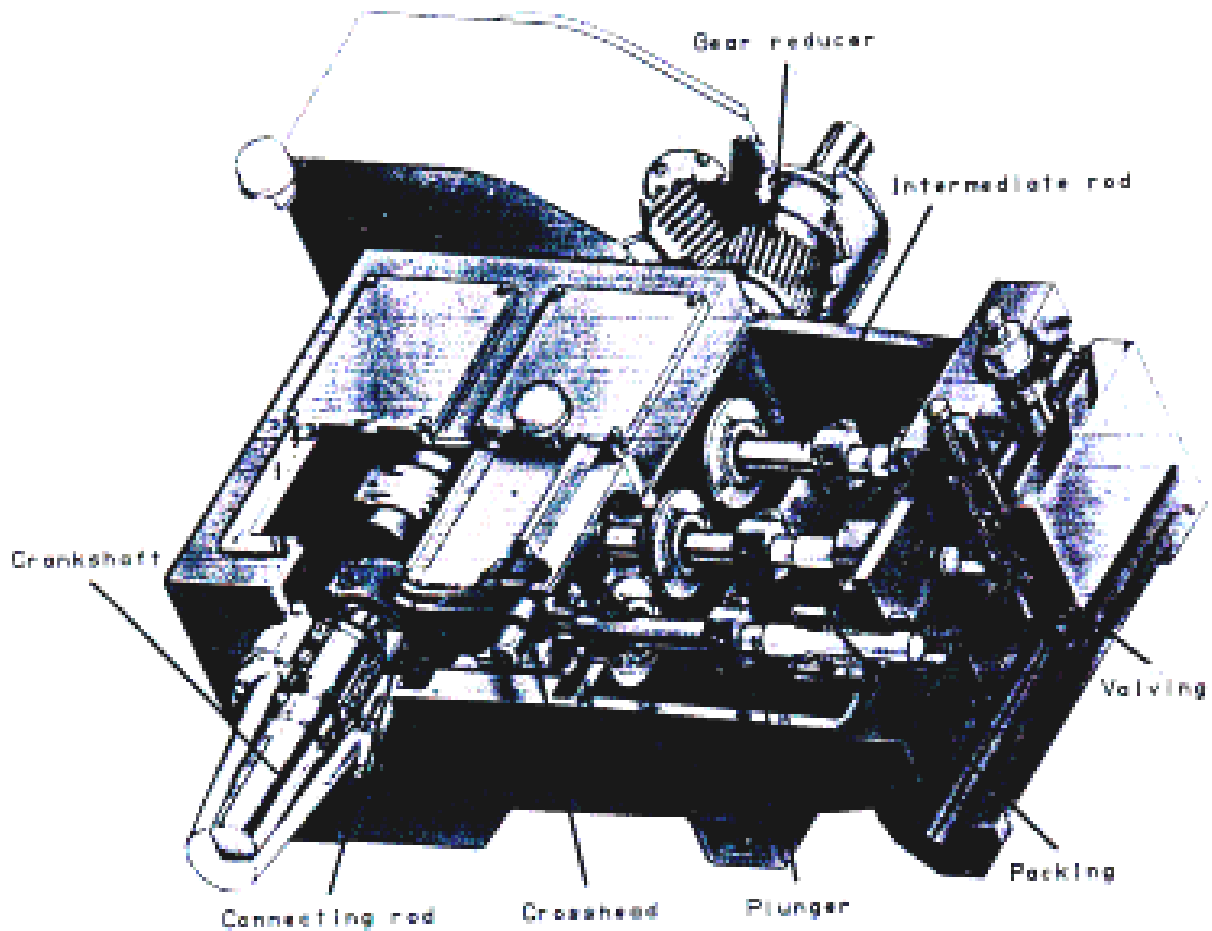
3.14.15. TANQUES DE ALMACENAJE DEL FLUIDO MOTRIZ Y FACILIDADES DE DESHIDRATACIÓN.

Todo el éxito del bombeo hidráulico depende de la utilización y la calidad del fluido motriz que será empleado como energía para mover la bomba en el subsuelo los tanques de almacenaje deben ser los apropiados para proveer durante veinticuatro horas el fluido motriz hacia los pozos. En el caso de que el fluido motriz sea petróleo la deshidratación se realizará de manera química, eléctrica o combinada (química y eléctrica) a fin de eliminar las partículas de agua. La eliminación de los sedimentos como arena, trocitos de metal, herrumbres, debe ser efectiva con el fin de evitar problemas posteriores.

3.14.16. BOMBAS DE ALTA PRESIÓN

Las bombas de superficie comúnmente utilizadas son del tipo TRIPLEX, QUINTUPLEX, CAVIDAD PROGRESIVA, BOOSTER, etc. las mismas están diseñadas para proveer de fluido motriz hacia los pozos que utilizan este sistema, estas bombas son distribuidas por los diferentes fabricantes de bombas hidráulicas para pozos petroleros. Para ejecutar su función y surtir el petróleo líquido a alta presión, estas bombas utilizan usualmente émbolos y camisas metal a metal y válvulas de tipo bola, componentes que requieren poco mantenimiento. Cuando el fluido motriz es agua, suele usarse émbolos y camisas empaquetadas, válvulas de disco, líneas de descarga de las válvulas de alivio y control de contrapresión. Deben conectarse a una línea independiente de retorno al tanque.

Figura 3.66 –Bomba Triplex



Bomba Triplex.

Fuente: Bombeo Hidráulico

Modificado: Orlando Rivera

3.14.17. TIPOS DE BOMBAS DE SUPERFICIE.

BOMBAS CENTRÍFUGAS.

Es una máquina de fluido dinámica que consta de dos partes principales una parte rotativa que está compuesta por un impulsor y un eje y otra parte compuesta por la carcasa, empaques y cojinetes.

Estas bombas pueden contener de uno a varios impulsores, pueden ser horizontales o verticales según el plano del eje, pueden tener una doble succión y dependiendo del método de convertir la velocidad en presión en voluta, doble voluta o difusor.

BOMBAS RECIPROCANTES.

Son máquinas de desplazamiento positivo, estas bombas reciben un volumen fijo de líquidos en condiciones casi de succión, lo comprime a la presión de descarga y lo expulsa por la boquilla de descarga. La acción de compresión se logra por el movimiento alternativo de un pistón, émbolo o diafragma. Se considera de capacidad aproximadamente constante y maneja un amplio rango de presión.

BOMBAS PCP (PROGRESIVE CAVITY PUMP)

Las bombas de cavidades progresivas (BCP) representan un método de Levantamiento Artificial de crudos pesados, medianos y livianos que ofrece una amplia versatilidad, alta eficiencia y bajo costo. La geometría simple de este tipo de bombas constituidas principalmente por un rotor metálico y un estator elastomérico le confieren al sistema tales ventajas.

Las bombas de desplazamiento positivo se caracterizan por ofrecer un caudal constante (teóricamente) aunque se varíe la presión de descarga de la misma, lo que representa una de las mayores ventajas de este tipo de bombas. Adicionalmente mediante la tecnología de cavidades progresivas se pueden bombear fluidos con contenidos de agua, arena y parafinas.

3.14.18. MÚLTIPLE (MANIFOLD) CENTRAL.

Está localizado inmediatamente en la corriente descendente desde las bombas y sirve para desviar una porción de la corriente de la bomba a cada uno de los pozos que utiliza el bombeo hidráulico individualmente. El volumen desviado se controla mediante una válvula situada en el múltiple. La capacidad de salida total de la bomba se mide con medidor ubicado en la tubería de carga al múltiple.

La tubería del múltiple está arreglada de manera que las corrientes de los pozos individuales puedan ser desviadas a través del medidor cuando se prueba el pozo. En la línea de fluido motriz al manifold se instalará para cada pozo un registrador de presión.

3.14.19. LINEAS INDIVIDUALES DE FLUIDO MOTRIZ DE LOS POZOS.

Son de dos tipos líneas de alta presión y líneas de baja presión, esto es debido a la variación en la presión y el caudal tanto del fluido inyectado como del fluido producido respectivamente.

LÍNEAS DE ALTA PRESIÓN

Este tipo de tubería se la utiliza para conducir el fluido que será inyectado al pozo desde el tanque de almacenamiento hasta el cabezal del pozo, soporta una presión hasta los 5000 psi.

LÍNEAS DE BAJA PRESIÓN.

Esta tubería es utilizada para conducir la producción de fluido del pozo desde el cabezal hasta la estación de producción, posee un margen de resistencia entre los 500 – 800 psi.

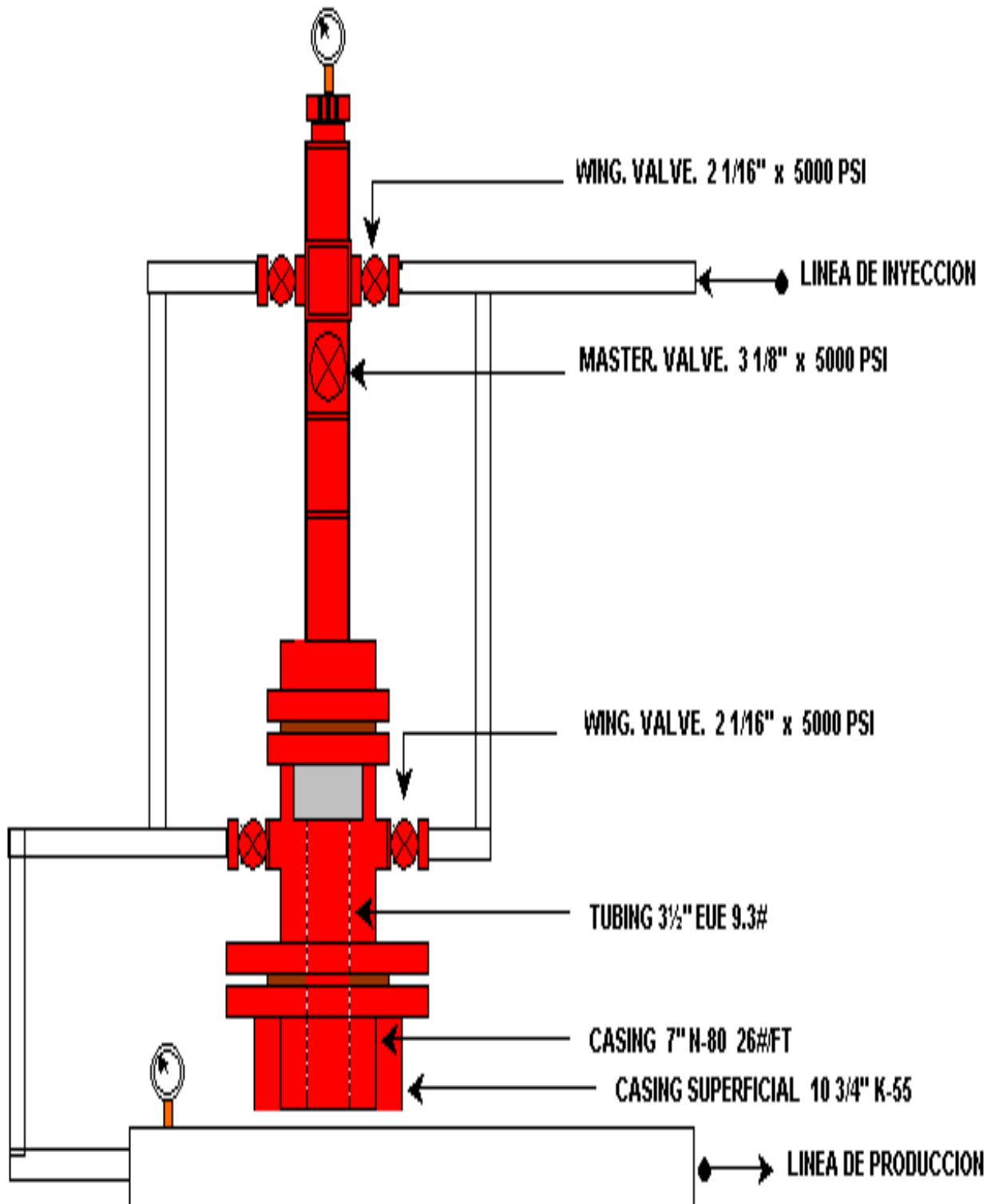
3.14.20. CABEZAL DEL POZO.

Para el caso del bombeo hidráulico, los cabezales de cada pozo tienen el mismo sistema de funcionamiento. A continuación se detallara dos de los tipos de cabezal utilizados:

- Cabezal de pozo con válvula de cuatro vías.
- Cabezal de pozo del tipo árbol de navidad.

Existe en el cabezal de pozo una válvula que está directamente conectada con la tubería de revestimiento, la tubería de producción, y con las tuberías de inyección y retorno, es decir que esta pilotea el movimiento de cualquier fluido en cualquier sentido dentro del pozo, esta es denominada válvula MASTER.

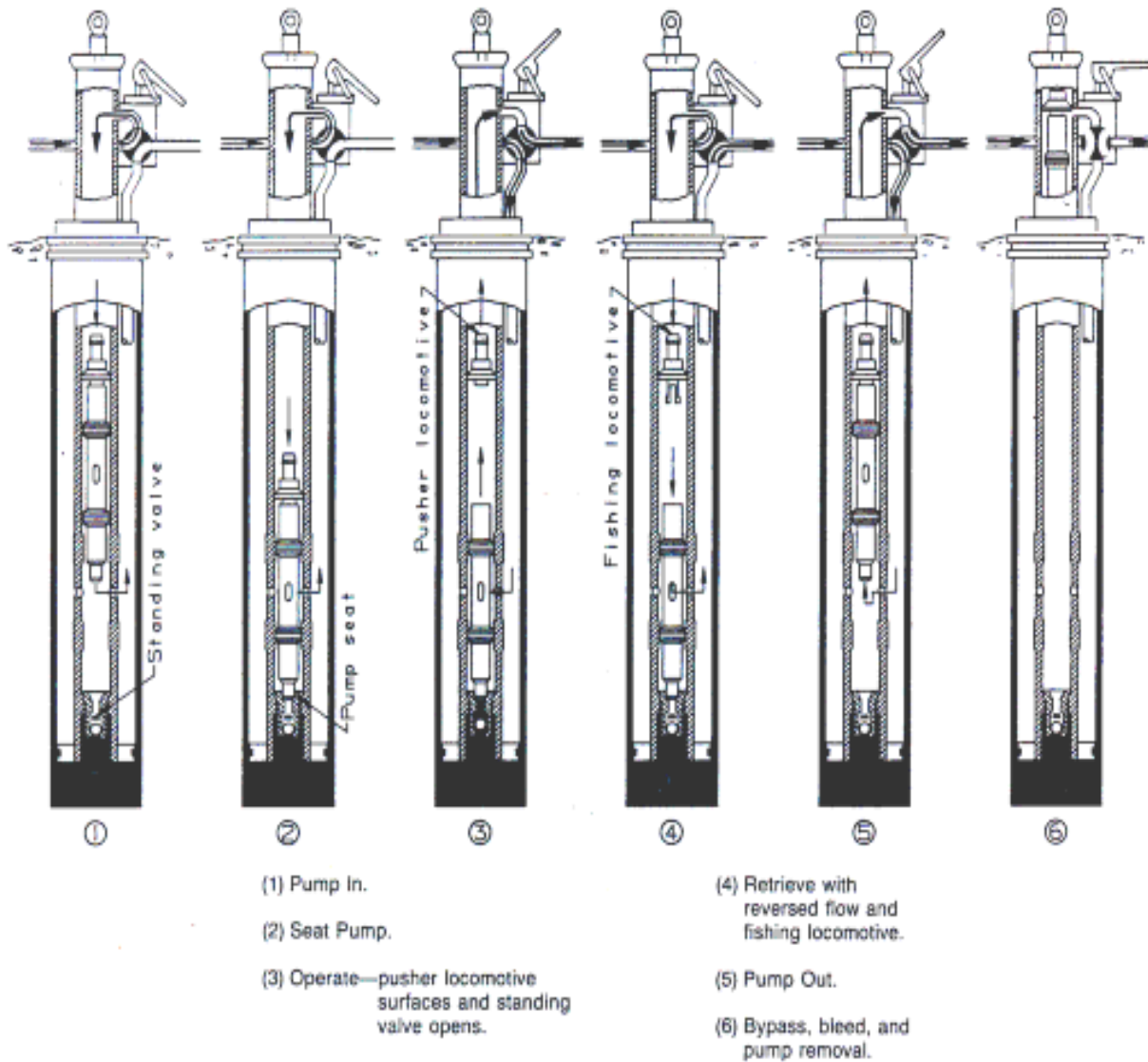
Figura 3.67 –Cabezal del Pozo



Fuente: Bombeo Hidráulico

Modificado: Orlando Rivera

Figura 3.68 –Válvula de Cuatro vías



Fuente: Bombeo Hidráulico

Modificado: Orlando Rivera

3.14.21. VÁLVULA DE CONTROL DE POZO.

Sirve para controlar la dirección del fluido motriz que acciona la bomba del pozo, para ello se ejecuta un movimiento de la palanca hacia abajo, donde el fluido motriz bajará por la tubería de inyección para activar y accionar la bomba.

Para reversar la bomba, el movimiento de la palanca se lo realizará hacia arriba, dirigiendo el fluido motriz hacia abajo por el espacio anular donde ejecutará un empuje a la bomba provocando la extracción por la tubería de producción.

Al situar la palanca en una posición intermedia, la válvula ejecutará un by pass, es decir que el fluido de inyección pasará directamente a la línea de retorno a la estación; con el giro a la derecha del handle (mariposa) presurizaremos el pozo, y al ejecutar lo contrario lo despresurizaremos.

3.14.22. VÁLVULA DE CONTROL DE FLUJO.

La válvula reguladora de flujo o de control de flujo (VRF) sirve para normalizar el paso del fluido a ser inyectado al pozo y consecuentemente a la bomba, esta válvula se instala entre la válvula block y el cabezal del pozo; existen válvulas reguladoras en el mercado y fabricadas por empresas especializadas en bombeo hidráulico reguladas hasta 3000 Bbls/día y 5000 Bbls/día cada una.

Figura 3.69 –Válvula Reguladora de Flujo (VRF)



Fuente: Bombeo Hidráulico

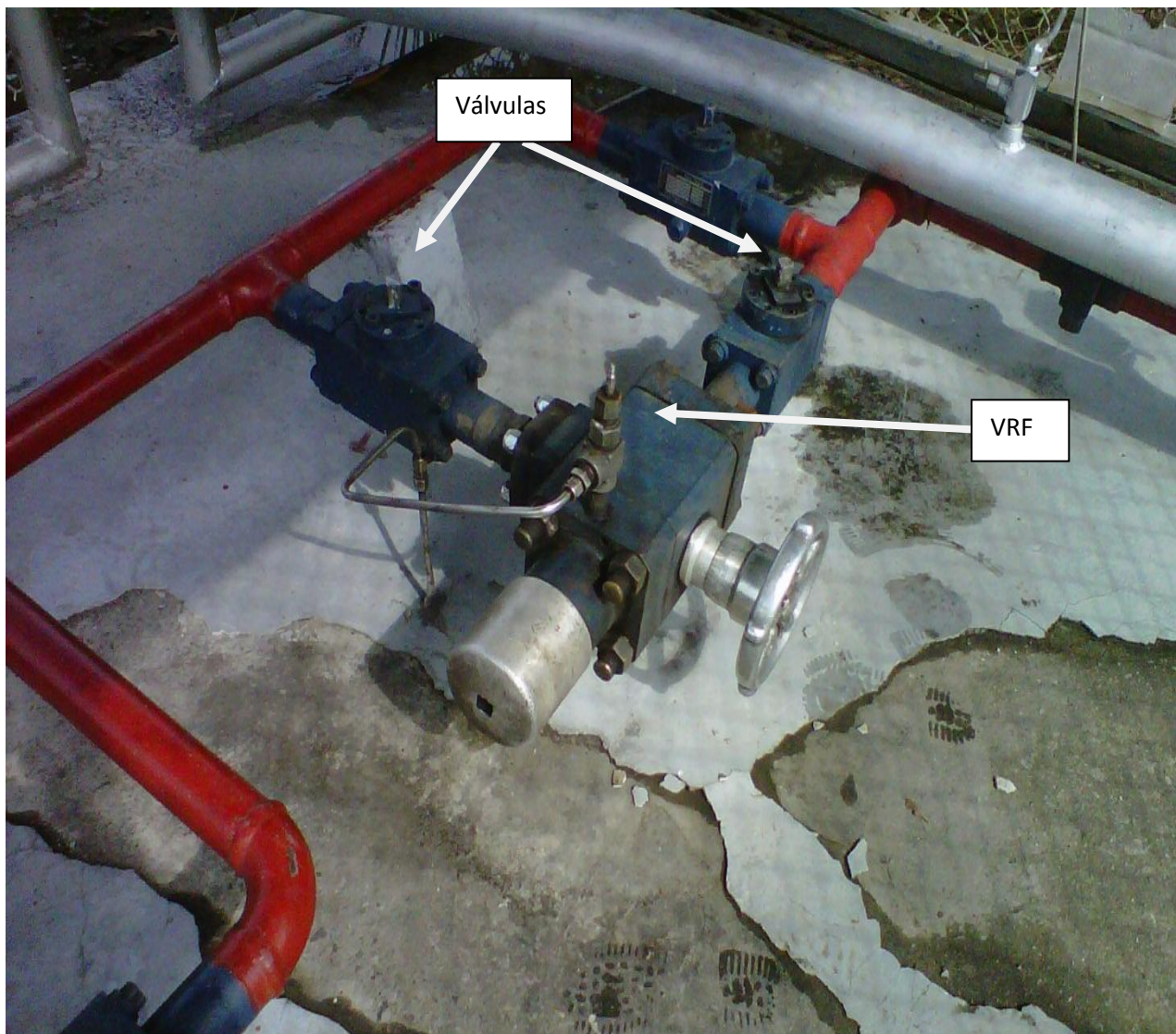
Modificado: Orlando Rivera

3.15. LIMPIEZA DE MEDIDOR DE CAUDAL TIPO TURBINA Y DE VÁLVULA REGULADORA DE FLUJO (VRF)

El contador de barriles y la válvula reguladora de flujo, necesitan un mantenimiento adecuado ya que aquí se acumulan sedimentos parafinicos e incluso pedazos de absorbentes, restos de suelda por algún trabajo realizado etc.

El principal motivo para realizar esta limpieza, es la acumulación de parafina, las mismas que evitan una lectura real de los barriles inyectados.

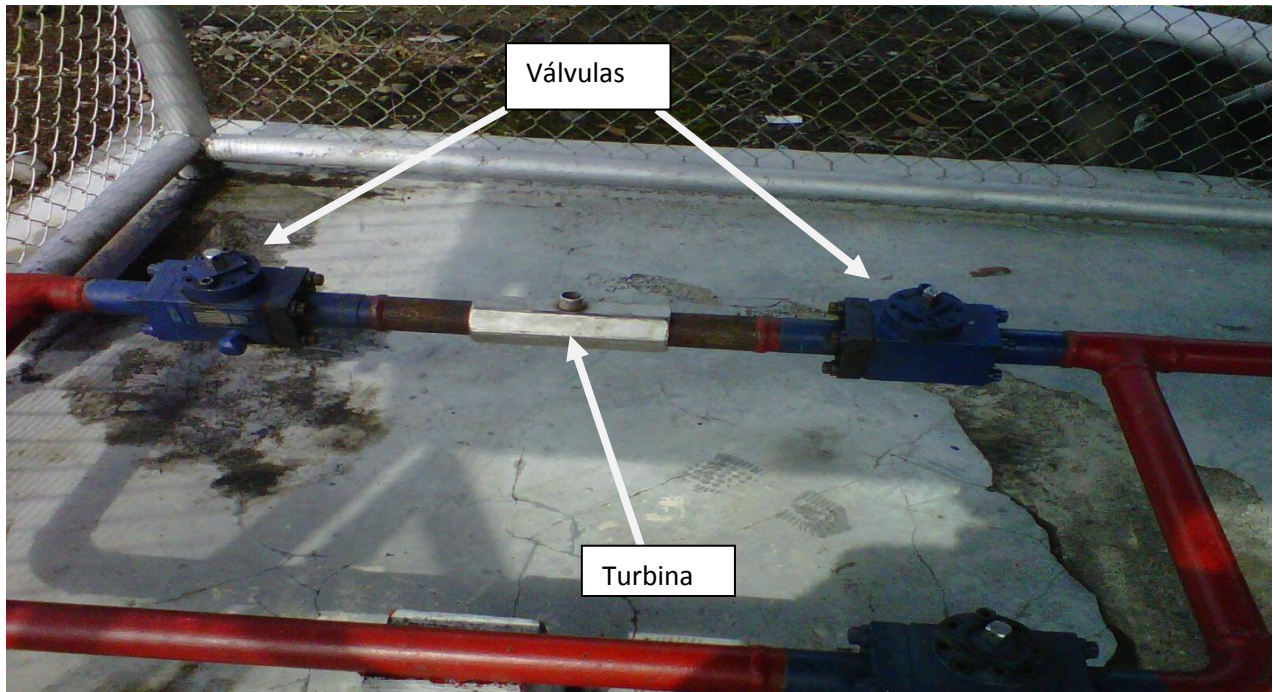
Figura 3.70 –Válvula Reguladora de Flujo (VRF)



Fuente: Estación Pucuna

Foto: Orlando Rivera

Figura 3.71 – Medidor de Caudal Tipo Turbina



Fuente: Bombeo Hidráulico

Modificado: Orlando Rivera

Figura 3.72 – Válvula para recirculación o by-pass



Fuente: Bombeo Hidráulico

Modificado: Orlando Rivera

3.16. RECIRCULACIÓN

Esta acción se la realiza con la misma finalidad de la limpieza del medidor de caudal tipo turbina y la válvula reguladora de flujo (VRF), pero en un periodo de tiempo de 20 minutos y de preferencia cuando se ha realizado un trabajo de suelda en las líneas. El fluido de la recirculación retornará a la estación sin entrar al pozo, de este modo las “suciedades” se quedarán en los filtros localizados en la estación.

Nota: Los trabajos antes mencionados se los realiza cuando los parámetros en superficie del pozo en funcionamiento han variado. Si los parámetros de superficie continúan variando, será necesario que la empresa que tiene a su cargo el arreglo de las bombas de subsuelo, las repare.

CAPÍTULO IV

CAPITULO IV

4. PROCEDIMIENTOS DE LA ESTACION PUCUNA

4.1. PROCEDIMIENTO PARA ENTREGA DE TURNO DE OPERACIONES

1. OBJETIVO

Definir un método para el normal desenvolvimiento en la entrega-recepción de turno en el área de operaciones.

2. ALCANCE

Aplica a todos los funcionarios de la Estación Pucuna en el área de operaciones.

3. DEFINICIONES

Operador de Producción : Persona que está al mando de la estación y campo Pucuna.

Condiciones : Variables que el operador toma en cuenta durante el proceso de bombeo tanto de la estación como en el campo Pucuna

4. RESPONSABILIDADES

Elabora: Personal de operaciones Estación Pucuna

Revisa: Supervisor de Producción.

Aprueba: Supervisor de Producción.

Cumplimiento: Personal de Operaciones Estación Pucuna

5. DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO

GENERALIDADES

5.1 OPERADOR DE PRODUCCIÓN

5.1.1 Indicar novedades ocurridas durante el turno como es: el estado de los equipos, sistema de comunicaciones, niveles de tanques, transferencia de petróleo, novedades de los pozos productores.

5.1.2 Ingresar al sistema diariamente datos de aforo.

5.1.3 Indicar el estado de la transferencia de petróleo.

5.1.4 Indicar sobre el sistema de aguas lluvias y drenajes.

5.1.5 Notificar el stock existente en la estación de aceites, filtros, etc.

5.1.6 Reportar las novedades al inmediato superior.

5.1.7 Registrar las novedades en la bitácora.

5.2 AYUDANTE DE PRODUCCIÓN

5.2.1 Comunicar las novedades de los equipos.

5.2.2 Verificar conjuntamente con el operador del turno saliente, los equipos en la estación, niveles de tanques, estados de los sumideros, consumo de combustible, válvulas de alivio, sistema contra incendios, nivel de la piscina API, alineación del sistema de drenaje de la piscina API y aguas lluvias.

5.2.3 Indicar los trabajos de mantenimiento menor realizados en los equipos de la estación.

5.2.4 Indicar limpieza de los equipos realizados durante el turno.

5.2.5 Indicar recepción de combustible.

6. CRITERIO OPERATIVO

- Verificar que el sistema este alineado.

7. REFERENCIAS

- Bitácora de operaciones

8. FORMULARIOS

- Tablas de calibración de tanques.
- Tablas de Factores de conversión.
- Registro de datos de la Estación.

9. ANEXOS

- Bitácora de Operaciones.
- Archivo Digital.

4.2. PROCEDIMIENTO PARA LA ALINEACIÓN DE VÁLVULAS DEL MANIFOLD

1. OBJETIVO

Indicar el procedimiento para realizar el alineamiento de las válvulas del manifold o múltiple, previo al inicio de las operaciones para direccionar el fluido a los separadores.

2. ALCANCE

Aplica a las actividades de operaciones en la Estación Pucuna.

3. DEFINICIONES

Alineamiento de las válvulas: Es una actividad que se realiza para dar una vía de flujo al producto que está en la línea y de esta manera evitar estrangulamientos y sobrepresiones que afecten a la tubería y sus accesorios.

Válvulas: Válvula de bola

4. RESPONSABILIDADES

Elabora: Personal de operaciones Estación Pucuna

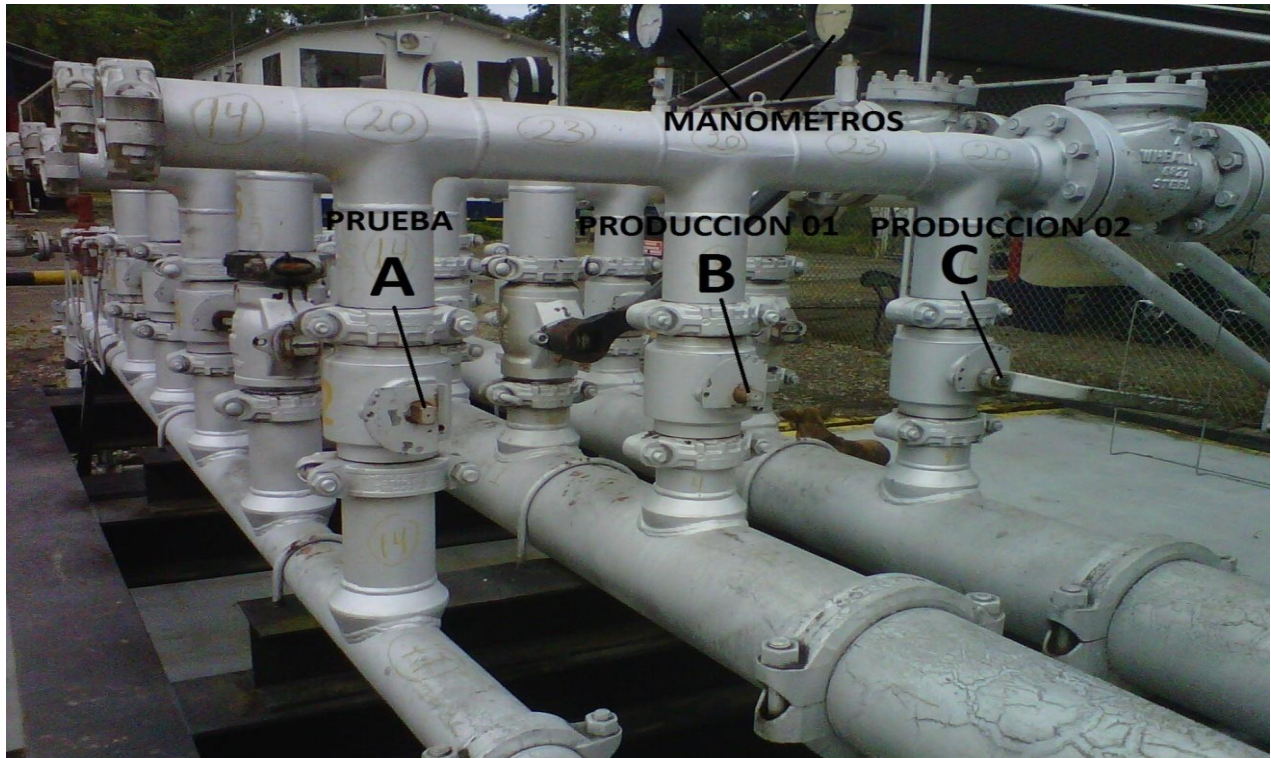
Revisa: Operador de Producción

Aprueba: Supervisor de Producción

5. DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO

Cuando se reinicia la operación hay que verificar la correcta alineación de las válvulas del manifold.

- 5.1 Para direccionar el fluido al separador de prueba, verificar que la válvula **A** se encuentre abierta. (Ver Figura)
- 5.2 Verificar que las válvulas **B** y **C** se encuentre cerradas
- 5.3 Para direccionar el fluido a un separador de producción, verificar que la válvula **A** se encuentre cerrada.



5.4 Verificar que las válvulas **B** y/o **C** se encuentren abiertas, esto se debe a que el fluido puede ir a un separador de producción o a los dos.

6. CRITERIO OPERATIVO

- Seguir la normativa de primero abrir una válvula para cerrar la otra.
- Las válvulas deben estar abiertas o cerradas al 100%

7. REFERENCIAS

- Bitácora de operaciones

8. FORMULARIOS

- Registro de datos de la Estación.

9. ANEXOS

- Bitácora de Operaciones.
- Archivo Digital.

4.3. PROCEDIMIENTO PARA EVALUAR UN POZO EN EL SEPARADOR DE PRUEBA

1. OBJETIVO

Indicar el procedimiento para realizar el alineamiento de las válvulas del manifold principal previo a la evaluación de un pozo en el separador de prueba

2. ALCANCE

Aplica a las actividades de operaciones en la Estación Pucuna.

3. DEFINICIONES

Alineamiento de las válvulas: Es una actividad que se realiza para dar una vía de flujo al producto que está en la línea y de esta manera evitar estrangulamientos y sobrepresiones que afecten a la tubería y sus accesorios.

Válvulas: Válvula de bola

4. RESPONSABILIDADES

Elabora: Personal de operaciones Estación Pucuna

Revisa: Operador de Producción

Aprueba: Supervisor de Producción

5. DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO

Cuando se reinicia la operación hay que verificar la correcta alineación de las válvulas del manifold.

5.1 Verificar la distribución del fluido de los pozos a los diferentes separadores según tabla 3.2

5.2 Verificar la estabilización del fluido, se deberá esperar como mínimo 30 minutos para estabilizar el separador de prueba con el fluido del pozo a evaluar.

5.3 Colocar el orificio adecuado en el medidor de caudal de gas (Equipo Daniels).

5.4 Verificar que el medidor de caudal tipo turbina esté en cero y tomar las lecturas exactas hora-hora, así sabremos la cantidad de fluido que retorna del pozo a la estación.

6. CRITERIO OPERATIVO

- Seguir la normativa de primero abrir una válvula para cerrar la otra.
- Las válvulas deben estar abiertas o cerradas al 100%.

7. REFERENCIAS

- Bitácora de operaciones

8. FORMULARIOS

- Registro de datos de la Estación.

9. ANEXOS

- Bitácora de Operaciones.
- Archivo Digital.

4.4. PROCEDIMIENTO PARA COLOCAR EL ORIFICIO EN EL MEDIDOR DE CAUDAL DE GAS (FITTING).

1. OBJETIVO

Indicar el procedimiento para realizar la colocación del orificio adecuado en el medidor de caudal de gas (Fitting).

2. ALCANCE

Aplica a las actividades de operaciones en la Estación Pucuna.

3. DEFINICIONES

Colocación del orificio: Es una actividad que se realiza en la evaluación de cualquier pozo y tiene como finalidad registrar datos exactos para calcular la producción de gas del pozo.

Porta orificios: Fitting. Instrumento compuesto con ruedas dentadas para subir/bajar la placa de orificios.

Orificio: Orificio metálico de diferente diámetro.

4. RESPONSABILIDADES

Elabora: Personal de operaciones Estación Pucuna

Revisa: Operador de Producción

Aprueba: Supervisor de Producción

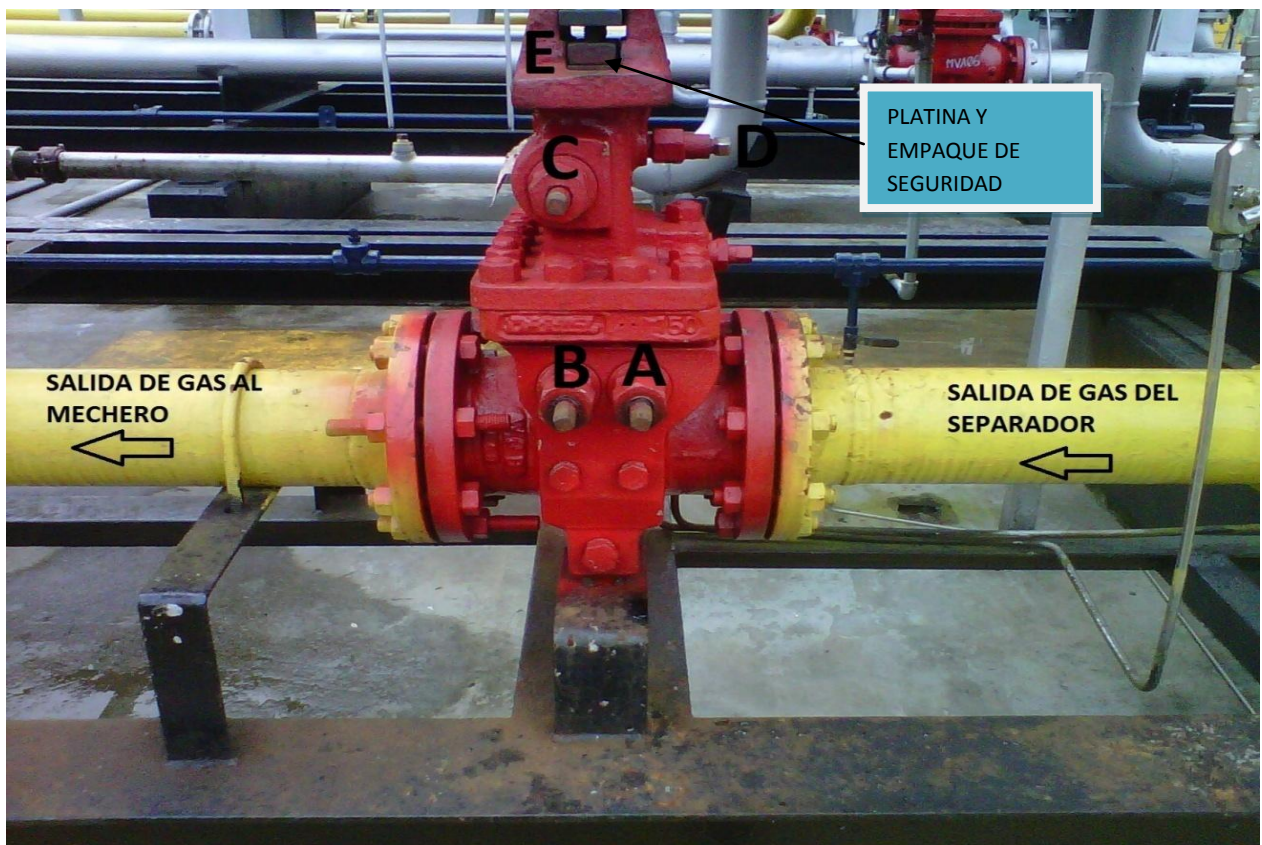
5. DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO

Cuando se reinicia la operación hay que verificar la correcta manipulación de los vástagos del medidor de caudal (Fitting).

5.1 Se escoge el orificio adecuado para evaluar el gas producido por el pozo. En la carta de gas cuadrática que está en el barton, las plumillas deben estar en un rango de diferencial de entre 2 a 8 para una evaluación adecuada. Cabe indicar que no hay regla general para utilizar un único orificio para determinado pozo, el

orificio varía de acuerdo a la producción de gas del pozo y si es necesario se probará todos los orificios hasta encontrar el adecuado.

5.2 El orificio se coloca en el caucho de seguridad y luego en la placa porta orificios con la parte biselada en dirección de la salida de gas.



- 5.3 Se coloca el orificio en la sección **E**, a continuación el vástago **C** se gira hacia la derecha hasta que la placa ingrese al Fitting. La placa debe quedar a ras de la sección **E**
- 5.4 Se coloca el empaque, la platina y luego la platina con pernos que sirve como seguridad para evitar la fuga de gas.
- 5.5 Vamos hacia el vástago **A** para girar $\frac{1}{4}$ de vuelta hacia la izquierda, en este paso estamos abriendo el paso de gas para que pueda ingresar la placa orificio. En este momento el Fitting está con gas, debemos revisar que no existan fugas.
- 5.6 Vamos nuevamente al vástago **C** para girar hacia la derecha hasta que el vástago **B** se mueva ligeramente, esto indica que la placa llegó a esta sección.
- 5.7 Giramos al vástago **B** a la derecha y hasta el tope, esto indica que el orificio está en el paso de gas.
- 5.8 Por último al vástago **A** giramos $\frac{1}{4}$ de vuelta hacia la derecha para cerrar el paso de gas con la placa orificio dentro. Abrimos la válvula de despresurización **D** para sacar el poco de gas acumulado en esta sección.
- 5.9 En el barton colocamos una carta cuadrática con los datos del pozo (Número del pozo, # orificio, fecha de la prueba, hora de inicio de la prueba, hora de terminación de la prueba, bsw, api)

6. CRITERIO OPERATIVO

- Seguir los pasos exactamente como se indica
- Verificar que no haya acumulación de gas antes de continuar con la operación, para el efecto se utiliza la válvula de desfogue **D**

7. REFERENCIAS

- Bitácora de operaciones

8. FORMULARIOS

- Registro de datos de la Estación.

9. ANEXOS

- Bitácora de Operaciones.
- Archivo Digital.

4.5. PROCEDIMIENTO PARA INICIAR EL FUNCIONAMIENTO DE LAS UNIDADES POWER OIL

1. OBJETIVO

Indicar el procedimiento para iniciar el funcionamiento de las unidades de poder o Power oil.

2. ALCANCE

Aplica a las actividades de operaciones en la Estación Pucuna.

3. DEFINICIONES

Funcionamiento de las UPO: Es una actividad que se realiza para el funcionamiento normal de cualquier unidad Power oil (UPO), de tal manera que ejerzan la presión necesaria

Motor Caterpillar: Motor a combustión interna.

Quintuplex: Bomba de desplazamiento positivo

4. RESPONSABILIDADES

Elabora: Personal de operaciones Estación Pucuna

Revisa: Operador de Producción

Aprueba: Supervisor de Producción

5. DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO

Cuando se reinicia la operación hay que verificar la correcta alineación de las válvulas.

5.1 Verificar los niveles de aceite, combustible, agua.

5.2 Verificar que no haya relación motor-bomba (sin carga). Se revisa que la válvula de recirculación de fluido este abierta (sin carga), en caso que sea válvula neumática debe estar el paso de aire cerrado.

5.3 Se arranca el motor Caterpillar y se verifica parámetros normales.



5.4 Se realiza la conexión motor-bomba y se procede a estabilizar la presión de planta.

5.5 Se cierra la válvula de recirculación de fluido (Con Carga) para que la bomba quintuplex ejerza presión.



6. CRITERIO OPERATIVO

- Seguir los pasos exactamente como se indica
- Verificar la alineación de las válvulas.
- Verificar el correcto funcionamiento de los sensores y/o alarmas.

7. REFERENCIAS

- Bitácora de operaciones

8. FORMULARIOS

- Registro de datos de funcionamiento de las unidades de poder.

9. ANEXOS

- Bitácora de Operaciones.
- Archivo Digital.

4.6 PROCEDIMIENTO PARA INICIAR-TERMINAR LA TRANSFERENCIA DE PETROLEO AL CAMPO SACHA

1. OBJETIVO

Indicar el procedimiento para iniciar y terminar la transferencia de petróleo al Campo Sacha

2. ALCANCE

Aplica a las actividades de operaciones en la Estación Pucuna.

3. DEFINICIONES

Transferencia: Es una actividad que se realiza para enviar la producción de petróleo del Campo Pucuna, hacia el Campo Sacha

Booster: Conformado por un motor eléctrico y una bomba centrífuga.

Triplex: Bomba de desplazamiento positivo

4. RESPONSABILIDADES

Elabora: Personal de operaciones Estación Pucuna

Revisa: Operador de Producción

Aprueba: Supervisor de Producción

5. DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO

Cuando se reinicia la operación hay que verificar la correcta alineación de las válvulas.

5.1 Verificar el nivel de fluido del tanque de surgencia.

5.2 Verificar la alineación de las válvulas.

5.3 Verificar que los contadores se encuentren con boletas de transferencia nuevas y que el contador este en cero.

- 5.4 Verificar que el recipiente de muestreo Sampler esté vacío sin muestras del día anterior.
- 5.5 Se procede a encender la bomba centrífuga booster desde el panel de control.
- 5.6 Se procede a encender la bomba triplex Wortington.
- 5.7 Se cierra la válvula de recirculación. Esta válvula tiene un volante y recircula el fluido hasta cuando se cierre dando giros hacia la derecha.



- 5.8 Verificar que el contador de barriles para fiscalización funcione correctamente.



- 5.9 Activar (ON) las alarmas. En caso que se apagan las bombas Wortington, suena una sirena de aviso.

- 5.10 Encender la bomba recirculación de agua que tiene la función de refrigerar la bomba triplex evitando un recalentamiento.
- 5.11 Terminado la transferencia se abre la válvula de recirculación de crudo en la bomba Wortintong.
- 5.12 Se apaga la bomba Wortintong.
- 5.13 Se apagan las alarmas.
- 5.14 Se apaga la bomba de recirculación de agua.
- 5.15 Se apaga la bomba booster.
- 5.16 Se cierra la válvula de bola anterior al contador.

6. CRITERIO OPERATIVO

- Seguir los pasos exactamente como se indica.
- Verificar el funcionamiento correcto de los contadores de barriles para fiscalización.
- Verificar el funcionamiento correcto de los sensores y/o alarmas.

7. REFERENCIAS

- Bitácora de operaciones

8. FORMULARIOS

- Tablas de calibración de tanques.
- Tablas de Factores de conversión.
- Registro de datos de la Estación.

9. ANEXOS

- Bitácora de Operaciones.
- Archivo Digital.

4.7 PROCEDIMIENTO PARA EL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA CONTRA INCENDIOS (S.C.I.)

1. OBJETIVO

Indicar el procedimiento para iniciar el funcionamiento del sistema contra incendios (SCI).

2. ALCANCE

Aplica a las actividades de operaciones en la Estación Pucuna.

3. DEFINICIONES

Funcionamiento del S.C.I: Es una actividad que se realiza para el funcionamiento del sistema contra incendios en caso de un siniestro en la Estación especialmente en los tanques de petróleo.

Tanque de espumogeno: Tanque con químico especial para apagar flagelos.

Hidrantes: Dispositivo hidráulico ubicados alrededor de los tanques de almacenamiento.

4. RESPONSABILIDADES

Elabora: Personal de operaciones Estación Pucuna

Revisa: Operador de Producción

Aprueba: Supervisor de Producción

5. DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO

Cuando se reinicia la operación hay que verificar la correcta alineación de las válvulas.

5.1 Verificar la alineación correcta de las válvulas. Para el agua es una sola dirección para los tres tanques, solo en el tanque de espumogeno existen tres líneas con sus respectivas válvulas que permanecen cerradas y que se abrirán de acuerdo a la dirección del siniestro esto es al Tanque de Lavado, Surgencia, Oleoducto o a los tres.



- 5.2 Verificar que la válvula de recirculación del tanque de agua esté abierta antes de iniciar. Esta válvula abierta permite que recircule el agua por la bomba centrífuga-tanque de agua para evitar que dichas bombas funcionen sin fluido y así evitar una posible cavitación en las mismas.



- 5.3 Encender el motor eléctrico o el motor a combustión interna.
5.4 Abrir las válvulas de los hidrantes y direccionar.

- 5.5 Cerrar la válvula de recirculación. Para apagar el sistema contra incendios se sigue los pasos a continuación detallados.
- 5.6 Abrir la válvula de recirculación.
- 5.7 Cerrar las válvulas de los hidrantes.
- 5.8 Apagar el motor (eléctrico o a combustión interna) con el que se estaba trabajando.
- 5.9 Verificar nivel de agua del tanque de agua para realizar el llenado respectivo si es necesario

6. CRITERIO OPERATIVO

- Seguir los pasos exactamente como se indica
- Verificar nivel de tanque de agua
- Verificar el correcto funcionamiento de los sensores y/o alarmas.

7. REFERENCIAS

- Bitácora de operaciones

8. FORMULARIOS

- Registro de datos de la Estación.

9. ANEXOS

- Bitácora de Operaciones.
- Archivo Digital.

4.8 PROCEDIMIENTO PARA EL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA AL POZO PUCUNA 04

1. OBJETIVO

Indicar el procedimiento para iniciar el funcionamiento del sistema de reinyección de agua al pozo Pucuna 04

2. ALCANCE

Aplica a las actividades de operaciones en la Estación Pucuna.

3. DEFINICIONES

Funcionamiento del Sistema de Reinyección de Agua: Es una actividad que se realiza para el funcionamiento del sistema de reinyección de agua de formación que produce el Campo Pucuna.

Colchón de Agua: Nivel óptimo de agua que se debe mantener en el tanque de lavado.

H.P.S.: Sistema de Bombeo Horizontal.

4. RESPONSABILIDADES

Elabora: Personal de operaciones Estación Pucuna

Revisa: Operador de Producción

Aprueba: Supervisor de Producción

5. DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO

Cuando se reinicia la operación hay que verificar la correcta alineación de las válvulas.

5.1 Medición del colchón de agua. Debe permanecer en 8 pies de altura.

5.2 Verificar que la válvula de descarga del tanque de lavado hacia el sistema de bombeo horizontal (HPS), esté abierta.

5.3 Encender generador de energía.

- 5.4 Verificar tablero de control para energizar el HPS y las bombas booster.
- 5.5 Encender cualquiera de las dos bombas booster.
- 5.6 Encender el HPS.
- 5.7 Verificar parámetros:
 - Presión de succión 58 psi.
 - Presión de descarga 1400 psi

6. CRITERIO OPERATIVO

- Seguir los pasos exactamente como se indica
- Verificar nivel de colchón de agua en tanque de lavado
- Verificar el correcto funcionamiento de los sensores y/o alarmas.

7. REFERENCIAS

- Bitácora de operaciones

8. FORMULARIOS

- Tablas de calibración de tanques.
- Registro de datos de la Estación.

9. ANEXOS

- Bitácora de Operaciones.
- Archivo Digital.

4.9 PROCEDIMIENTO PARA EL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE CALENTADORES

1. OBJETIVO

Indicar el procedimiento para iniciar el funcionamiento del sistema de calentadores.

2. ALCANCE

Aplica a las actividades de operaciones en la Estación Pucuna.

3. DEFINICIONES

Funcionamiento del Sistema de Calentadores: Es una actividad que se realiza para calentar el agua de formación del tanque de Lavado y permitir la acción eficaz de los químicos inyectados y por ende la decantación normal de las moléculas de agua.

Calentadores: Módulos Horizontales por donde pasa el agua de formación y que está expuesta a altas temperaturas.

4. RESPONSABILIDADES

Elabora: Personal de operaciones Estación Pucuna

Revisa: Operador de Producción

Aprueba: Supervisor de Producción

5. DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO

Cuando se reinicia la operación hay que verificar la correcta alineación de las válvulas.

5.1 Verificar la correcta alineación de las válvulas.

5.2 Encendido del motor eléctrico de recirculación del agua.

5.3 Verificar la presión de agua (35 Psi.)

5.4 Abrir el paso de gas al sistema de calentadores (Halar el botón del tablero).
Encender los calentadores.



- 5.5 Verificar el paso del agua.
- 5.6 Verificar el paso de gas.
- 5.7 Encender la llama piloto.
- 5.8 Abrir lentamente las válvulas de la llama principal hasta alcanzar su máxima temperatura.



- 5.9 Verificar la temperatura de entrada y salida

6. CRITERIO OPERATIVO

- Seguir los pasos exactamente como se indica
- Verificar el paso del fluido
- Verificar el paso de gas
- Verificar el correcto funcionamiento de los sensores y/o alarmas.

7. REFERENCIAS

- Bitácora de operaciones

8. FORMULARIOS

- Registro de datos de la Estación.

9. ANEXOS

- Bitácora de Operaciones.
- Archivo Digital.

4.10. PROCEDIMIENTO PARA EL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE DOSIFICACIÓN DE QUÍMICOS

1. OBJETIVO

Indicar el procedimiento para el funcionamiento del sistema de dosificación de químicos.

2. ALCANCE

Aplica a las actividades de operaciones en la Estación Pucuna.

3. DEFINICIONES

Funcionamiento del Sistema de Dosificación: Es una actividad que se realiza para dosificar los químicos que se inyectan al fluido en el sector de manifold y el sector de Power oil. Con este control de la dosis diaria de químicos, la separación de parafina, sedimentos, escala, etc. Será la adecuada.

Tanques de Químico: Recipientes donde se almacena el químico.

Mirillas: Tubo de vidrio con escala para verificar el consumo del químico.

Pistón: Regulación para aumentar o disminuir la dosis de químico.

4. RESPONSABILIDADES

Elabora: Personal de operaciones Estación Pucuna

Revisa: Operador de Producción

Aprueba: Supervisor de Producción

5. DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO

Cuando se reinicia la operación hay que verificar la correcta alineación de las válvulas.

- 5.1 Verificar que el stock de químico de ayer menos el stock de químico de hoy sea igual a la dosis recomendada.



- 5.2 Cerrar válvula A, abrir válvula B.
5.3 Observar la escala durante 15 segundos y la diferencia es la dosis.
5.4 En caso de existir variación en la dosificación, manipular el regulador del pistón inyector incrementando o bajando la dosis y regresar al paso 3 hasta que la dosis sea la recomendada.

DERECHA: CIERRA

IZQUIERDA: ABRE



6. CRITERIO OPERATIVO

- Seguir los pasos exactamente como se indica.
- Verificar la alineación de las válvulas.

7. REFERENCIAS

- Bitácora de operaciones

8. FORMULARIOS

- Registro de datos de la Estación.

9. ANEXOS

- Bitácora de Operaciones.
- Archivo Digital.

4.11. PROCEDIMIENTO PARA LA LIMPIEZA DEL MEDIDOR DE CAUDAL TIPO TURBINA Y LA VÁLVULA REGULADORA DE FLUJO (VRF)

1. OBJETIVO

Indicar el procedimiento para la limpieza del medidor de caudal tipo turbina y de la válvula reguladora de flujo (VRF) de los pozos en producción.

2. ALCANCE

Aplica a las actividades de operaciones en la Estación Pucuna.

3. DEFINICIONES

Limpieza de Turbina y VRF: Es una actividad que se realiza en los pozos productores y tiene como finalidad mantener en buen estado el medidor de caudal tipo turbina para obtener datos exactos de la cantidad de fluido. Así también mantener en buen estado la válvula reguladora de flujo para evitar el taponamiento de la misma y por ende la restricción del fluido.

Turbina: Medidor de caudal en barriles.

Válvula Reguladora de Flujo: La válvula reguladora de flujo o de control de flujo (VRF) sirve para normalizar el paso del fluido a ser inyectado al pozo y consecuentemente a la bomba.

4. RESPONSABILIDADES

Elabora: Personal de operaciones Estación Pucuna

Revisa: Operador de Producción

Aprueba: Supervisor de Producción

5. DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO

Cuando se reinicia la operación hay que verificar la correcta alineación de las válvulas.

5.1 Coordinar con la Estación Pucuna el cierre de pozo.

5.2 Cerrar la válvula block de entrada.



5.3 Despresurizar las líneas de flujo, abriendo la válvula de recirculación o by-pass.

5.4 Verificar que la presión en la línea de flujo esté en cero. Se lo puede verificar en el manómetro en el cabezal del pozo o en el barton.



- 5.5 Cerrar las válvulas de bola de los extremos del VRF o Turbina según sea el caso.
- 5.6 Retirar los pernos y tuercas.
- 5.7 Lavar el VRF o el medidor de caudal tipo Turbina. Se utiliza diesel o jp1.
- 5.8 Colocar el VRF o el medidor de caudal tipo Turbina.
- 5.9 Alinear las válvulas del pozo.
- 5.10 Coordinar con la estación para abrir el pozo.
- 5.11 Abrir la válvula block de entrada.

6. CRITERIO OPERATIVO

- Seguir los pasos exactamente como se indica
- Verificar la alineación de las válvulas.
- Coordinar las operaciones con la Estación.

7. REFERENCIAS

- Bitácora de operaciones

8. FORMULARIOS

- Registro de datos de la Estación.

9. ANEXOS

- Bitácora de Operaciones.
- Archivo Digital.

4.12 PROCEDIMIENTO PARA LA RECIRCULACIÓN DEL FLUIDO EN SUPERFICIE EN LOS POZOS PRODUCTORES

1. OBJETIVO

Indicar el procedimiento para la recirculación del fluido en superficie de los pozos.

2. ALCANCE

Aplica a las actividades de operaciones en la Estación Pucuna.

3. DEFINICIONES

Recirculación en superficie: Es una actividad que se realiza en los pozos productores y tiene como finalidad el arrastre de las “suciedades” tales como parafina o de los pedazos de material que quedan luego de un trabajo con suelda.

Turbina: Contador de barriles.

Válvula Reguladora de Flujo: La válvula reguladora de flujo o de control de flujo (VRF) sirve para normalizar el paso del fluido a ser inyectado al pozo y consecuentemente a la bomba.

4. RESPONSABILIDADES

Elabora: Personal de operaciones Estación Pucuna

Revisa: Operador de Producción

Aprueba: Supervisor de Producción

5. DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO

Cuando se reinicia la operación hay que verificar la correcta alineación de las válvulas.

5.1 Coordinar con la Estación Pucuna la recirculación del pozo.

5.2 Cerrar la válvula block de entrada.

5.3 Abrir la válvula de recirculación.

- 5.4 Abrir la válvula block de entrada hasta que el medidor de flujo marque un máximo de 2.000 barriles diarios. La duración de la recirculación es de 20 minutos.



- 5.5 Cerrar la válvula block de entrada.
5.6 Alinear las válvulas del pozo.
5.7 Abrir la válvula block de entrada.
5.8 Estabilizar los parámetros del pozo.

6. CRITERIO OPERATIVO

- Seguir los pasos exactamente como se indica
- Verificar la alineación de las válvulas.
- Coordinar las operaciones con la Estación.

7. REFERENCIAS

- Bitácora de operaciones

8. FORMULARIOS

- Registro de datos de la Estación.

9. ANEXOS

- Bitácora de Operaciones.
- Archivo Digital.

CAPÍTULO V

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- ✓ El presente estudio tiene un alcance definido dentro de las operaciones de la estación Pucuna por lo que no se ha tomado en cuenta características de flujo y presión de los pozos productores.
- ✓ Se ha detallado la función básica de las actividades operativas de la estación Pucuna, dejando de lado áreas de apoyo que también intervienen en el proceso, esto debido a que la propuesta pretende ser una guía a fin de que cualquier personal calificado pueda utilizarla como inicio para el entendimiento de la forma de operar equipos.
- ✓ Para el desarrollo se ha tomado datos referenciales de lo ya existente y a los mismos se los ha tratado de actualizar a la realidad operativa actual siendo parte de este trabajo los procedimientos desarrollados a fin de implantar sistemas de gestión.
- ✓ Al encontrarse en periodo de implantación la nomenclatura y simbología aprobada por el área de producción y mantenimiento, muchos de los elementos que constan en el manual pueden estar sujetos a cambios posteriores, esto no implica que el manual pierda vigencia si no un cambio en la forma de identificación de los equipos o componentes que se han detallado en el mismo.
- ✓ Un paso fundamental dentro de la buena operación de cualquier empresa o industria es el reconocimiento de sus actividades o su razón de ser por lo que mantener documentación como la presente, permitirá a futuro desarrollar un correcto levantamiento de proceso siempre en busca de velar con la misión de EP-PETROECUADOR que en nuestro caso es la Producción de petróleo en el campo Pucuna siempre bajo especificaciones normalizadas.

5.2 RECOMENDACIONES

- ✓ Se recomienda mantener actualizado este documento por lo que se debería establecer periodos ya sean de tres meses o seis meses para realizar su revisión y de ser el caso cambiar todos los procesos y actividades que hayan sufrido un cambio fundamental o prioritario debido al proceso de mejora continua que siempre lo tiene la estación Pucuna.
- ✓ Se debe mantener un registro documental de todos los procedimientos, diagramas de pozos, perforaciones y otros, que son parte fundamental del historial de la estación Pucuna, esto permite en caso de alguna consulta poder acceder con rapidez a soluciones de problemas no rutinarios que involucren diseño o construcción al igual que el funcionamiento de los equipos de operación.
- ✓ Se recomienda utilizar el gas que se queman en las teas como combustible para generadores, motores, etc. Con la finalidad de evitar la contaminación ambiental.
- ✓ De igual manera se recomienda utilizar motores que utilicen como combustible gas o petróleo para minimizar el consumo de diesel.
- ✓ Se sugiere implementar un tanque bota con las especificaciones necesarias para realizar pruebas contra tanque a los pozos productores en caso de no poderlos realizar en el separador de prueba.
- ✓ Se sugiere adecuar la piscina API para fluidos contaminados de tal manera que eviten la evaporización. Podría instalarse un sumidero cerrado con facilidades para evacuar el fluido con un vacuum.
- ✓ Se debería programar una capacitación trimestral de ser el caso a todo el personal que trabaja en el área a fin de mantener siempre informado de las operaciones y su forma de ejecución, al igual que retroalimentarse de los comentarios o acotaciones que realicen ellos como dueños del proceso para seguir mejorando el manual de operaciones presentado.
- ✓ Este tipo de trabajos debería realizarse a nivel de todas las estaciones de producción, ya que debe constituirse en parte fundamental del sistema de operaciones de todas las estaciones, ya que el conocimiento documentado permite disminuir los tiempos de capacitación a nuevos operadores y facilita el que ellos por iniciativa propia puedan buscar el mejorar su grado de conocimiento a fin de optimizarlo.

- ✓ Es recomendable se realicen continuamente evaluaciones de conocimiento a fin de ver que tanto compromiso existe por parte del personal para el mejoramiento de las operaciones.
- ✓ Todas estas recomendaciones redundaran en beneficio de la empresa si son aplicadas ya que un conocimiento claro de las operaciones reduce pérdidas por tiempos muertos de operación o lo que es más crítico por paros debido en fallas de la operación.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

- ✓ **TANQUES DE ALMACENAJE DEL FLUIDO MOTRIZ Y FACILIDADES DE DESIDRATACION:** Los tanques de almacenaje deben ser los apropiados para proveer durante veinticuatro horas el fluido motriz hacia los pozos. En el caso de que el fluido motriz sea petróleo la deshidratación se realizará de manera química, eléctrica o combinada (química y eléctrica) a fin de eliminar las partículas de agua. La eliminación de los sedimentos como arena, trocitos de metal, herrumbres, debe ser efectiva con el fin de evitar problemas posteriores.
- ✓ **FLUIDO MOTRIZ:** Fluido encargado de proporcionar energía y ejecutar el funcionamiento de la bomba hidráulica.
- ✓ **TURBINA DE CAUDAL:** Este elemento es indispensable dentro del circuito en la superficie, ya que mediante el movimiento de la turbina producido por la energía cinética del fluido motriz presurizado, los alabes ubicados en la parte interior de este giran a gran velocidad, estas 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
- ✓ **VALVULA REGULADORA DE FLUJO:** La válvula reguladora de flujo o de control de flujo (VRF) sirve para normalizar el paso del fluido a ser inyectado al pozo y consecuentemente a la bomba
- ✓ **LINEAS DE ALTA PRESION:** Este tipo de tubería se la utiliza para conducir el fluido que será inyectado al pozo desde el tanque de almacenamiento hasta el cabezal del pozo, soporta una presión hasta los 5000 psi.

- ✓ **LINEAS DE BAJA PRESION:** Esta tubería es utilizada para conducir la producción de fluido del pozo desde el cabezal hasta la estación de producción., posee un margen de resistencia entre los 500 – 800 psi.
- ✓ **BOMBAS DE ALTA PRESION:** Las bombas de superficie comúnmente utilizadas son del tipo TRIPLEX, QUINTUPLEX, CAVIDAD PROGRESIVA, BOOSTER, etc. las mismas están diseñadas para proveer de fluido motriz hacia los pozos que utilizan este sistema.
- ✓ **MULTIPLE DE PRODUCCION (MANIFOLD):** En la estación de flujo y de recolección, el múltiple de producción representa un sistema de recibo al cual llegan las líneas de cada pozo productor asignado a cada estación
- ✓ **SISTEMA DE SEPARACION DE CRUDO (SEPARADORES):** Los separadores de petróleo y gas son recipientes cerrados que trabajan a presión con el fin de separar el líquido y el gas de una corriente combinada

SIMBOLOGÍA

✓ Símbolo	Definición
✓ API:	American Petroleum Institute
✓ BAPD:	Barriles de agua por día
✓ BFPD:	Barriles fluidos por día
✓ BH-JET:	Bombeo hidráulico tipo jet
✓ BIPD:	Barriles inyectados por día
✓ Bls:	Barriles
✓ BPPD:	Barriles de petróleo por día
✓ BSW:	Basic sediments and water
✓ BT:	Basaltena
✓ GOR:	Relación gas-petróleo
✓ Hi:	Hollín inferior
✓ HP:	Horse power
✓ HS:	Hollin superior
✓ Km:	Kilómetros
✓ Pb:	Presión de burbuja
✓ Psi:	Libra por pulgada cuadrada
✓ PUC:	Pucuna
✓ Ti:	Arena T inferior
✓ TS:	Arena T superior
✓ Ui:	Arena U inferior
✓ Us:	Arena U superior