

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE FORMACIÓN DE TECNÓLOGOS

ESTUDIO TÉCNICO DEL SISTEMA ELECTRÓNICO PARA CONTROLAR LA SEPARACIÓN AGUA - PETRÓLEO EN POZOS INTELIGENTES

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE TECNÓLOGO EN
ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES**

JUAN PABLO SARANGO SÁNCHEZ
juanpablo_sarango@yahoo.com

DIRECTOR: Ing. MÓNICA VINUEZA, Msc
monica.vinueza@epn.edu.ec

Quito, Septiembre del 2013

DECLARACIÓN

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

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

Juan Pablo Sarango Sánchez

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el señor: Juan Pablo Sarango Sánchez, bajo mi supervisión.

Ing. Mónica Vinuesa, Msc.

DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Expreso mis más sinceros agradecimientos, a la Ingeniera Mónica Vinueza, directora del proyecto.

A la Escuela de Formación de Tecnólogos, en especial a todos sus ingenieros que la conforman, gracias por compartir sus conocimientos brindados durante mi carrera estudiantil.

Agradezco a **DIOS**, por darme la oportunidad de culminar con satisfacción mi segunda carrera estudiantil obtenida en la prestigiosa, Escuela Politécnica Nacional, lo cual me enorgullece de ser parte, y por no limitar a sus estudiantes a demostrar todas sus capacidades.

A mi hermano el Ingeniero, Mauro Sarango Msc², por ser mi guía en esta hazaña alcanzada y al Ingeniero Álvaro Díaz, por brindarme su colaboración para la elaboración de este proyecto.

Pablo

DEDICATORIA

Este trabajo dedico al creador de todos los universos **DIOS**, por hacer de esto una realidad y a mi familia que siempre está conmigo, en especial a mi hermano Mauro por ser el mentor del cambio.

Pablo

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIII
PRESENTACIÓN.....	XIV
RESUMEN.....	XV
CAPÍTULO 1	
FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	1
1.1 DEFINICIÓN DE POZO INTELIGENTE.....	1
1.2 CLASIFICACIÓN DE POZOS.....	1
1.2.1 POZO INTELIGENTE.....	1
1.2.2 POZO SEMI INTELIGENTE.....	2
1.2.3 POZO CONVENCIONAL.....	2
1.3 ELEMENTOS.....	2
1.4 SEPARADOR DE FONDO INTELIGENTE.....	3
1.5 COMPONENTES DEL SISTEMA.....	4
1.6 PROCESO DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS.....	4
1.7 APLICACIONES.....	6
1.7.1 SEPARAR EL AGUA DEL PETRÓLEO EN FONDO DEL POZO...	6
1.7.2 POZO CON MULTILATELARES.....	8
1.7.3 PRODUCCIÓN DE DIFERENTES ZONAS.....	8
1.7.4 PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.....	10
1.7.4.1 Recuperación de petróleo con ondas vibratorias (DHVT).....	11

1.8 VENTAJAS.....	12
1.9 DESVENTAJAS.....	13
1.10 ESTRUCTURA.....	13
1.10.1 MODELO DE SAKOWSKI, ANDERSON AND FURUI.....	14
CAPÍTULO 2	
ELEMENTOS DE CONTROL Y MONITOREO.....	16
2.1 ELEMENTOS DE CONTROL.....	16
2.1.1 VÁLVULA DE CONTROL DE FLUJO.....	17
2.1.1.1 Válvula de activación hidráulica.....	17
2.1.1.2 Válvula de activación eléctrica.....	18
2.1.1.3 Líneas de control.....	19
2.1.2 MOTOR.....	20
2.1.2.1 Componentes del motor.....	21
2.1.2.2 Sello.....	22
2.1.2.2.1 Cámara tipo laberinto.....	23
2.1.2.2.2 Sello positivo o bolsa de goma.....	23
2.1.2.3 Intakes de la bomba.....	24
2.1.2.3.1 Succión estándar.....	24
2.1.2.3.2 Separador de gas.....	25
2.1.2.4 Cable de alimentación de energía.....	25
2.1.2.4.1 Pothead.....	26
2.1.2.4.2 Construcción.....	27
2.1.2.4.3 Consideraciones para seleccionar el cable.....	28
2.1.3 BOMBA CENTRÍFUGA.....	29
2.1.3.1 Funcionamiento.....	29
2.1.4 SEPARADOR HIDROCICLÓN.....	31
2.1.4.1 Geometría del hidrociclón.....	31
2.1.4.1.1 Cámara de entrada y sección de reducción.....	32

2.1.4.1.2	<i>Sección de separación</i>	33
2.1.4.1.3	<i>Sección de longitud final</i>	33
2.1.4.2	Fenómeno físico de la separación.....	33
2.1.4.3	Parámetro de control crítico (PDR).....	35
2.1.5	VÁLVULA CHECK.....	36
2.1.6	PACKER DE SEPARACIÓN DE ZONAS.....	36
2.1.6.1	Selección.....	38
2.1.6.2	Tipos de packers.....	38
2.1.6.2.1	<i>Recuperables</i>	38
2.1.6.2.2	<i>Permanentes</i>	39
2.2	ELEMENTOS DE MONITOREO.....	40
2.2.1	SENSORES.....	41
2.2.1.1	Definición.....	41
2.2.1.2	Conversión de análogo a digital ADC.....	41
2.2.1.3	Conversión de digital a análogo DAC.....	42
2.2.1.4	Sensores de monitoreo permanente.....	42
2.2.1.4.1	<i>Sensores cuarzo electrónicos</i>	45
2.2.1.4.1.1	<i>Sensores de cuarzo no resonantes</i>	46
2.2.1.4.1.2	<i>Sensores de cuarzo resonantes</i>	47
2.2.1.4.2	<i>Medidores de fibra óptica</i>	47
2.2.1.4.2.1	<i>Sensor de presión de fibra óptica</i>	48
2.2.1.4.2.2	<i>Sensores distribuidos de temperatura DTs</i>	49
2.2.2	VARIADOR DE FRECUENCIA.....	49
2.2.2.1	Etapa Conversora.....	50
2.2.2.2	Filtrado.....	50
2.2.2.3	Inversora.....	51
2.2.2.4	Caja de venteo.....	51
2.2.3	FIBRA ÓPTICA.....	51
2.2.3.1	Principio de operación.....	52
2.2.3.1.1	<i>Multimodo</i>	53

2.2.3.1.2 <i>Monomodo</i>	53
CAPÍTULO 3	
SISTEMA ELECTRÓNICO PARA CONTROLAR LA SEPARACIÓN AGUA – PETRÓLEO.....	55
3.1 DISEÑO DEL SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL.....	56
3.1.1 MONITOREO.....	56
3.1.1.1 Parámetros a monitorear.....	57
3.1.2 CONTROL.....	57
3.1.2.1 Unidad de control.....	58
3.1.2.1.1 <i>Funcionamiento</i>	58
3.1.2.2 Unidad terminal remota (RTU).....	58
3.1.2.2.1 <i>Arquitectura del RTU</i>	59
3.1.2.2.2 <i>Medios de transmisión</i>	60
3.1.3 CONSIDERACIONES DE DISEÑO.....	61
3.1.3.1 Electrónica de fondo.....	61
3.1.3.2 Parámetros de producción.....	63
3.1.4 INSTRUMENTACIÓN.....	63
3.2 SISTEMA PARA LA ADQUISICIÓN DE DATOS.....	64
3.2.1 DISTRIBUCIÓN DE SENSORES.....	65
3.3 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRÓNICO.....	66
3.3.1 EQUIPO PARA LA SEPARACIÓN.....	67
3.3.2 REDUCCIÓN DE AGUA.....	68
3.3.3 FUNCIONAMIENTO.....	68
3.4 SISTEMA ELECTRÓNICO.....	71
3.4.1 TRANSMISIÓN DE SEÑAL.....	71
3.4.2 PROBLEMAS QUE AFECTAN AL SISTEMA ELECTRÓNICO.....	72
CAPÍTULO 4	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	73

4.1 CONCLUSIONES.....	73
4.2 RECOMENDACIONES.....	74
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	75
GLOSARIO DE TÉRMINOS UTILIZADOS.....	77
ANEXO.....	79

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 ELEMENTOS QUE CONFORMAN EL SISTEMA.....	2
FIGURA 1.2 SISTEMA INTELIGENTE.....	3
FIGURA 1.3 ESQUEMA PARA LA ADQUISICIÓN DE DATOS.....	5
FIGURA 1.4 SISTEMA DHOWS.....	7
FIGURA 1.5 POZO CON MULTILATERALES.....	8
FIGURA 1.6 DIFERENTES ZONAS.....	9
FIGURA 1.7 RECUPERACIÓN MEJORADA.....	10
FIGURA 1.8 RECUPERACIÓN CON ONDAS VIBRATORIAS.....	11
FIGURA 1.9 POZO PRODUCTOR DE VARIAS ZONAS.....	12
FIGURA 1.10 MODELO DE SAKOWSKI, ANDERSON Y FURUI.....	14
FIGURA 2.1 VÁLVULA HIDRÁULICA.....	17
FIGURA 2.2 VÁLVULA ELÉCTRICA.....	18
FIGURA 2.3 CONECTOR.....	19
FIGURA 2.4 ESTATOR Y ROTOR.....	20
FIGURA 2.5 MOTOR.....	22
FIGURA 2.6 SELLO TIPO LABERINTO.....	23
FIGURA 2.7 SELLO DE BOLSA DE GOMA.....	24
FIGURA 2.8 ESTÁNDAR Y SEPARADOR DE GAS.....	25
FIGURA 2.9 POTHEAD.....	26
FIGURA 2.10 TIPOS DE CABLES.....	27
FIGURA 2.11 ETAPA DE BOMBA.....	29
FIGURA 2.12 CURVA DEL SISTEMA.....	30
FIGURA 2.13 MODELOS DE HIDROCICLÓN.....	32
FIGURA 2.14 MOVIMIENTOS DE GIRO DENTRO DEL HIDROCICLÓN.....	34
FIGURA 2.15 TIPOS DE CONFIGURACIÓN.....	35
FIGURA 2.16 PDR.....	35
FIGURA 2.17 VÁLVULA CHECK.....	36
FIGURA 2.18 COMPONENTES DEL PACKER.....	37

FIGURA 2.19 PACKER TIPO FH.....	39
FIGURA 2.20 CONVERSIÓN DE ANÁLOGO A DIGITAL.....	41
FIGURA 2.21 CONVERSIÓN DE DIGITAL A ANÁLOGO.....	42
FIGURA 2.22 SENSOR DE PRESIÓN PERMANENTE.....	43
FIGURA 2.23 SENSOR DTS.....	44
FIGURA 2.24 SENSOR DE CUARZO.....	45
FIGURA 2.25 SENSOR CAPACITIVO.....	46
FIGURA 2.26 TUBO BURDON.....	47
FIGURA 2.27 FIBER – BRAGGS.....	48
FIGURA 2.28 SENSOR DE FABRY – PEROT.....	48
FIGURA 2.29 BACKSCATTER.....	49
FIGURA 2.30 DIAGRAMA DE BLOQUES DE VSD.....	49
FIGURA 2.31 PUENTE DE DIODOS PARA VSD DE 6 Y 12 PULSOS.....	50
FIGURA 2.32 ELEMENTOS DE SUPERFICIE DEL SISTEMA BES.....	51
FIGURA 2.33 LEY DE SNELL.....	53
FIGURA 2.34 FIBRA MULTIMODO.....	53
FIGURA 2.35 FIBRA MONOMODO.....	54
FIGURA 3.1 PRESIONES DEL SEPARADOR.....	56
FIGURA 3.2 UNIDAD DE CONTROL.....	57
FIGURA 3.3 RTU.....	59
FIGURA 3.4 CONSIDERACIONES DE DISEÑO.....	61
FIGURA 3.5 CONEXIÓN EN CABEZA DE POZO.....	63
FIGURA 3.6 ADQUISICIÓN DE DATOS.....	65
FIGURA 3.7 DISTRIBUCIÓN DE SENSORES.....	66
FIGURA 3.8 SISTEMA ELÉCTRICO/ELECTRÓNICO.....	67
FIGURA 3.9 REDUCCIÓN DE AGUA.....	69
FIGURA 3.10 TELEMETRÍA DE FONDO.....	70
FIGURA 3.11 CONFIGURACIÓN PARA TRANSMITIR DATOS.....	71

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1 MÉTODOS DE ACTIVACIÓN.....	17
TABLA 2.2 LÍNEAS DE CONTROL.....	19
TABLA 2.3 ESPECIFICACIONES DE CABLE.....	28
TABLA 2.4 APLICACIÓN DE LOS SENSORES.....	42
TABLA 2.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS SENSORES.....	47
TABLA 3.1 EQUIPO BES.....	68

PRESENTACIÓN

El gran problema que la industria del petróleo presenta en la etapa de producción es la excesiva cantidad de agua que se tiene en superficie, causando una variedad de problemas y la solución más simple es cerrar el pozo. Hoy en día tecnologías existentes conocidas con el nombre de pozos inteligentes son aplicadas con el objetivo principal de optimizar la producción presentando aplicaciones especiales. Uno de los usos es separar el agua del petróleo en fondo y producir con mínimas cantidades de agua y evitar el cierre del pozo.

El proceso es completamente automatizado, así el sistema electrónico de control está integrado por elementos de superficie y de fondo, utilizados para mantener correctamente la separación, contiene: sensores, válvulas de control de flujo, sistema de levantamiento por bombeo eléctrico sumergible (BES), separador hidrociclón y telemetría.

El estudio técnico desarrollado es una propuesta de diseño para el sistema electrónico que controla de manera más eficiente la separación agua-petróleo, en el pozo Shuara – 12; diseño que se concentra en la aplicación de sensores de presión instalados en el cuerpo del hidrociclón, monitorean presión de entrada, salida superior e inferior, obteniendo datos empleados para correlacionar y determinar la diferencia de presión que se genera en el interior del separador.

La tecnología aplicada para transmitir y recibir la información desde el fondo y hacia la superficie es de fibra óptica del tipo monomodo, con estándares de transmisión de datos, Gigabit Ethernet, codificación de línea de no retorno a cero NRZ y la información de superficie se envía a través de enlaces satelitales, mediante modulación de espectro disperso hacia los centros de control a distancia.

RESUMEN

El presente proyecto está dividido en cuatro capítulos los cuales se concentran a detalle en el estudio técnico para realizar el diseño del sistema electrónico para controlar la separación agua-petróleo en pozos inteligentes especialmente para el pozo SHU-12, que tiene alta producción de agua.

En el capítulo uno se presenta una breve descripción de todo el funcionamiento de los pozos inteligentes, componentes del sistema que conforman para convertir un pozo convencional en inteligente; también el proceso que se debe seguir para realizar el control y la adquisición de los datos, para finalizar con las aplicaciones y los modelos que son empleados para este tipo de tecnologías.

Los elementos de control y monitoreo es tratado en el capítulo dos donde se detalla cada elemento y las funciones que cumplen. Los de control están integrados por, válvula de control de flujo, motor, bomba centrífuga, separador hidrociclón, válvula check, packer de separación de zonas y los de monitoreo por sensores, variador de frecuencia, y fibra óptica

El sistema electrónico propuesto para controlar la separación agua – petróleo, está orientado en el capítulo tres, se presentan las variables físicas a monitorear, consideraciones técnicas para realizar el diseño tanto de control como para la adquisición de los datos. Se presenta el funcionamiento del sistema electrónico que permitirá transmitir los datos desde el fondo del pozo hacia la superficie, y desde estos hasta los centros de control a distancia y por ultimo se presenta las posibles limitaciones que afectarían al sistema.

Finalmente en el capítulo cuatro se presentan las conclusiones y recomendaciones del proyecto.

CAPÍTULO 1

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

1.1 EL PETRÓLEO

La palabra “Petróleo” proviene del latín Petra (piedra) y Oleum (aceite), que quiere decir aceite de piedra, se compone de dos elementos principales: hidrógeno y carbono que se encuentra en los tres estados físicos: sólido, líquido y gaseoso, según su composición, temperatura y presión a la que esté sometido. Localizado en el subsuelo en formaciones de tipo arenoso, ocupando los espacios porosos que existen entre los granos que constituyen la roca su color varía entre el ámbar y el negro, su densidad es menor que la del agua¹.

Para extraer este hidrocarburo se lo realiza en cuatro etapas diferentes que son: Exploración, perforación, producción y refinación.

1.1.1 EXPLORACIÓN

La exploración se define como el conjunto de actividades realizadas en campo, que tienen como objetivo la búsqueda y localización de yacimientos. Dependiendo de la forma en que se obtiene la información, los métodos de exploración se dividen en dos grupos, indirectos y los directos.

- En los primeros se adquieren datos del subsuelo desde la superficie y se interpretan para conocer sobre las formaciones, su estructura y clasificación

¹<http://es.scribd.com/doc/26573841/Perforacion-de-Pozos-Petroleros>

de las rocas, lo cual lleva a establecer la existencia de trampas estructurales que contienen hidrocarburos.

- Los métodos directos, la información proviene del análisis de las muestras de roca obtenidas durante la perforación del pozo; así como de registros obtenidos a través de sondas eléctricas, electrónicas o sónicas que se introducen en el pozo durante la perforación.

1.1.2 PERFORACIÓN

La perforación del pozo en tierra o mar consiste en la penetración de las diversas capas de roca hasta llegar a las arenas productivas. En la antigüedad este proceso se hacía mediante el golpeteo del suelo con algún material duro, se retiraban los recortes y se continuaba con la operación. En 1859 se inició a perforar manteniendo la broca todo el tiempo en contacto con la roca y no como el método por percusión². Actualmente este método es el más utilizado, con la única variante que utiliza un sistema de circulación de lodo, teniendo diferentes funciones así una de estas es levantar los recortes generados por la trituración de la roca hasta la superficie.

1.1.3 PRODUCCIÓN

La producción inicia una vez que el pozo ha sido perforado en su totalidad hasta llegar a las arenas productivas, posterior a este proceso se evalúa el pozo para conocer la presión de reservorio, dato necesario para diseñar el método de levantamiento artificial para levantar los fluidos desde el fondo hasta la superficie los más utilizados son bombeo mecánico, cavidad progresiva, gas lift y bombeo eléctrico sumergible, actualmente la industria del petróleo está aplicando procesos de automatización para obtener información a tiempo real de la producción, sistema conocido como pozo inteligente.

² <http://es.scribd.com/doc/26573841/Perforacion-de-Pozos-Petroleros>

1.1.4 REFINACIÓN

Es el proceso final donde se obtienen los diferentes productos derivados del petróleo que es transportado por oleoductos o en buques cisternas hasta las refinerías y plantas petroquímicas.

1.2 DEFINICIÓN DE POZO INTELIGENTE ^{[13], [16], [27]}

Pozo que posee instrumentación electrónica en fondo y superficie, para monitorear y controlar lo que está sucediendo a tiempo real, teniendo como objetivo principal optimizar la producción de petróleo y evitar parar el pozo por posibles problemas que se presentan en la producción, mediante el uso de elementos de monitoreo y control que van instalados en el fondo, con los que se obtiene información de presión, temperatura y caudal, etc. Los principales elementos del sistema son los siguientes:

- Válvula de control de flujo
- Válvula check
- Packer de separación de zonas
- Sensores
- Fibra óptica
- Sistema de bombeo eléctrico sumergible

1.3 CLASIFICACIÓN DE POZOS ^[16]

Conforme a la instrumentación que posea el pozo se los clasifica en: inteligentes, semi - inteligentes y convencionales.

1.3.1 POZO INTELIGENTE

- Interacción continua

- Monitoreo y control automático
- Mantiene una comunicación continua entre el fondo y la superficie

1.3.2 POZO SEMI INTELIGENTE

- Interacción manual y limitada
- Monitoreo intermitente
- Comunicación intermitente de fondo con la superficie

1.3.3 POZO CONVENCIONAL

- Interacción limitada con elementos de operación manual

1.4 ELEMENTOS

Sistema de pozo inteligente desarrollado a inicios de los años noventa, apareciendo con la primera aplicación comercial llamado SCRAMS (*Surface Controlled Analysis and Management System*), aplicado en 1996 en la plataforma marina Saga`s Snorre TLP, en el mar del norte – Noruega.

Los elementos que integran este sistema se muestra en la figura 1.1.

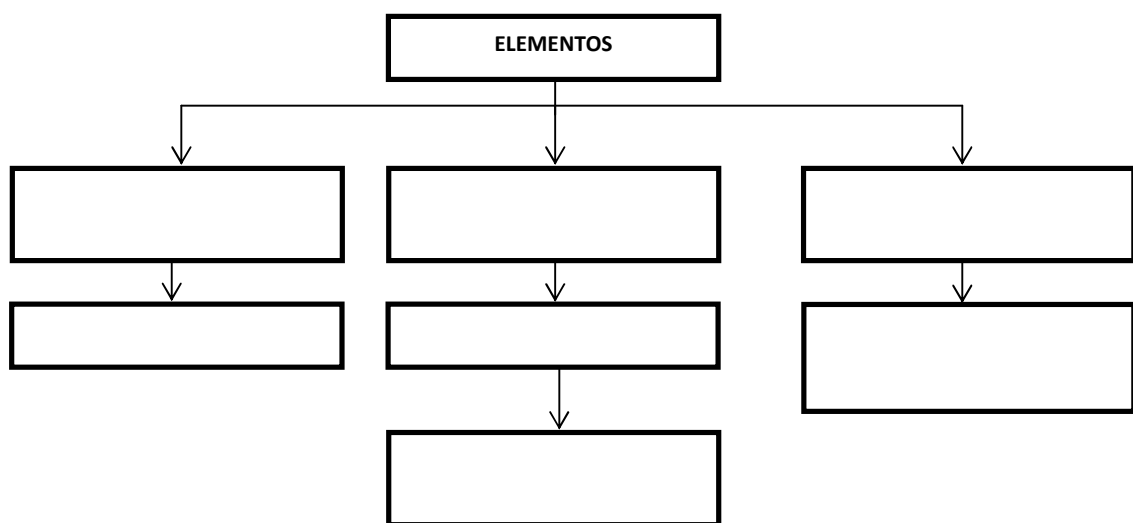


Figura1.1 Elementos que conforman el sistema ^[20]

SCRAMS permite operar remotamente el pozo y obtener datos de presión y temperatura de cada zona de producción en tiempo real. Datos que son empleados para optimizar el reservorio y mejorar el manejo del mismo. SCRAMS es típicamente usado para controlar el flujo mediante válvulas de control que regulan el caudal en cada zona productora.

El equipo de fondo y las válvulas son controlables mediante el sistema de monitoreo y control de fondo permanente. El sistema inteligente es capaz de coleccionar y transmitir datos para su análisis de producción del reservorio. Permitiendo tener un control más selectivo de cada zona y optimizar los procesos de producción sin intervención física.

Para tener un control completo se requieren los siguientes elementos generales como: herramientas de control de flujo, packers para el espaciado de zonas de producción y/o reinyección, control, comunicación, cables de energía y sensores de fondo. Sistemas de control de fondo que son activados de manera hidráulica o eléctrica

1.5 SEPARADOR DE FONDO INTELIGENTE^[22]

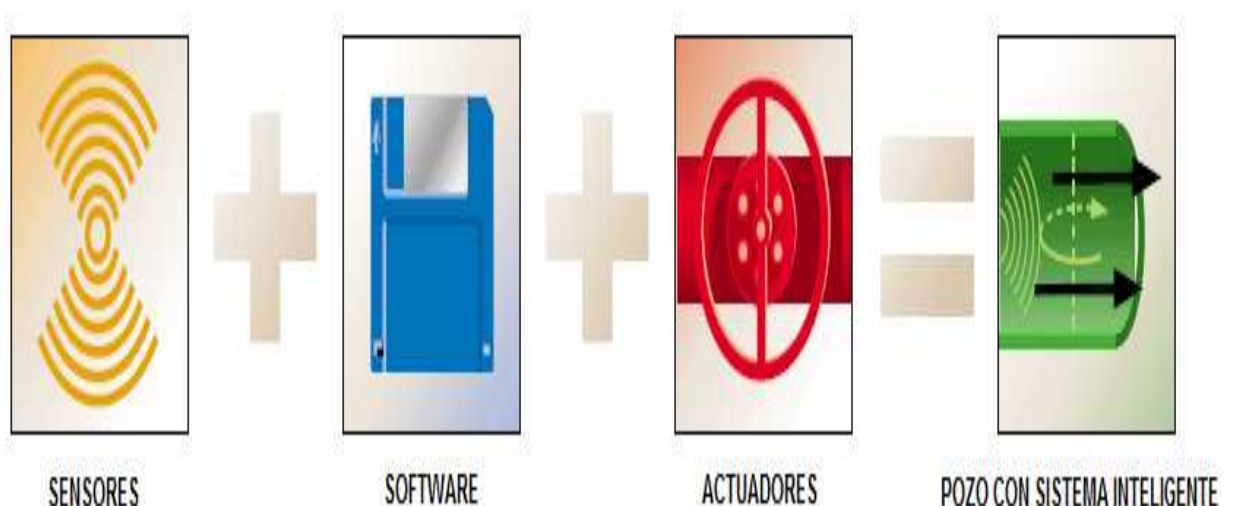


Figura 1.2 Sistema inteligente^[3]

El sistema inteligente monitorea y controla de forma remota los fluidos de la formación del pozo tanto en la zona de producción como para la de reinyección. Pozo que se convierte en inteligente con la instalación de elementos electrónicos, software para la adquisición de datos, medios de transmisión y herramientas de control, la figura 1.2 muestra el esquema del sistema.

1.6 COMPONENTES DEL SISTEMA^[6]

El sistema está compuesto por elementos de superficie y de fondo. Los elementos de superficie incluye un microprocesador para la adquisición de datos y un módulo de control, display de operación, hardware para comunicación de fondo con la superficie y los de superficie que suministran la energía para el control del sistema en el fondo del pozo, los datos son recibidos desde los sensores que van instalados en la tubería de producción para obtener parámetros básicos de presión y temperatura.

El sistema DHOWS (*Downhole oil water separation*) emplea todos los componentes de un sistema inteligente: sensores, sistema de levantamiento artificial de bombeo eléctrico sumergible, separador hidrociclón y software de control.

1.7 PROCESO DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS^{[6],[16],[18]}

El proceso de control y adquisición de datos permite obtener información y diagnosticar las condiciones de operación del pozo como:

- Temperatura de fondo del pozo.
- Presión de reservorio.
- Condiciones del equipo en especial para: motor, variador y sensores.
- Rata de flujo, corte de agua, velocidad de bombeo, presión de cabeza, presión de inyección, presión de intake, presión de entrada y salida del separador, caudal de agua de inyección y rata de producción, etc.

Con la información adquirida con el equipo de fondo se realiza un análisis más real de la separación, con lo que se determina:

- Volúmenes y presión de inyección.
- Estado del reservorio.
- Condiciones de separación.
- Calidad del agua que se está reinyectando.
- Contenido de arena y gas dentro de los hidrociclones.

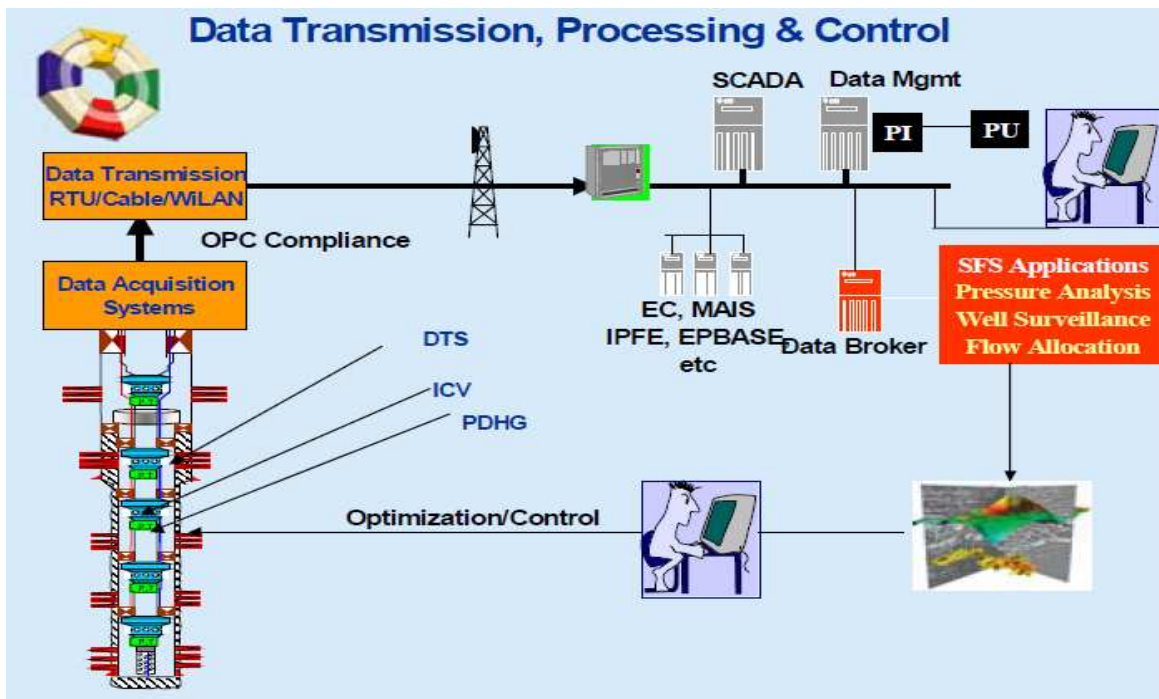


Figura 1.3 Esquema para la adquisición de datos [1], [4], [8], [16]

El proceso completo para la adquisición de los datos se ilustra en la figura 1.3, los cuales son obtenidos desde el fondo del pozo y enviados hasta los centros de almacenamiento de datos. Adquiridos mediante los elementos electrónicos DTSS (*Distributed Temperature Sensors*), PDHG (*Permanent downhole Gages*), que son colocados en la tubería de producción y transmitidos por medio de cable o fibra óptica hacia la superficie y ser enviados desde la unidad de transmisión remota

RTU (*Remote Transmition Unit*) por Cable o WiLAN, hasta los servidores de almacenamiento de datos para su posterior disponibilidad de los usuarios correspondientes.

1.8 APLICACIONES^{[9], [22]}

Sistema aplicable para mejorar la producción del pozo, presentando aplicaciones especiales en procesos de recuperación mejorada y en sistemas de separación DHOWS. La geometría del pozo no es un inconveniente en esta tecnología que es diseñada para pozos verticales, horizontales y multilaterales. Permitiendo producir en yacimientos de diferente estructura geológica, con mecanismo de empuje hidráulico y gas.

1.8.1 SEPARAR EL AGUA DEL PETRÓLEO EN EL FONDO DEL POZO

El sistema que separa el agua del petróleo, es aplicable a pozos que presentan alto corte de agua, relación agua petróleo (RAP) superior a 8 y con una producción mínima de 1260 BFPD (Barriles de fluido por día). La separación es adaptable para métodos de levantamiento de bombeo eléctrico sumergible (BES), bombeo mecánico y en bombas de cavidad progresiva, presentando mejores resultados para el sistema BES. La separación de fluidos se logra con la aplicación de un separador tipo hidrociclón, de forma cilíndrica y alargada con capacidad de separar hasta 2000 BFPD, dependiendo del número que se empleen a estos elementos se los configura dentro de un encapsulado conocido como caja negra (*black box*) los que se encuentran dentro, en serie o en paralelo.

El fenómeno de la separación es por efecto de la fuerza centrífuga que se genera por la inyección tangencial de los fluidos hacia el interior del separador, siendo el agua la fase más densa la cual tiende a salir por la parte inferior y el petróleo la fase menos densa sale por el orificio superior hacia la superficie. El agua que es separada es reinyectada hacia una zona de depósito o arena para la cual puede estar sobre o

bajo la zona de producción. El diagrama de la figura 1.4 muestra la ubicación de cada uno de los componentes con los que se realiza la separación.

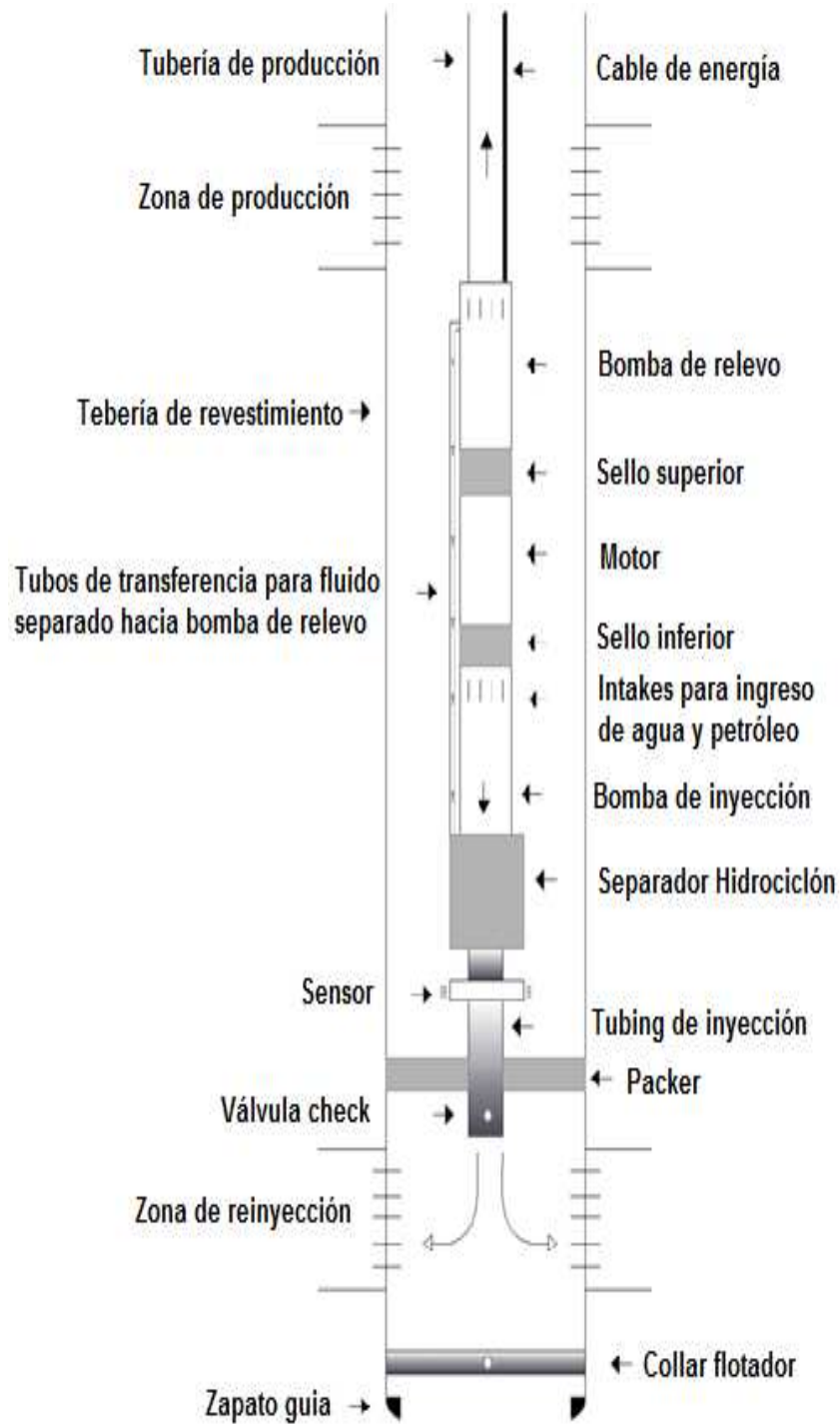


Figura 1.4 Sistema Dhows ^[20]

1.8.2 POZO CON MULTIRATELARES^[12]

La geometría de un pozo depende básicamente de la geología en la que se encuentran los yacimientos para ser explotados, tanto así que un pozo con multi laterales o brazos son diseñados para producir de diferentes arenas productivas, evitando perforar pozos verticales.

La estructura y la geometría que estos pozos presentan, se muestra en la figura 1.5, así unos de sus beneficios en este tipo de pozos es para producir con bajos cortes de agua evitando la conificación de agua, cuando están sustentados por empuje hidráulico.

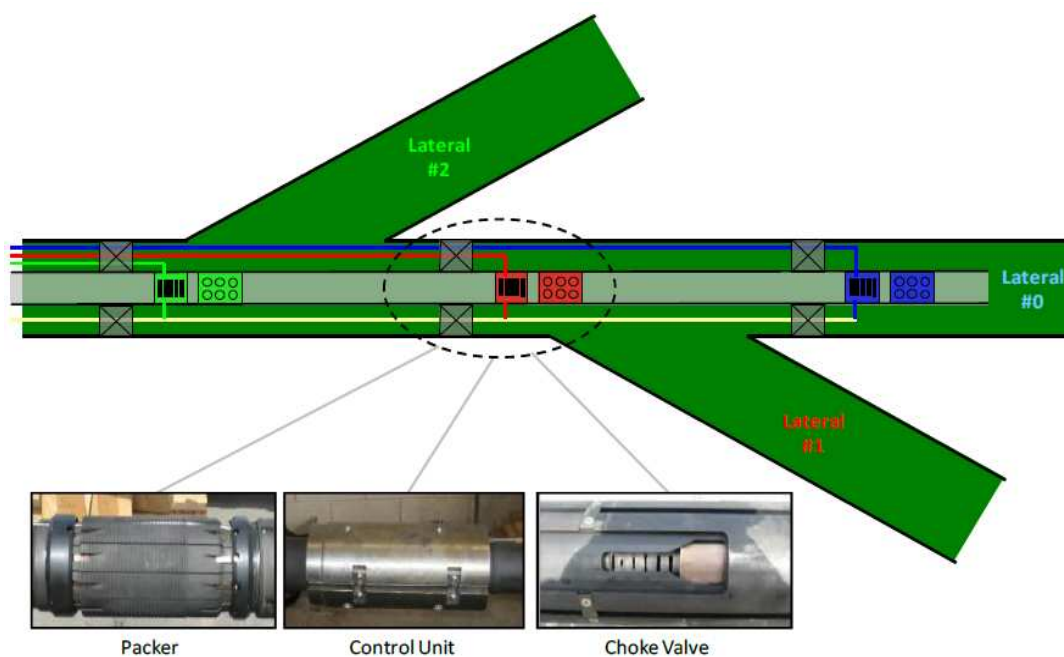


Figura 1.5 Pozo con Multilaterales ^{[8], [16]}

1.8.3 PRODUCCIÓN DE DIFERENTES ZONAS^[16]

La aplicación del sistema para pozos verticales, es de gran importancia debido a que con un solo pozo es posible producir diferentes arenas o zonas de producción, así una configuración típica con este sistema en un pozo vertical, se presenta en la

figura 1.6, ubicando un packer y evitando asentar este en un cuello de casing, el cual cumple la función de separar las zonas de producción, para posteriormente colocar las válvulas de control de flujo y la instrumentación de fondo de las zonas superiores.

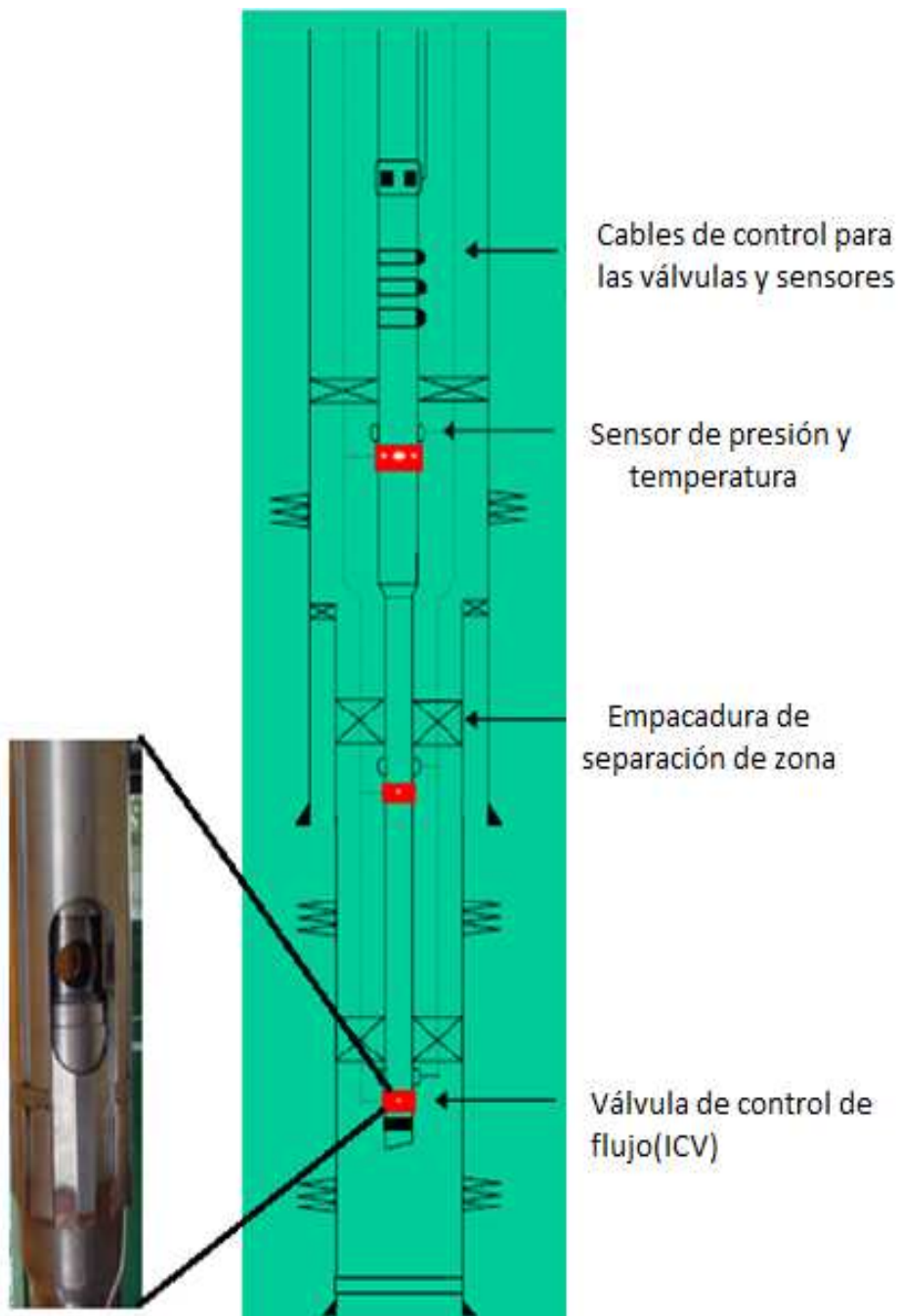


Figura1.6 Diferentes zonas ^[9]

En este tipo de pozos las ventajas principales es evitar la construcción de nuevos pozos y las facilidades de superficies que conlleva uno convencional. La rentabilidad de este sistema para este tipo de pozos básicamente depende del volumen de reservas que presenten las arenas de producción y de sus propiedades petrofísicas del yacimiento. El método de levantamiento empleado para producir es por bombeo eléctrico sumergible (BES).

1.8.4 PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA ^[8]

Los procesos de recuperación mejorada se los emplea después que ya ha sido explotado el pozo a través de métodos de recuperación primaria o convencional, ya que del 100% de las reservas calculadas el 60% aproximado se queda en el yacimiento.

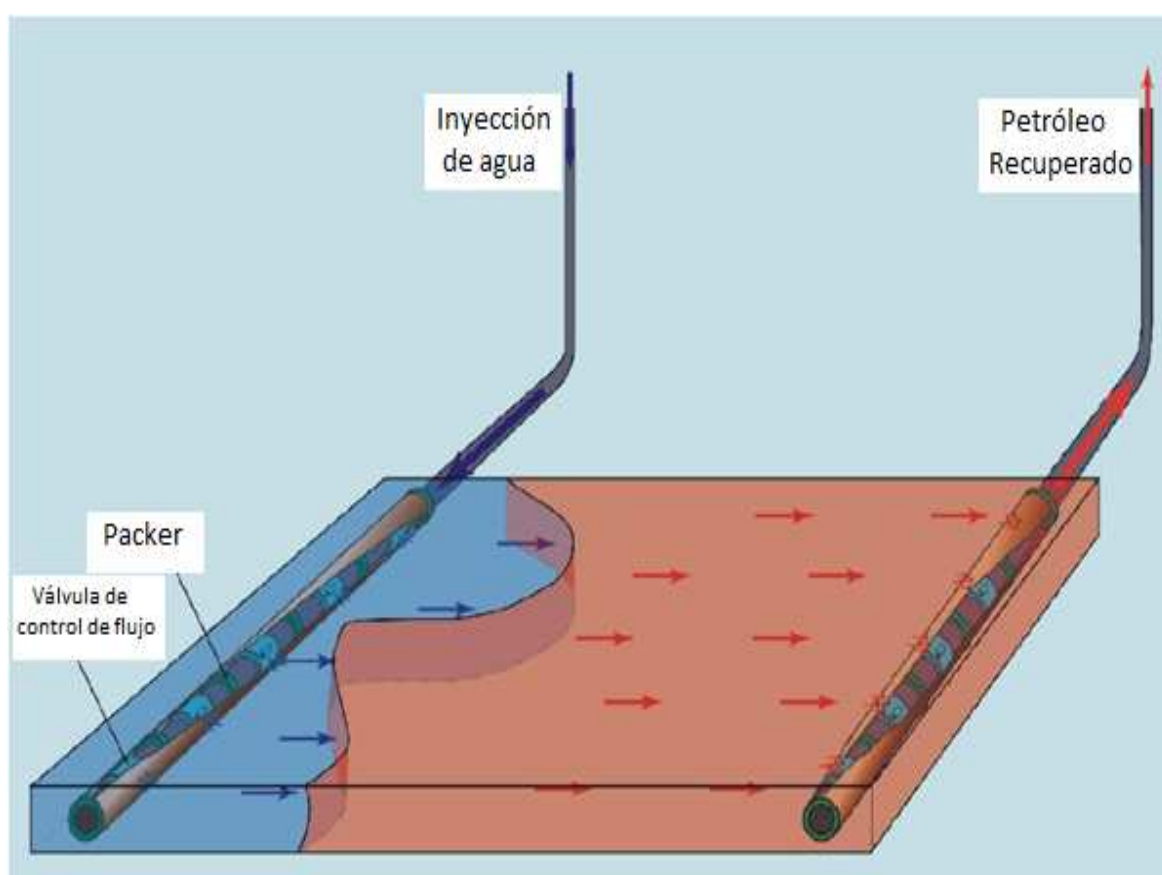


Figura 1.7 Proceso de recuperación mejorada ^[9]

Por lo cual es importante recuperar estas reservas, existen actualmente varios métodos para realizar este tipo de procesos tales como la inyección de químicos, agua, gas, vapor y procesos térmicos, con los que se logra disminuir la viscosidad del fluido más denso (petróleo) y aumentar la del más liviano (agua), aumentando la eficiencia del barrido del petróleo remanente que se encuentra en el yacimiento. El sistema inteligente para este tipo de procesos se aplica en el pozo de inyección ya que con este se controla el volumen de fluido que se está reinyectando para crear el barrido hacia el de producción.

1.8.4.1 Recuperación de petróleo con ondas vibratorias (DHVT)

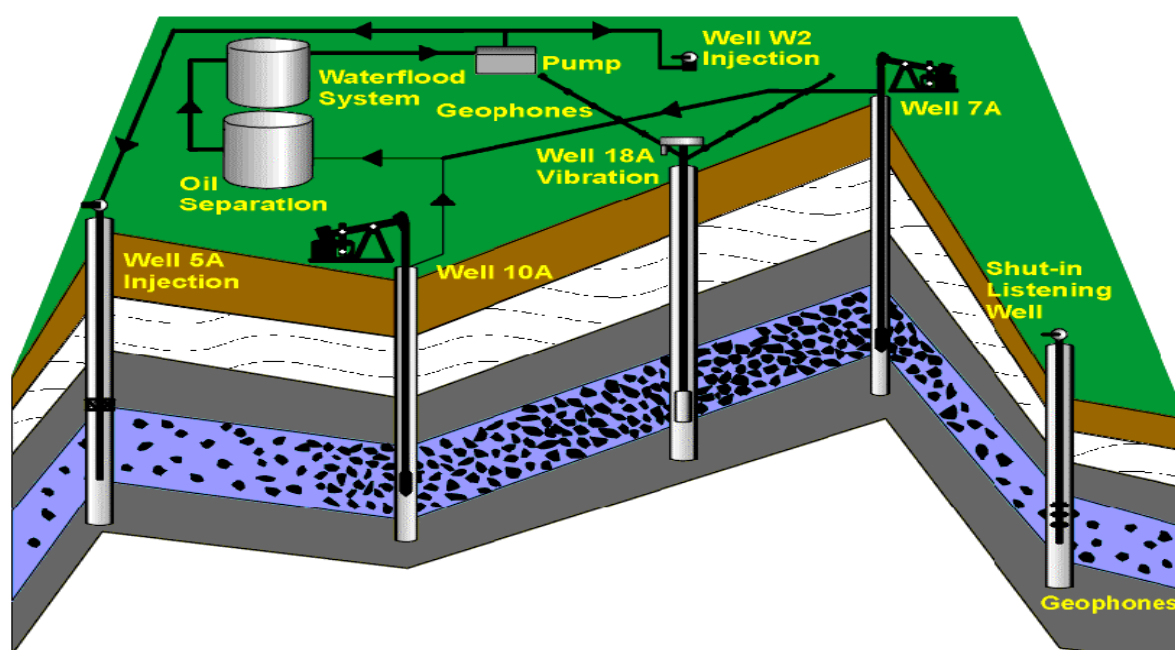


Figura 1.8 Recuperación con ondas vibratorias [6], [9], [26]

Proceso de recuperación que permite recuperar petróleo remanente, que se realiza por medio de la instalación del sistema DHVT (*Downhole vibration tool*), es una herramienta que genera ondas, obteniendo cambios en las características de los fluidos, incluyendo las fuerzas gravitacionales y capilares, haciendo que las partículas de petróleo que se encuentran dentro del espacio poroso de la roca sean removidas y atrapadas por el frente de agua que está siendo inyectado y empujado

hacia el pozo de producción; las ondas que son generadas se encuentran bajo los límites de presión de fractura con el fin de evitar fracturar al reservorio.

La figura 1.8 indica este proceso, que consta de pozos de inyección de agua, de producción y un pozo para la instalación del sistema de generación de ondas que se encuentra entre los pozos de producción y de esta manera se mejora el movimiento de los fluidos.

1.9 VENTAJAS

Estas tecnologías presentan ventajas en comparación con los pozos convencionales en varias etapas, presentando una mayor aplicación en las áreas de perforación, producción y en el manejo de facilidades de superficie, siendo sus principales beneficios en la obtención de datos en tiempo real.

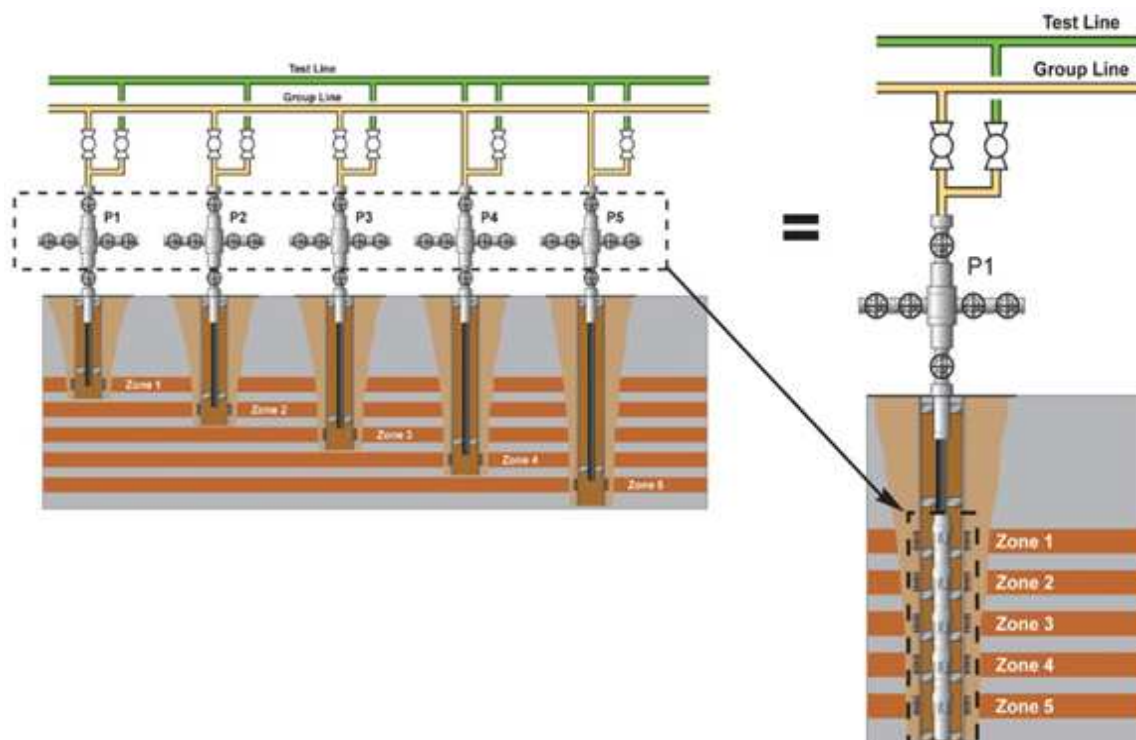


Figura 1.9 Pozo productor de varias zonas ^{[1], [4]}

Obteniendo información de: presión, temperatura, flujo, frecuencia, voltaje, corriente y producción diaria de agua, petróleo y gas. Con toda esta información disponible se tiene un desarrollo más adecuado del campo y del pozo. La figura 1.9 presenta un pozo vertical inteligente el que reemplaza a cinco pozos convencionales verticales.

Así las principales ventajas con este sistema son las siguientes:

- Disminuye la construcción de nuevas facilidades en la superficie
- Permite mantener un control del corte de agua en pozos de producción verticales y horizontales
- La producción se la realiza de diferentes zonas
- Incrementa la producción del pozo
- Se acelera la producción
- Se evita parar el pozo por trabajos rutinarios
- Reduce la contaminación al ambiente

1.10 DESVENTAJAS

La principal desventaja que se presenta para este tipo de tecnologías son los costos que van asociados al equipo de control de fondo y telemetría, presentando mayor costo en las ICV (*Inflow Control Valve*), infraestructura digital y en personal especializado.

1.11 ESTRUCTURA^[4]

Para este tipo de tecnologías la estructura y el orden a seguir para la ejecución de este sistema se han realizado flujogramas desarrollados por autores como Sakowski, Anderson y Furui, desarrollaron un modelo que se enfoca principalmente en el comportamiento y desarrollo del reservorio.

1.11.1 MODELO DE SAKOWSKI, ANDERSON AND FURUI

El flujograma de la figura 1.10, tiene aplicación en proyectos que presentan un énfasis en el desarrollo del reservorio. Así para el diseño de los SWI (*Smart well intelligent*), el principal factor es el análisis nodal para determinar el caudal de flujo que aporta cada arena de producción y dimensionar las ICV (*Inflow control valve*).

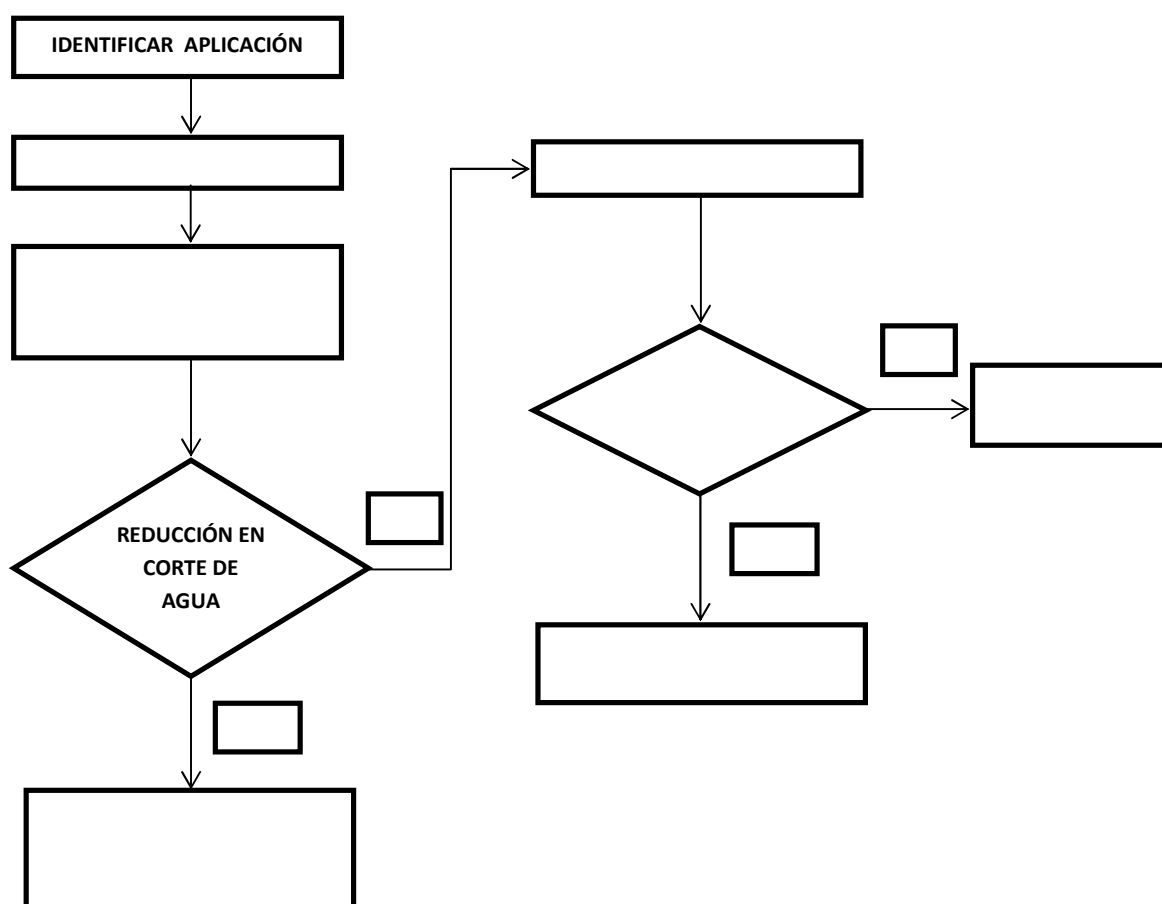


Figura1.10 Modelo de Sakowski, Anderson y Furui ^{[1],[4],[9]}

La aplicación del modelo de Sakowski, Anderson y Furui, inicia con la identificación de las causas que están generando los altos cortes de agua a la producción del pozo tales pueden ser por: conificación, rotura de casing, fracturas en cemento, canalización multicapa, etc. Estas son identificadas con las curvas logarítmicas tipo

Chang, una vez identificada la causa del problema se procede a definir la arquitectura del sistema para separar el agua del petróleo ya sea en la superficie o en el fondo, separación que se da por métodos centrífugos o por la aplicación de polímeros teniendo gran efectividad los centrífugos en pozos con RAP (Relación Agua Petróleo) sobre el 80% y que estén produciendo con el sistema de bombeo eléctrico sumergible BES, aprovechando toda la infraestructura eléctrica instalada en el pozo para la conversión a inteligente.

La separación de agua se realiza bajo los modelos de hidrociclones de Colman y Young; acorde con la configuración que más se adopte al pozo, a esta se seleccionara tipo serie o paralelo para encapsular los separadores; si la reducción de agua está en un 50% de su volumen original se considera económicamente rentable para su ejecución.

CAPÍTULO 2

ELEMENTOS DE CONTROL Y MONITOREO

Estos elementos son utilizados tanto para realizar el control como el monitoreo, con lo cual se obtiene información de parámetros utilizados para interpretar lo que está sucediendo en el pozo y el comportamiento de la producción.

Tiene una gran aplicación para el sistema de separación en fondo DHOWS (*Downhole Oil Water Separation*), logrando un control de la separación en la reinyección y para evitar problemas que se generan con el agua producida. La aplicación de estos elementos permite tener un control del avance de agua en pozos con mecanismos de impulsión de agua.

2.1 ELEMENTOS DE CONTROL ^{[8], [13], [22], [28]}

Colocados en la tubería de producción todos en conjunto conforman la completación (Elementos conectados uno a continuación del otro), que va instalada en el fondo con los que se realiza el control de los fluidos de formación como: caudal de producción y reinyección. El equipo que interviene está conformado por los siguientes elementos, los cuales son de operación eléctrica e hidráulica.

- Válvula de control de flujo
- Motor
- Bomba centrífuga
- Separador hidrociclón
- Válvula check
- Packer de separación de zonas

2.1.1 VÁLVULA DE CONTROL DE FLUJO ^{[3],[12]}

Permite regular caudal de producción y reinyección que se obtiene desde el reservorio, cual fluye por el espacio anular hasta la tubería de producción, dispositivo que va colocado sobre el packer siendo activado desde la superficie mediante líneas de control. En la tabla 2.1, se presenta los diferentes métodos para activar las válvulas, se observa el tipo de válvula, método de activación y de transmisión de datos.

TIPO	FUERZA	CONTROL	TRANSMISIÓN DE DATOS
Mecánico	Ninguno	Ninguno	Ninguno
Hidráulico	Hidráulica	Hidráulico	Ninguno
Eléctrico/hidráulico	Hidráulico	Eléctrico	Eléctrico
Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico
Fibra óptica	Hidráulico	Eléctrico	Eléctrico

Tabla 2.1 Métodos de activación ^[8]

2.1.1.1 Válvula de activación hidráulica

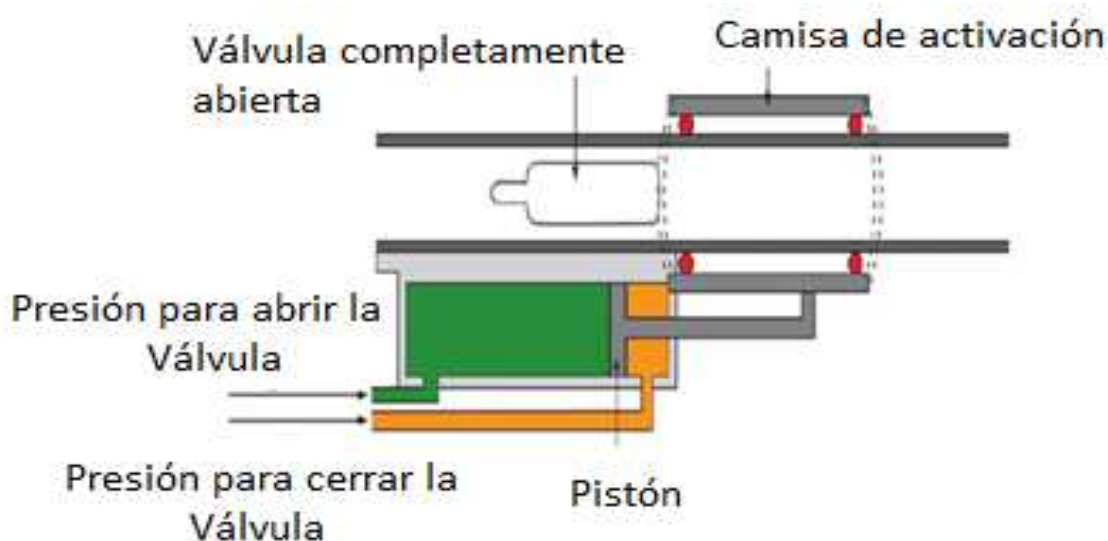


Figura 2.1 Válvula hidráulica ^[6]

La figura 2.1, muestra la válvula para regular el flujo de modo de operación hidráulica, accionada por cables hidráulicos que generan la presión necesaria para activar el pistón de accionamiento permitiendo tener dos posiciones, abierto y cerrado.

2.1.1.2 Válvula de activación eléctrica

Las válvulas de activación eléctrica presentan mayor ventaja, ya que se ajustan a un número ilimitado de posiciones en lugar de los ajustes limitados que presentan las hidráulicas, el modo de activación es por medio de un cable eléctrico empleado tanto para el suministro de energía como para la telemetría de fondo que lleva instalada. La figura 2.2 se presenta la válvula eléctrica.

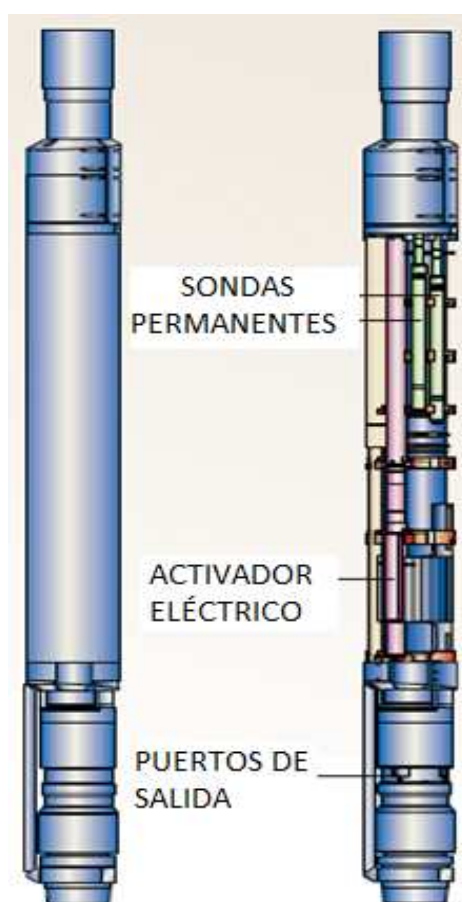


Figura 2.2 Válvula eléctrica ^[3]

2.1.1.3 Líneas de control

Las líneas de control son cables eléctricos o tubos capilares (accionamiento hidráulico) para abrir o cerrar las válvulas que van acoplados juntamente con la tubería de producción desde la cabeza del pozo hasta el fondo, así los eléctricos también cumplen la función de un medio de transmisión de datos de doble vía tanto para la adquisición como para el envío. Las funciones dependen del tipo de control. En la tabla 2.2 se indica las principales funciones que se realizan con cada configuración.

LÍNEA/CONTROL	HIDRÁULICA	ELECTRO/HIDRÁULICA	ELÉCTRICA	FIBRA ÓPTICA
HIDRÁULICA	Control para abrir o cerrar	Abrir o cerrar	-	-
ELÉCTRICA	-	Transmisión de datos	Control en fondo y transmisión de datos	-
FIBRA ÓPTICA	-	-	-	Control en fondo y transmisión de datos

Tabla 2.2 Líneas de control^[8]

La figura 2.3, indica el conector donde se acoplan las líneas para la transmisión de datos desde el fondo para una válvula de activación eléctrica.

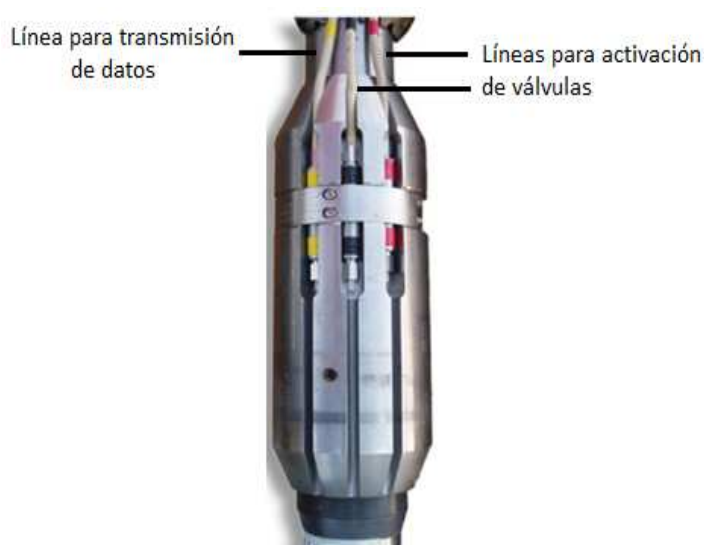


Figura 2.3 Conector^[6]

2.1.2 MOTOR ^{[2], [18], [20]}

Motor de inducción empleado para este sistema del tipo sumergible que transforma la energía eléctrica en mecánica generando el torque necesario para ser transmitido hacia la bomba centrífuga multietapas. Trabaja con voltaje alterno trifásico que rota de 3450 a 3500 RPM a 60Hz, con una potencia sobre los 240 HP a 60Hz y 200 HP para 50Hz, alimentado desde la superficie mediante cable que suministra energía. Motores llenos con aceite mineral de alta resistencia dieléctrica, conductividad térmica con capacidad de lubricar permitiendo que el calor generado en el motor sea transferido hacia la carcasa y este hacia los fluidos del pozo. El voltaje de operación oscila entre los 230 y los 5000 volts con un valor de 12 a 200 amperios, la velocidad del motor se calcula con la fórmula 2.1.

$$N = (120 * f) / P \quad [2.1]$$

Dónde:

N = velocidad en RPM

f = frecuencia en ciclos por segundo

P = número de polos magnéticos del motor.

Así el motor se compone de dos piezas principales, estator y rotor las que se muestran en la figura 2.4.

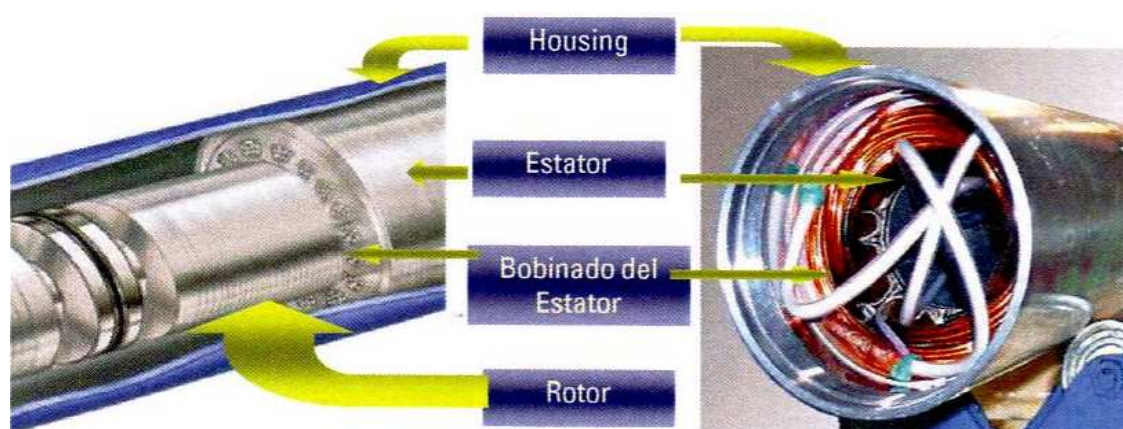


Figura 2.4 Estator y rotor ^[5]

2.1.2.1 Componentes del motor

El motor está en función de los HP requerido por la bomba para levantar el caudal de flujo que se desea producir por día. Se muestra los elementos en la figura 2.5.

- **Cojinetes del motor.**- Son elementos estáticos que permiten fijar y centralizar los rotores.
- **Eje.**- Componente interno que gira a altas RPM, para transmitir el movimiento hacia la bomba.
- **Bloque aislante.**- Es la parte del motor donde se conecta el cable que alimenta de energía o también llamado (Pothead).
- **Estator.**- Es el bobinado del motor, está diseñado para soportar altas temperaturas.
- **Carcaza.**- Es el cuerpo del motor donde se alojan todos los elementos que conforman el motor, y es fabricado de materiales resistentes a la corrosión.
- **Zapata.**- Es un cojinete de empuje teniendo por función soportar la carga de axial de los rotores.
- **Rotor.**- Es un componente interno del motor que genera los HP.
- **Bujes.**- Elementos dinámicos que giran juntamente con el rotor, que está localizado entre el eje y el cojinete (rotor-rotor).
- **Aceite dieléctrico.**- Es usado para lubricar y enfriar todos los componentes internos que posee el motor, una de sus características principales es soportar altas temperaturas en aceite mineral o sintético.

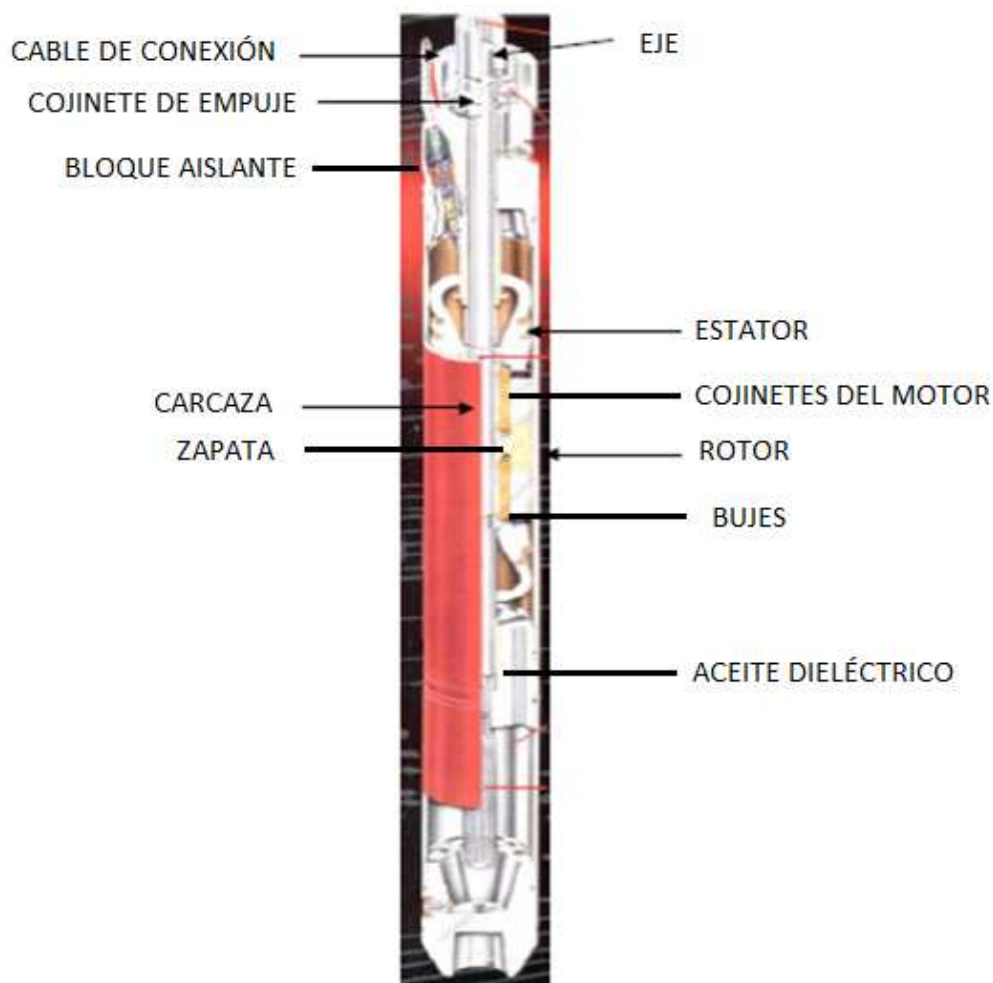


Figura 2.5 Motor^[18]

2.1.2.2 Sello

Es el elemento que va colocado entre el motor y la bomba centrífuga utilizado para igualar las presiones entre el motor y el espacio anular del pozo. Presentando las siguientes funciones básicas.

- Igualar la presión entre el motor y el espacio anular
- Evitar el ingreso de fluidos del pozo hacia el motor
- Transmitir el torque desde el motor hacia la bomba centrífuga
- Suministrar aceite para los procesos de arranque y parada del motor
- Absorber la carga axial

Los sellos son seleccionados dependiendo del tipo de pozo así este elemento combina diferentes tipos de cámaras, cojinetes y materiales. Existen dos tipos de cámaras, la de laberinto y de sello positivo o bolsa de goma

2.1.2.2.1 Cámara tipo laberinto

Está compuesto por una serie de tubos, en forma de laberinto para evitar que los fluidos del pozo fluyan hacia el motor, este tipo de sello es aplicado en pozos que presentan un fluido de alta densidad superior a la del aceite del motor y en pozos con alta producción de agua. La transferencia de presión con este tipo de sello se da a medida que aumenta la profundidad, conociendo que el aceite no es compresible esta presión se transmite hacia el motor y las presiones se igualen tanto la del exterior del pozo con la del motor. El esquema en la figura 2.6 indica este sello.

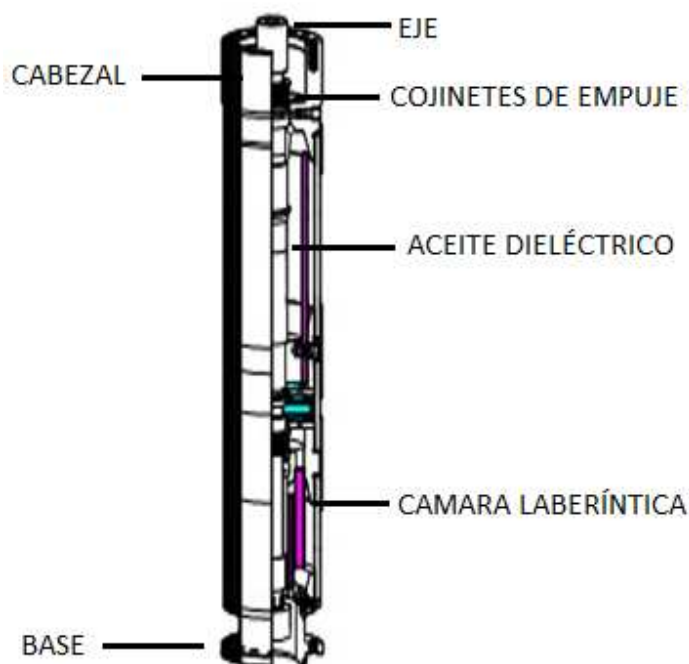


Figura 2.6 Sello tipo laberinto^[18]

2.1.2.2.2 Sello positivo o bolsa de goma

Emplea elastómeros expandibles, sistema utilizado en pozos que presentan inclinación. Para este tipo de sellos la transferencia de presión se da por la bolsa de caucho que está llena de aceite que trasmite la presión hacia el motor. Los

componentes principales para este tipo son los sellos, sellos mecánicos, cojinetes de empuje, cámara laberíntica y bolsa elastómerica. La ubicación de los elementos que conforman este sello se presenta en la figura 2.7.

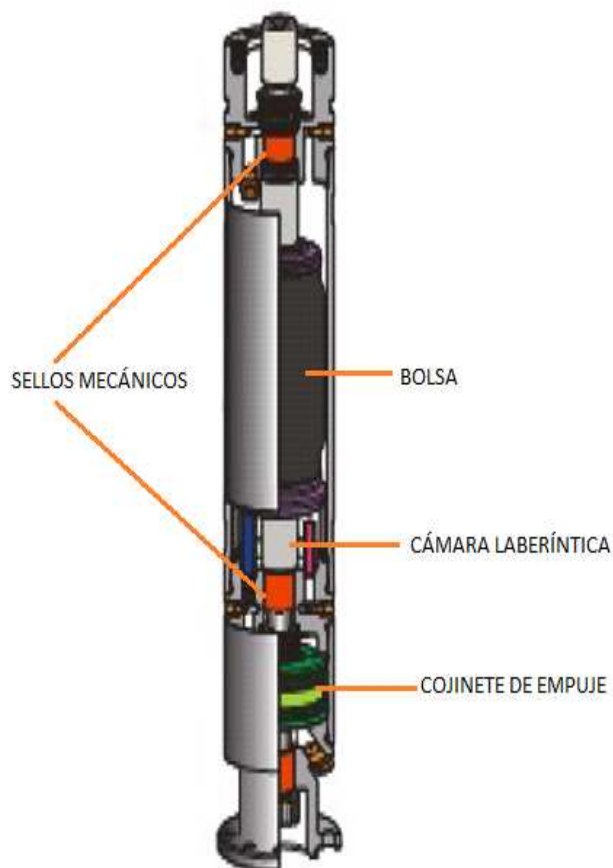


Figura 2.7 Sello de bolsa de goma ^[18]

2.1.2.3 Intakes de la bomba

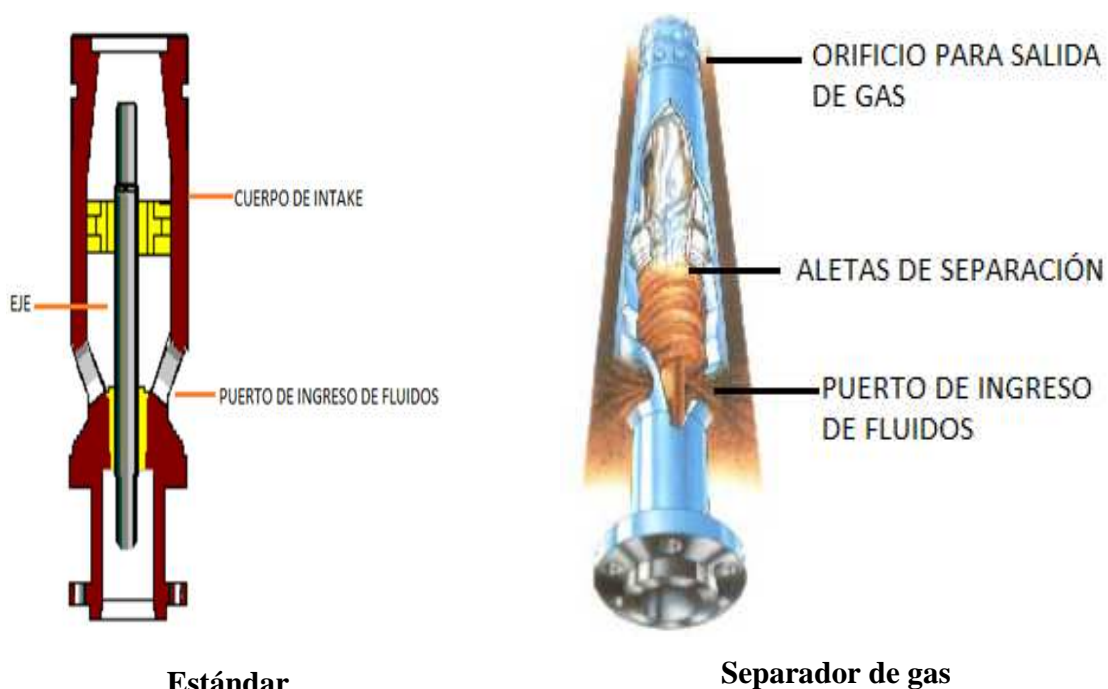
Los "Intakes" por su nombre en inglés son pórtricos donde ingresan los fluidos del pozo hacia el interior de la bomba centrífuga, dependiendo del tipo de yacimiento la presencia de gas es mayor o menor, para solucionar este problema existen dos tipos de Intakes los de succión estándar y de separador de gas.

2.1.2.3.1 Succión estándar

Permite el ingreso del fluido hacia la bomba y transmitir el movimiento del eje del sello hacia la bomba, aplicados en pozos con baja presencia de gas.

2.1.2.3.2 Separador de gas

Separador aplicable en pozo que presentan alto GOR (*Gas Oil Relation*), cumpliendo la función de separar el gas y permitir el ingreso del fluido al mismo tiempo, separación que se logra por efecto de la fuerza centrífuga. Estos dos tipos de Intakes se indican en la figura 2.8.



Estándar

Separador de gas

Figura 2.8 Estándar y separador de gas ^[18]

2.1.2.4 Cable de alimentación de energía

Cable diseñado para soportar alta potencia y trabajar en ambientes de alta temperatura y presión a profundidades sobre los 1524 metros, siendo de tipo sólido o trenzado, los cuales son de forma plana o redonda, normalmente para la alimentación de potencia se requiere cable #1 AWG y el de conexión al motor suele ser: #5 AWG, #4 AWG o #6 AWG. Las condiciones de operación que deben soportar los cables son:

- Temperatura superior a los 94 °C
- Soportar presiones de yacimiento de aproximadamente 2500 psi

- Estar sumergido en: Agua, Petróleo y Gas
- Soportar ácidos y corrosión

La función que cumple el cable es suministrar energía eléctrica al motor con voltaje y corriente que son enviados desde los transformadores que se encuentran en superficie, cable que transmite potencia eléctrica trifásica.

2.1.2.4.1 Pothead

El pothead es el terminal del cable en donde se realiza la conexión para el suministro de energía de corriente alterna trifásica con el motor, estos son de 2 tipos: de enchufe y de empalme los que indican en la figura 2.9.

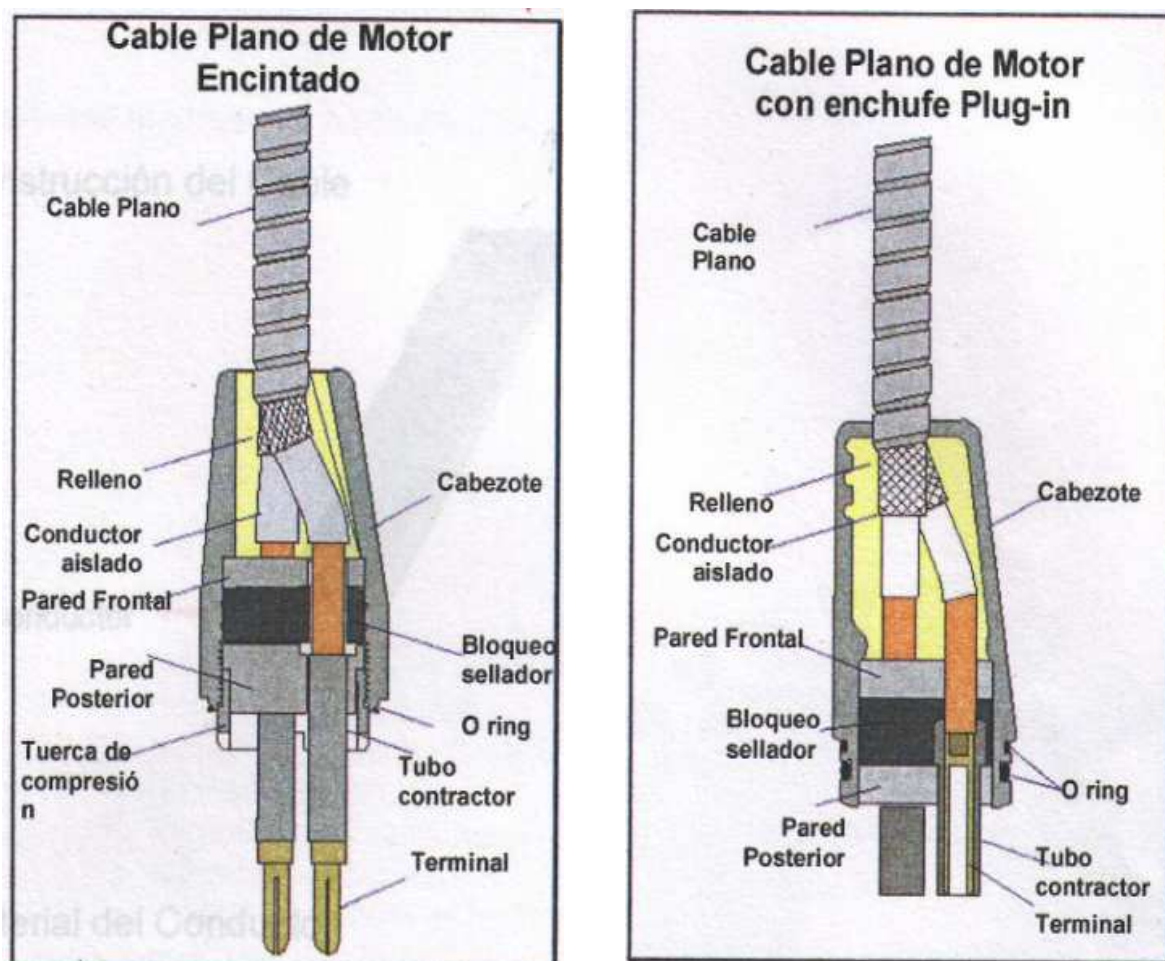


Figura 2.9 Pothead ^[5]

- La primera conexión se conecta con el motor, terminal que se adapta a las fases del cable guía para luego con cintas aislantes envolverlas y fijar con esta conexión. La segunda simplemente se exponen las fases del cable y se enchufa a la conexión tipo hembra del motor.

2.1.2.4.2 Construcción

El cable está cubierto de varias capas protectoras evitando que el material conductor sea invadido por sustancias salinas afectando al suministro de energía hacia el equipo de fondo, cables que están contruidos de diferentes materiales de aislación.

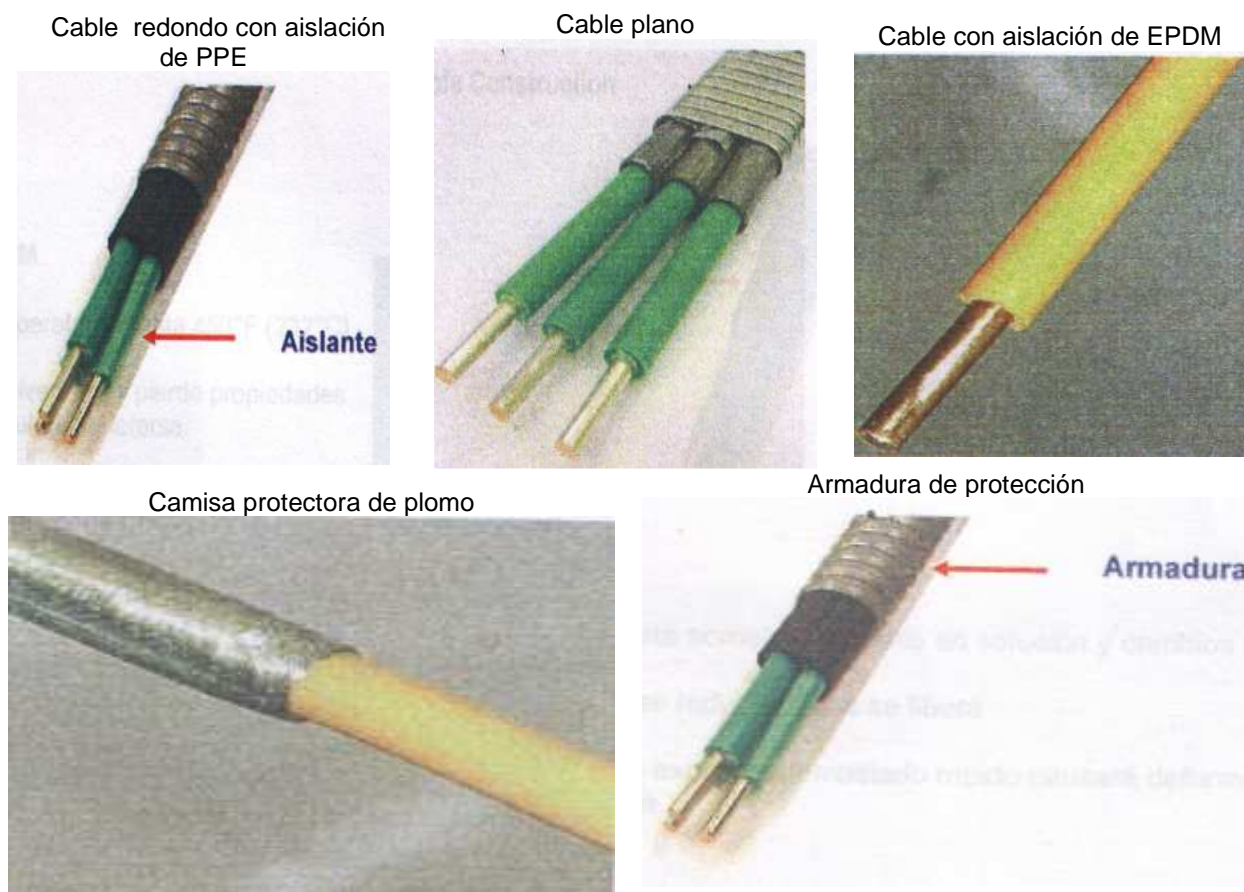


Figura 2.10 Tipos de cables ^[5]

- Polipropileno
- Propileno Etileno (PPE)

- Etileno Propileno Dieno Monómero (EPDM)
- Polipropileno, material empleado para temperaturas superiores a 97 °C.
- EPDM, trabaja a temperaturas hasta los 232 °C.
- Camisa protectora.- Fabricada de NBR o EPDM, resistente al petróleo.
- Armadura.- Es un recubrimiento de material metálico de, acero galvanizado, inoxidable o monel.

2.1.2.4.3 Consideraciones para seleccionar el cable

- Conductor.- Dependiendo de los KV a utilizar
- Tipo de conductor.- De hilo o sólidos
- Aislante.- Voltaje, temperatura, presión y agentes químicos
- Camisa.- Nitrilo, EPDM, Termoplástico, Plomo, Cintas
- Armadura.- Material, espesor
- Forma.- Plano o redondo.

Modelo	Temp Rating °F (°C)	Forma Redondo / Plano	Voltage Rating (kV)	Material de Aislación	Material de la Camisa	Protección Extra	Aplicación
PL205	-30 to 205 (-34 to 96)	R / F	3, 4, 5	PP	Nitrilo	Cinta y cinta de alto módulo	Uso general, resistente al petróleo
PL300	-22 to 300 (-30 to 149)	R	3, 4, 5	EPDM	Nitrilo	Cinta y cinta de alto módulo	Temperaturas Medianas, condiciones gaseosas
PL300-RE	-22 to 300 (-30 to 149)	R	3, 4, 5	EPDM	EPDM	Cinta y cinta de alto módulo	Pozos gaseoso modeardos, temperaturas más altas
PL450	-50 to 450 (-40 to 232)	F	4, 5	EPDM	Lead	Cinta de alto módulo	Pozos de altas temperaturas, corrosivos,gaseoso

Tabla 2.3 Especificaciones de cable ^[5]

2.1.3 BOMBA CENTRÍFUGA ^{[6], [18], [20]}

La bomba centrífuga es un elemento mecánico donde los fluidos son impulsados de forma centrífuga para ser levantados hasta la superficie. Es de tipo centrifugomultietapas, conformando una etapa de dos elementos principales que consisten en un impulsor rotativo y un difusor fijo. El número de etapas está en función del volumen de fluido a ser levantado, determinando la capacidad de levantamiento y la potencia requerida por etapa.

2.1.3.1 Funcionamiento

El giro rotativo del impulsor imparte un movimiento tangencial al fluido que pasa a través de la bomba, creando la fuerza centrífuga que impulsa al fluido en forma radial. Su función básica es imprimir a los fluidos del pozo el incremento de presión necesario para hacer llegar a la superficie. Una bomba centrífuga es conformada de múltiples etapas y cada etapa consiste de un impulsor giratorio y un difusor estacionario. El impulsor da al fluido la energía cinética y el difusor cambia esta energía cinética en energía potencial. Elementos que se muestran en la figura 2.11.

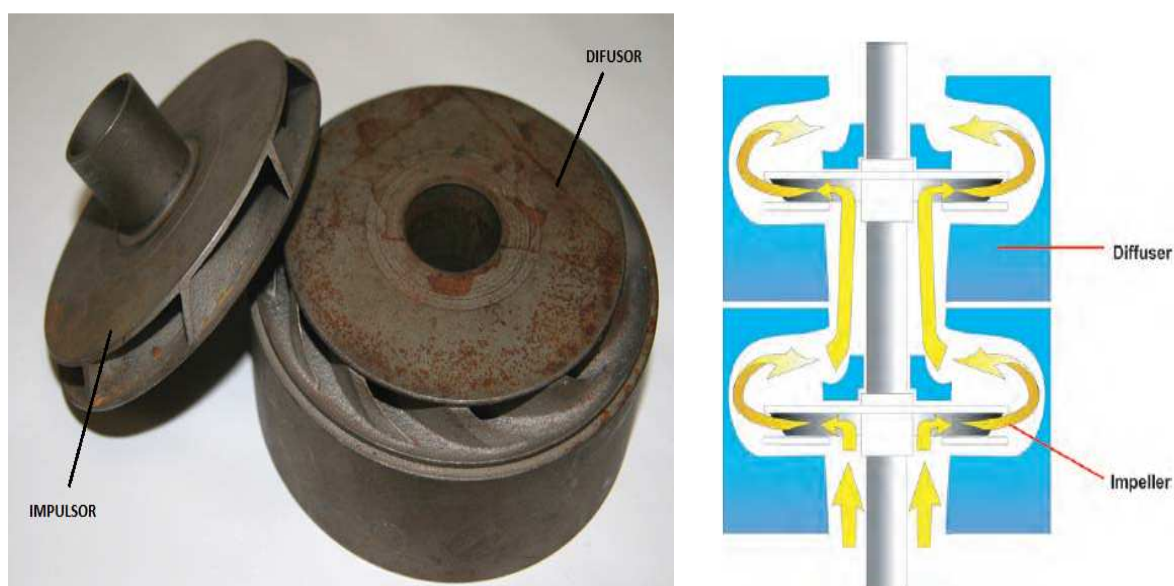


Figura 2.11 Etapa de bomba ^[6]

Para seleccionar una bomba se tiene que estar operando dentro del rango óptimo, de las curvas del sistema dadas por el fabricante, de acuerdo a las leyes de afinidad

las que se expresan en las ecuaciones 2.2, 2.3 y 2.4, en términos de caudal, frecuencia y altura. La figura 2.12, indica la curva del sistema para un caudal de 4300 BFPD (Barriles de fluido por día).

$$Caudal_{Hz} = Caudal_{60x} \left(\frac{HZ}{60} \right) \quad [2.2]$$

$$Altura_{Hz} = Altura_{60x} \left(\frac{HZ}{60} \right)^2 \quad [2.3]$$

$$BHP_{Hz} = BHP_{60x} \left(\frac{HZ}{60} \right)^3 \quad [2.4]$$

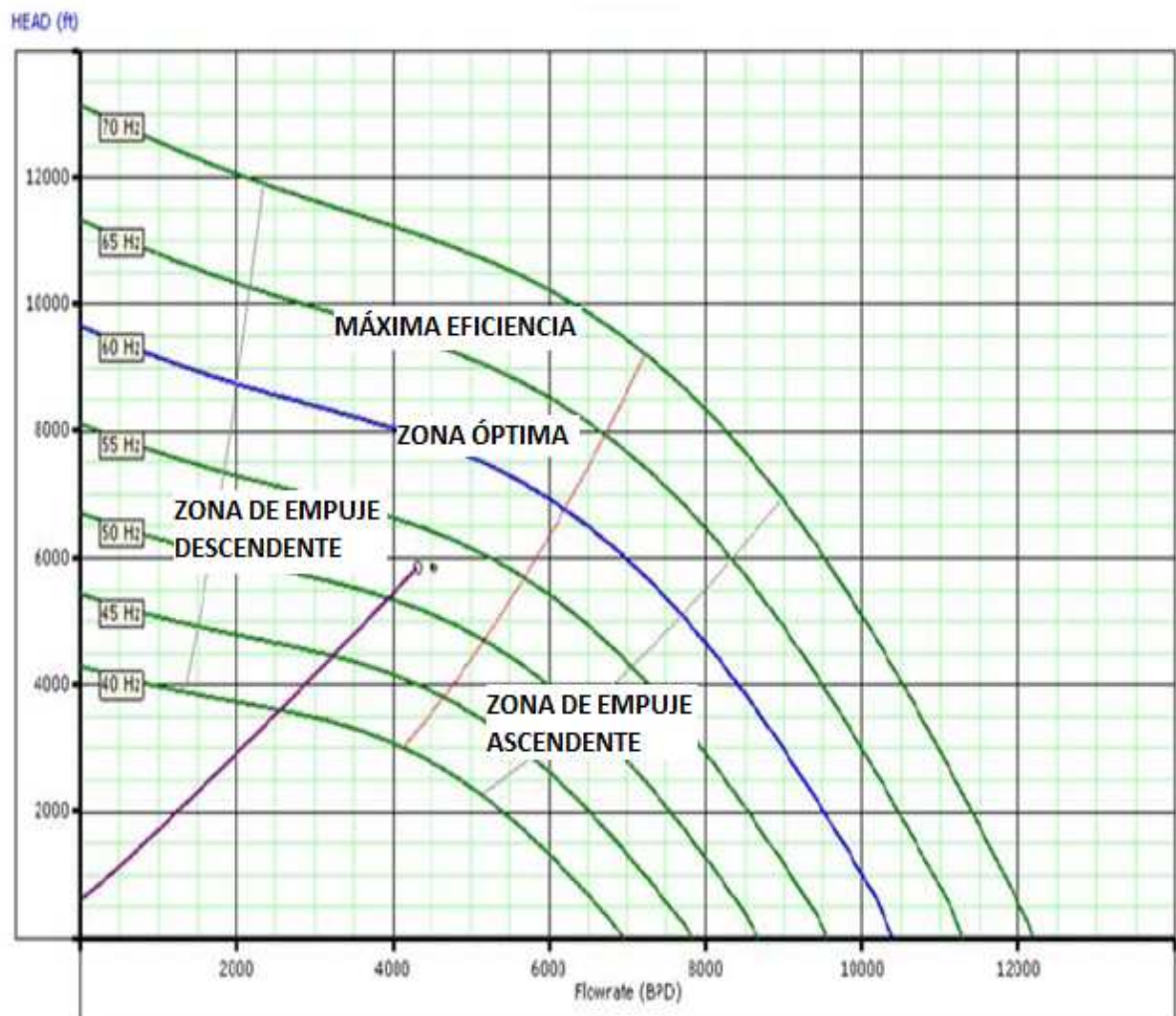


Figura 2.12 Curva del sistema [20]

La figura 2.12 es la curva de comportamiento del sistema de la bomba BES, donde el eje vertical representa los pies (metros) que levanta la bomba para que el fluido salga hasta la superficie o altura conocida como carga dinámica total (TDH) y en el eje horizontal los barriles por día en condiciones de reservorio (BPD). Sistema que posee cuatro zonas de operación para diferentes valores de frecuencia.

- *Zona de Máxima eficiencia.*- Es el punto de referencia con el cual se realiza el diseño.
- *Zona de empuje descendente.*- En esta zona la bomba levanta menor cantidad de fluido al que fue diseñado.
- *Zona de empuje ascendente.*- Es el punto que se localiza a la derecha de la zona óptima de producción, levantado mayor cantidad de fluido para al que esta diseñado.
- *Zona óptima.*- Es la zona de operación en la cual la bomba trabaja sin ningún problema de empuje ascendente o descendente.

Algunos factores que afectan el movimiento del fluído en las diferentes zonas es por: Caída de la presión, índice de productividad (PI), contenido de arena en los fluidos y condiciones de fluído en el pozo.

2.1.4 SEPARADOR HIDROCICLÓN ^{[20], [22], [28]}

El hidrociclón es un elemento mecánico que no posee partes móviles, que separa fluidos de diferente densidad, por efecto de la fuerza centrífuga.

2.1.4.1 Geometría del hidrociclón

La geometría del hidrociclón consiste en un conjunto de elementos cilíndricos y cónicos, el modelo de Colman (1988), detalla el funcionamiento de la separación

mediante la división del hidrociclón en cuatro secciones, en la figura 2.13, se identifica estas secciones: Cámara de entrada, sección de reducción, sección de separación y sección de longitud final. El modelo de Young et al. (1990) se presenta en la figura 2.13, obtuvo resultados similares al de Colman, en este modelo se utiliza tres secciones, se elimina la sección de reducción y el ángulo de la sección de separación, fue cambiado de 20° a un rango en el cual puede variar de $1,5^\circ$ a 6° grados

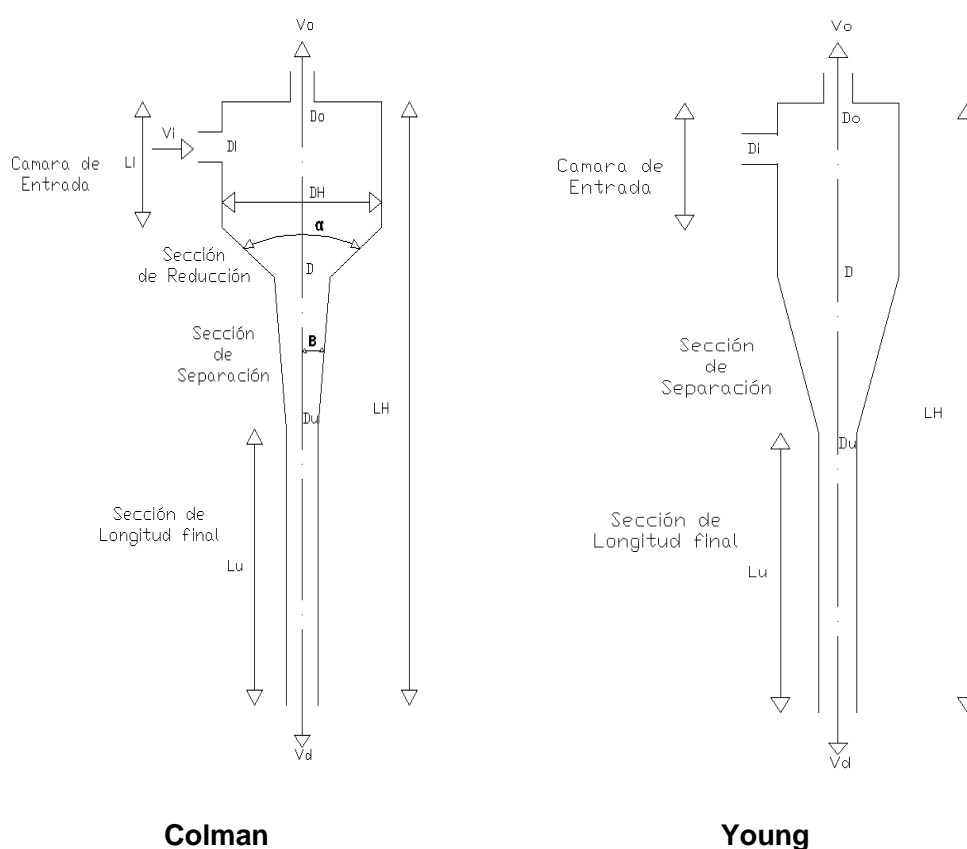


Figura 2.13 Modelos de hidrociclón [20]

2.1.4.1.1 Cámara de entrada y sección de reducción

Son las secciones del hidrociclón donde ingresa agua y petróleo, las cuales están diseñadas para aumentar la aceleración tangencial de la mezcla dentro del hidrociclón, en la figura 2.13, se indica la cámara de entrada la cual posee una abertura para que ingresen los fluidos, la misma que está en función del caudal de

flujo que ingresa hacia el hidrociclón. El objetivo de estas configuraciones de entrada es aumentar la velocidad tangencial del fluido que ingresa hacia el hidrociclón y lograr un rompimiento de la emulsión de las partículas que contienen agua.

2.1.4.1.2 Sección de separación

Es la sección cónica donde se realiza la separación, el ángulo de inclinación " β " permite incrementar la intensidad de giro del remolino para que se genere la suficiente fuerza centrífuga y se logre el flujo reverso. La fuerza centrífuga hace que gire el fluido más rápidamente, como resultado de esto, la velocidad de giro incrementa haciendo que las partículas menos densas del fluido, en este caso petróleo, giren hacia el centro, y las más densas, el agua, hacia las paredes del hidrociclón. Este fenómeno causa el flujo reverso alrededor del eje del hidrociclón y permite la separación de los fluidos.

Flujo reverso.- Hargreaver (1990), explica que al tener un alto giro a la entrada, se tendrá una presión alta en la pared del hidrociclón y baja en el centro. Como resultado el gradiente de presión que atraviesa el diámetro decrece con la posición aguas abajo, esto hace que la presión al final del remolino sea mayor que en la parte superior, causando un flujo reverso.

2.1.4.1.3 Sección de longitud final

De forma cilíndrica y de estrechez moderada que permite incrementar la eficiencia de separación, la relativa longitud de esta sección provee suficiente tiempo de retención para que las partículas se separen permitiendo que el fluido denso separado salga a través de la salida inferior del hidrociclón.

2.1.4.2 Fenómeno físico de la separación ^[22]

El hidrociclón, utiliza la fuerza centrífuga para separar la fase dispersa del fluido continuo. El movimiento de los giros, es producido por la inyección tangencial del fluido presurizado dentro del cuerpo del hidrociclón. El patrón de flujo consiste de una espiral dentro de otro espiral, en la dirección circular (Seyda y Petty, 1991).

En la figura 2.14, se muestra los movimientos de giro, los cuales producen un remolino en la región cerca al eje del hidrociclón y en la región externa, ésta no presenta remolino cerca de la pared del hidrociclón. *Schubert et al.*, (1991), hace referencia que el hidrociclón de diámetro de 60mm, presenta gran eficiencia de separación y *Bowers et al.*, (2000), indica que cada hidrociclón posee la capacidad de separar 2000 BFPD. Las correlaciones desarrolladas por *Colman y Thew* son empleadas para dimensionar el hidrociclón.

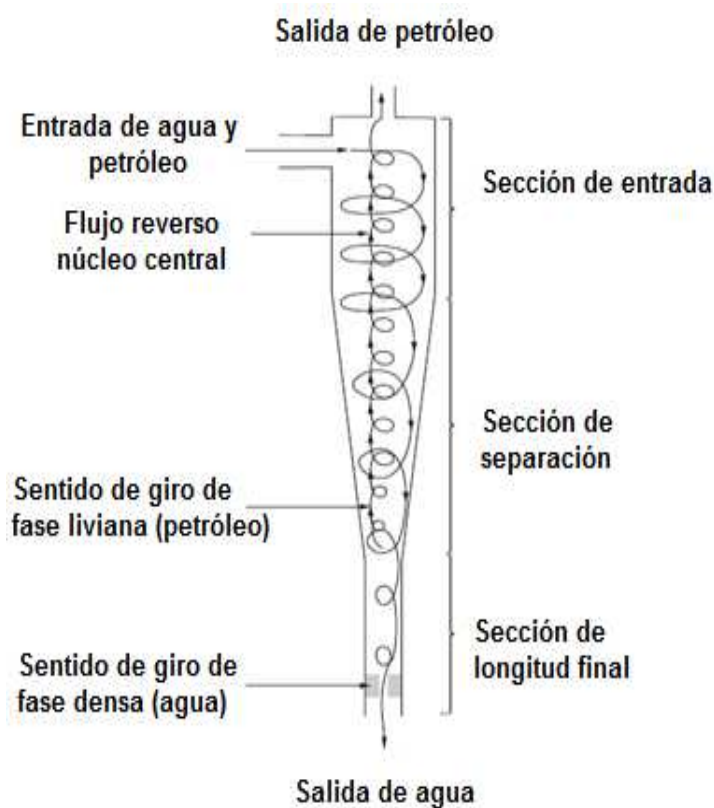


Figura 2.14 Movimientos de giro dentro del hidrociclón ^[20]

Dependiendo del número de Hidrociclones que se utilicen a estos se los configura en serie o en paralelo. La configuración en serie presenta mejores resultados para disminuir la concentración de sólidos presentes en el agua separada que es reinyectada, en cambio la configuración en paralelo se utiliza para manejar grandes volúmenes de fluido pero se tiene el problema con el agua separada ya que lleva altas concentraciones de sólidos hacia la zona de depósito. La figura 2.15 se muestra los dos tipos de configuración.

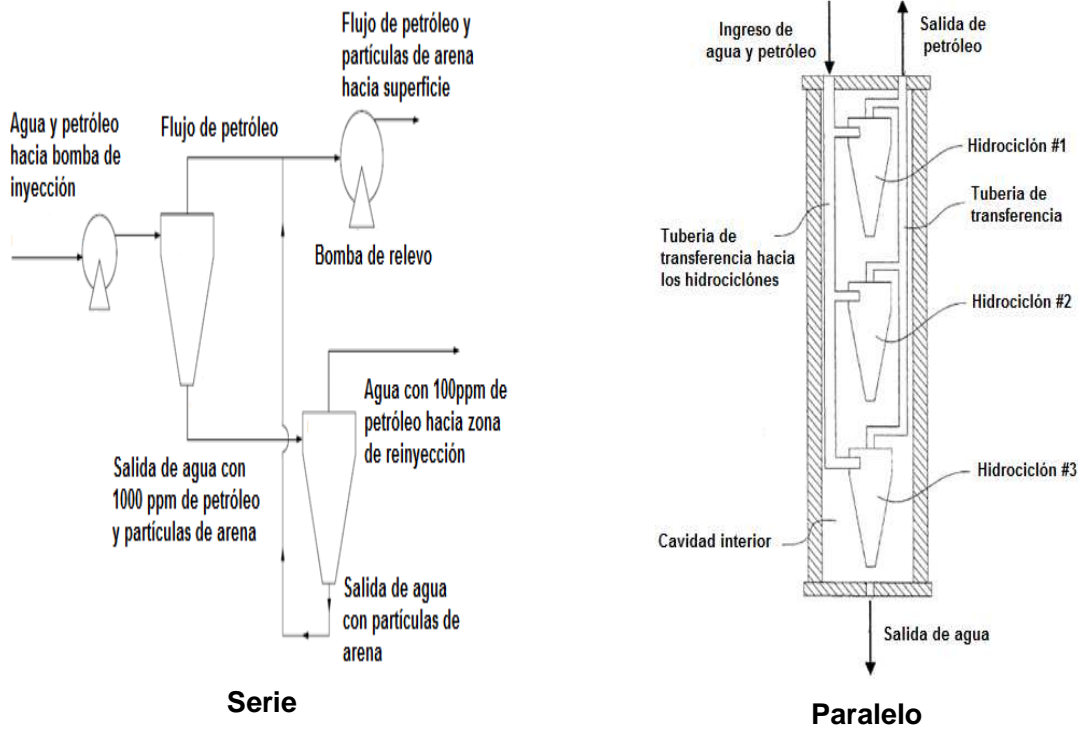


Figura 2.15 Tipos de configuración [20]

2.1.4.3 Parámetro de control crítico (PDR)

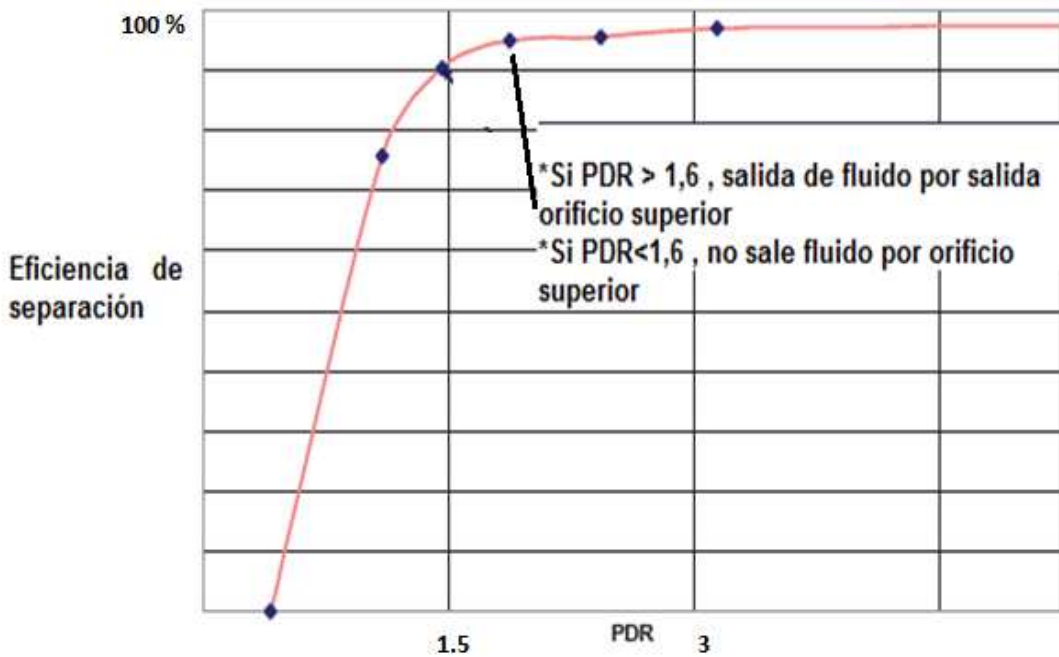


Figura 2.16 PDR [13], [22], [27]

PDR es un factor de diseño adimensional que determina la eficiencia de separación, y asegura que la separación agua petróleo se mantenga, valor que debe ser superior a 1.6 como se observa en la figura 2.16, con lo que el fluido separado (agua) salga por la salida inferior del hidrociclón y por la parte superior el petróleo.

2.1.5 VÁLVULA CHECK ^{[6], [20]}

Válvula check es un dispositivo mecánico que permite el paso del fluido únicamente en una sola dirección, que es colocada en la parte inferior de la bomba bajo el packer, de un pozo ya sea de producción o de reinyección, con este dispositivo se evita que el fluido regrese.

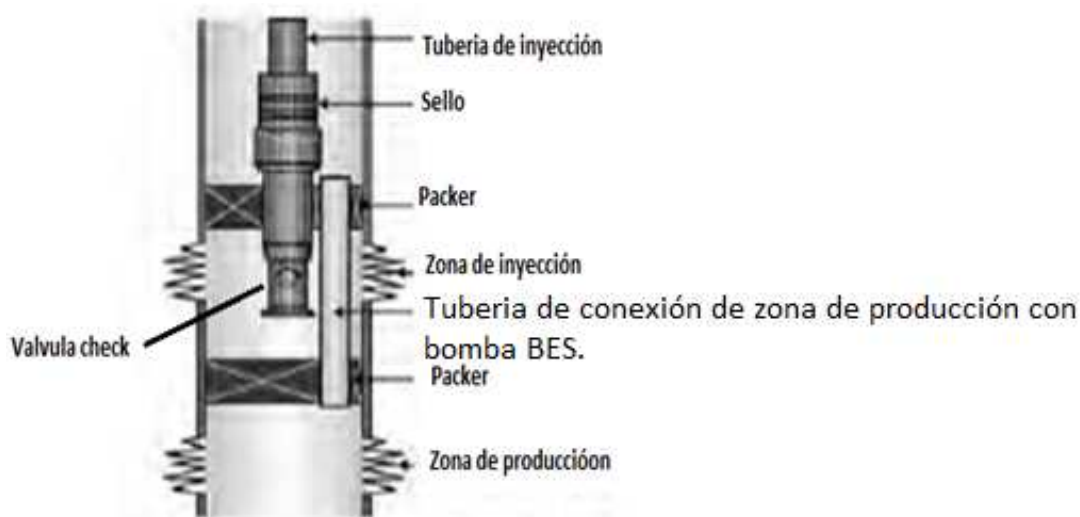


Figura 2.17 Válvula check ^{[6], [10], [13]}

2.1.6 PACKER DE SEPARACIÓN DE ZONAS ^[5]

El packer es una herramienta que se coloca en el fondo del pozo, para proporcionar un sello entre la tubería de producción y el casing. Teniendo por funciones principales:

- Evitar la comunicación hidráulica de fluidos de diferentes zonas
- Asegurar la tubería de producción con el casing
- Permite instalar métodos de levantamiento artificial

- Separar zonas de producción de las de reinyección
- Evitar que la tubería de producción sea afectada por fluidos corrosivos
- Mantener los fluidos para controlar el pozo dentro del espacio anular

La herramienta presenta los elementos, que se observan en la figura 2.18.

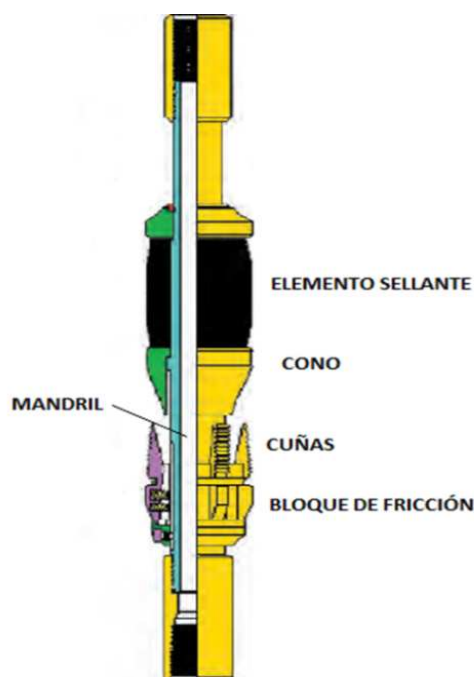


Figura 2.18 Componentes del packer ^[6]

Mandril de flujo.- Es un ducto interior en el cual todas las secciones del packer permanecen unidas, y permite la comunicación del fluido con la tubería de producción.

Cono.- Mediante este elemento se transmite los movimientos de compresión o de tensión desde la tubería hacia las cuñas para su posterior anclaje con el casing.

Cuñas.- Son los elementos de la empaadura que se anclan con el casing, son fabricados de materiales resistentes tales como el tungsteno.

Elemento sellante.- Elemento para lograr el aislamiento hidráulico, está fabricado de

elastómero que soporta alta presión y temperatura.

Fricción.- Son los dispositivos que proporcionan las fuerzas para sostener el packer, los que son de flejes, resorte o bloques de fricción.

2.1.6.1 Selección

Se selecciona la empaadura dependiendo de la aplicación que va a cumplir, así se toma encuentra los siguientes parámetros:

- Función a cumplir
- Tipo de completación
- Procedimiento de asentamiento y desasentamiento
- Tipo de sistema de levantamiento a utilizar

2.1.6.2 Tipos de packers

Las empaaduras se clasifican en recuperables y permanentes.

2.1.6.2.1 Recuperables

- Mecánicas
- Hidráulicas

Mecánicas.- Estas empaaduras son bajadas con la tubería de producción y su asentamiento se logra girando la tubería en el sentido de las agujas del reloj.

Hidráulicas.- Son equipos compuestos de iguales materiales que las empaaduras mecánicas, la diferencia está en el mecanismo de anclaje, éstas son asentadas a presión hidráulica. El procedimiento de asentamiento es el siguiente:

- Se baja con la tubería hasta la profundidad establecida.
- Se coloca presión a través de la tubería de producción para activar los elementos de anclaje.

- Finalmente se efectúa el anclaje de las cuñas así como la expansión de los elementos sellantes contra el revestidor.

2.1.6.2.2 *Permanentes*

Equipos diseñados para pozos de alta presión y temperatura en donde se prevean trabajos de fracturación en el futuro y principalmente en pozos exploratorios donde no se conocen las características del yacimiento.

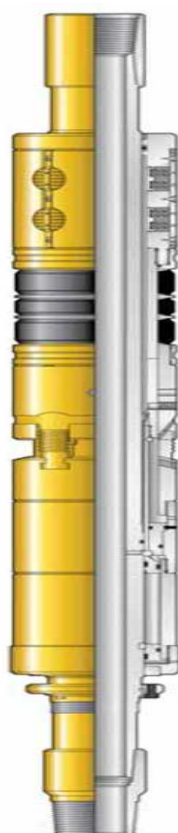


Figura 2.19 Packer tipo FH ^{[5], [6]}

La figura 2.19 muestra un packer del tipo FH, desarrollado por *Baker Hughes*, siendo del tipo recuperable de asentamiento hidráulico, teniendo por aplicaciones para usar en completaciones de producción, en pozos de inyección o simplemente utilizado para separar arenas producción. Siendo utilizado en pozos desviados, horizontales y verticales, posee triple sello de goma con el cual se asegura que no exista comunicación hidráulica. Así para ubicar siempre a la profundidad donde se va

asentar se tiene que correlacionar con los registros CCL(*Casing Collar Locator*), VDL (*Variable Density Log*), CBL(*Cement Bond Log*) y GR (*Gamma Ray*), que son utilizados para identificar los cuellos de casing y evitar colocar el packer en esta posición.

2.2 ELEMENTOS DE MONITOREO [7], [10], [11], [13], [23]

En la industria del petróleo la caracterización del reservorio presenta gran atención debido a que todo el desarrollo del pozo como del campo está en función de este. Existiendo disciplinas fundamentales que se encargan de la interpretación de estos datos adquiridos de forma directa o indirecta, así en la evaluación de formaciones y perforación se adquiere esta información mediante sistemas: WL (*Wireline Logging*), MWD (*Measure While Drilling*), LWD (*Logging While Drilling*), los cuales son considerados métodos de adquisición de datos de manera temporal, ya que son adquiridos de manera intermitente durante la perforación o durante la corrida del registro eléctrico.

Actualmente se aplican sistemas inteligentes para adquirir toda esta información, obteniendo de forma continua y permanente aplicable para adquirir datos con cable eléctrico o fibra óptica.

Los sensores son los dispositivos de adquisición de datos instalados en el fondo del pozo, juntamente con el variador de frecuencia que es un elemento de control y monitoreo que está ubicado en la superficie, presentando gran confiabilidad para la obtención y el control. Los principales parámetros a monitorear en un pozo inteligente son la presión, temperatura y flujo. Los elementos de monitoreo son los siguientes

- Sensores
- Variador de frecuencia
- Fibra óptica

2.2.1 SENSORES ^{[7], [13], [14], [15]}

2.2.1.1 Definición

Sensor.- Dispositivo que detecta magnitudes físicas o químicas, llamadas variables de instrumentación y por medio de un transductor transformarlas en variables eléctricas. Las variables de instrumentación pueden ser por ejemplo: temperatura, presión, etc.

Transductor.- Elemento que transforma un determinado tipo de energía de entrada, en otra de diferente a la salida. El nombre del transductor indica cual es la transformación que realiza (por ejemplo electromecánica, transforma una señal eléctrica en mecánica o viceversa), aunque no necesariamente en esa dirección y conseguir señales o impulsos eléctricos o viceversa. Estas transformaciones son entre señales análogas a digitales o viceversa. En la figura 2.20, se indica el diagrama de bloques para conseguir la conversión.

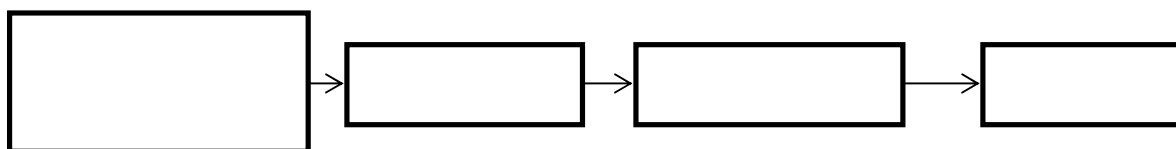


Figura 2.20 Conversión de análogo a digital ^{[7], [14], [23], [24]}

2.2.1.2 Conversión de análogo a digital ADC ^[14]

El diagrama de bloques de la figura 2.20, muestra la secuencia desde que la variable física entra al sistema hasta que es transformada a señal digital (código binario). Dicha señal ingresa al convertidor análogo - digital, ésta debe ser muestreada es decir se toman valores discretos en instantes de tiempo de la señal análoga lo que recibe el nombre de muestreo. Matemáticamente es el equivalente a multiplicar la señal análoga por una secuencia de pulsos de periodo constante. Como resultado se obtiene un tren de pulsos con amplitudes limitadas por la envolvente de la señal analógica.

Para garantizar la toma de muestras y la conversión de forma correcta se considera la velocidad de muestreo para lo cual el teorema de Nyquist establece que la frecuencia de muestreo f_s , debe ser como mínimo el doble del ancho de banda de la señal muestreada f_m , si no ocurre esto se da lugar el fenómeno denominado *aliasing*.

$$f_s \geq 2 * f_m \quad [2.5]$$

2.2.1.3 Conversión de digital a análogo DAC

Es el proceso inverso, se indica en la figura 2.21, en donde la señal digital es transformada a analógica, para la recuperación la señal digital esta pasa por un convertidor de tipo digital - análogo. La señal modulada es recuperada a través de un filtro pasa bajo e interpolada obteniéndose la señal análoga.

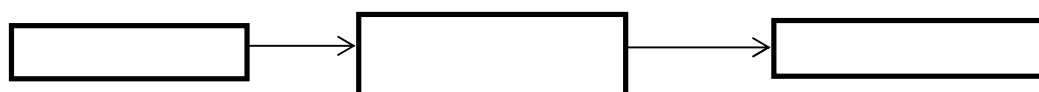


Figura 2.21 Conversión de digital a análogo [7], [14], [23], [24]

2.2.1.4 Sensores de monitoreo permanente

VARIABLE	ADQUISICIÓN	TIPO
Presión/Temperatura	F.O/ Cable	Permanente/Temporal
Flujo	F.O/ Cable	Permanente
Composición de fluido	Cable	Temporal
Reservorio	Cable	Temporal

Tabla 2.4 Aplicación de los sensores [3], [7], [8], [15]

Para considerar un pozo inteligente los sensores que permanecen en el fondo son permanentes ya que el envío de la información es de manera continua, así los principales parámetros a medir son, presión, temperatura, corte de agua y flujo. La

tabla 2.4 muestra la variable física a medir, el método de adquisición de los datos y tipo de sensor.

Los sensores permanentes son dispositivos que hacen mediciones por cambios en respuesta a una medida de una variable física, herramientas eléctricas, mecánicas o de forma óptica. Los medidores de fondo permanentes (*PDHG*'s) son usualmente empleados para vigilar el reservorio. Presentando varias aplicaciones entre las principales están.

- Hacer diseños más exactos para sistemas de levantamiento
- Conocer la presión de carga y descarga de la bomba
- Presión de inyección en pozos de reinyección
- Para sistemas de pozos de producción/reinyección
- Cuantificar el daño de formación y realizar pruebas de presión

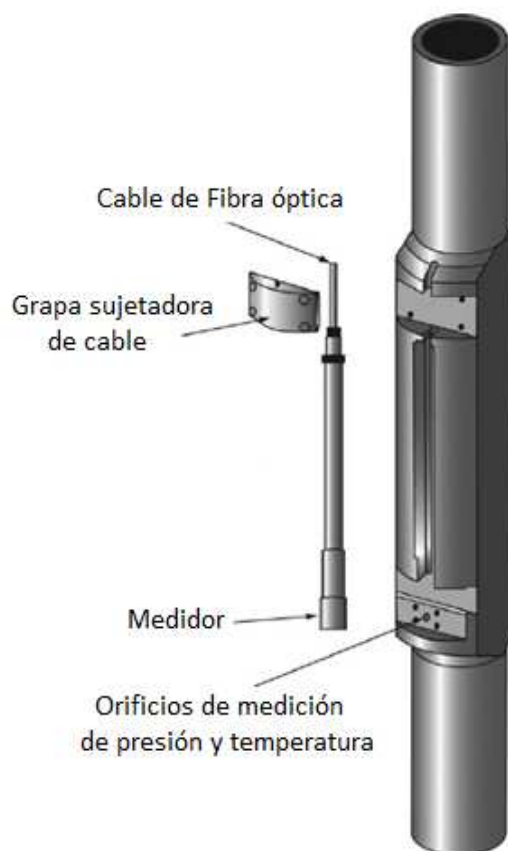


Figura 2.22 Sensor de presión permanente ^[6]

Sensores de fondo:

- Los sensores eléctricos son de cristal de cuarzo, así estos presentan una precisión de \pm del 0.02 % con una resolución de \pm 0.01 psi en cambio para los de temperatura la precisión es menor, a que es afectada por la profundidad. Dispositivos conectados mediante cable eléctrico, sistemas electrónicos que se convierten menos confiables cuando sobrepasan los 149° C.
- Los sensores de fibra óptica usan el principio de redes de *Bragg*, FBGS (*Fiber Bragg Grating Sensors*). Principio que se basa en la refracción de la luz a lo largo del cable esto genera un cambio en la frecuencia de la onda reflejada, esta distorsión es proporcionada o inducida por presión o temperatura.

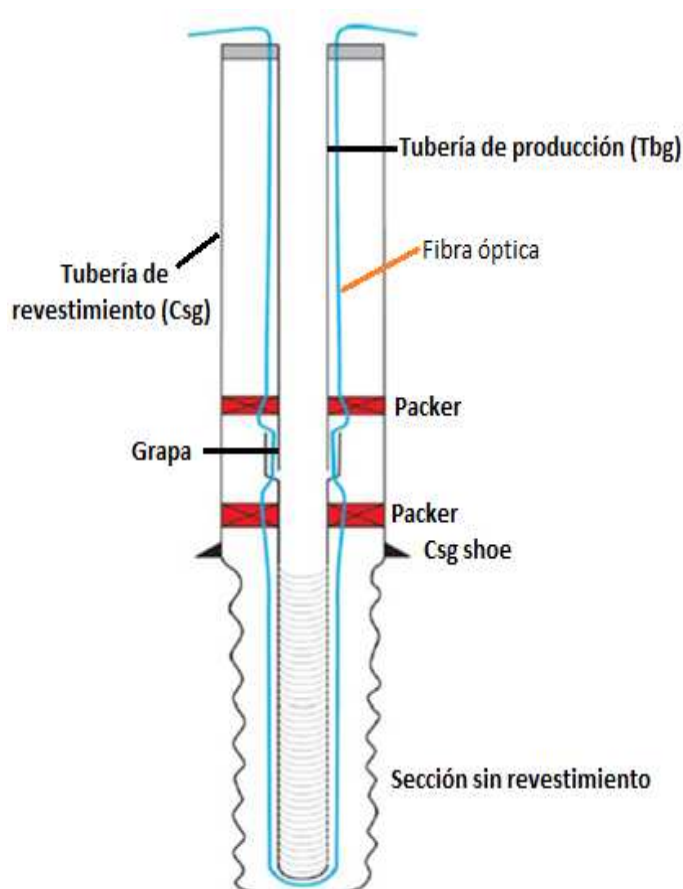


Figura 2.23 Sensor DTS ^[6]

- Los cables de fibra óptica también son empleados como sensores. Distribución de Temperatura (DTS), datos que son obtenidos a lo largo del pozo. Medidores que se basan en el principio de Venturi, estos se muestran en la figura 2.23.

2.2.1.4.1 Sensores cuarzo electrónicos ^[17]

Estos sensores presentan una alta resolución de 0.0001 psi (*SureSEN™ BHI*), sobre un gran rango de temperatura (0-175°C) y presión de (0-15 Kpsi). Diferentes tipos de sensores son usados actualmente para medir variables de fondo, sensores capacitivos de cuarzo, piezoeléctricos y sensores de vibración. Actualmente, los sensores de cuarzo resonantes son empleados para medir presión de fondo ya que presentan un alto grado de precisión (0.001 psi).

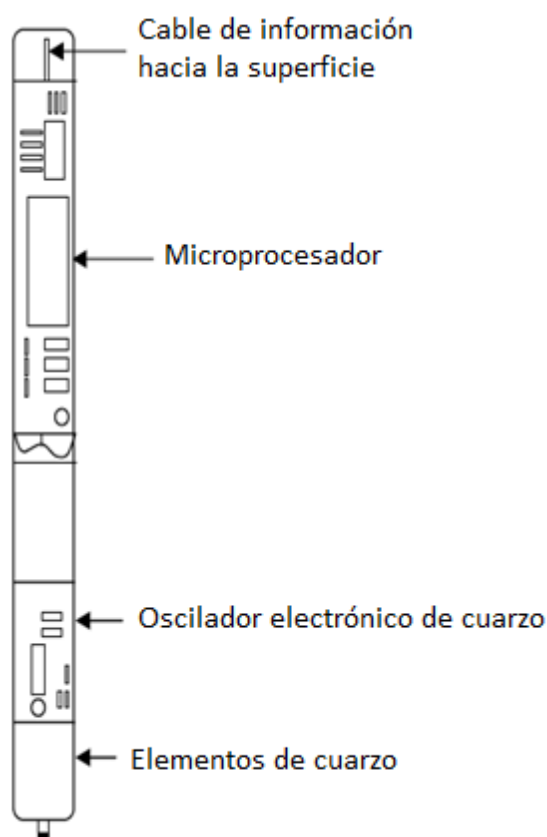


Figura 2.24 Sensor de cuarzo ^[17]

2.2.1.4.1.1 Sensores de cuarzo no resonantes

Existen tres clases de sensores de cuarzos no resonantes, dinámicos piezoeléctricos, capacitivos y de tubo burdon.

Dinámicos piezoeléctricos.- Operan directamente por el efecto piezoeléctrico, es cuando una fuerza es ejercida a un elemento piezoeléctrico la que genera voltaje. El voltaje es directamente proporcional a la presión aplicada. Sensor que emplea un amplificador para incrementar el voltaje generado, el diafragma es responsable de convertir la presión aplicada a fuerza.

Capacitivos.- Estos sensores son similares a los piezoeléctricos, la diferencia radica en que los piezoeléctricos utilizan un material dieléctrico entre las placas, mientras que los capacitivos usan aire al vacío o algún otro material dieléctrico. La figura 2.25, ilustra un sensor capacitivo para medir presión, donde la presión genera una deflexión resultando en un cambio en la capacitancia.

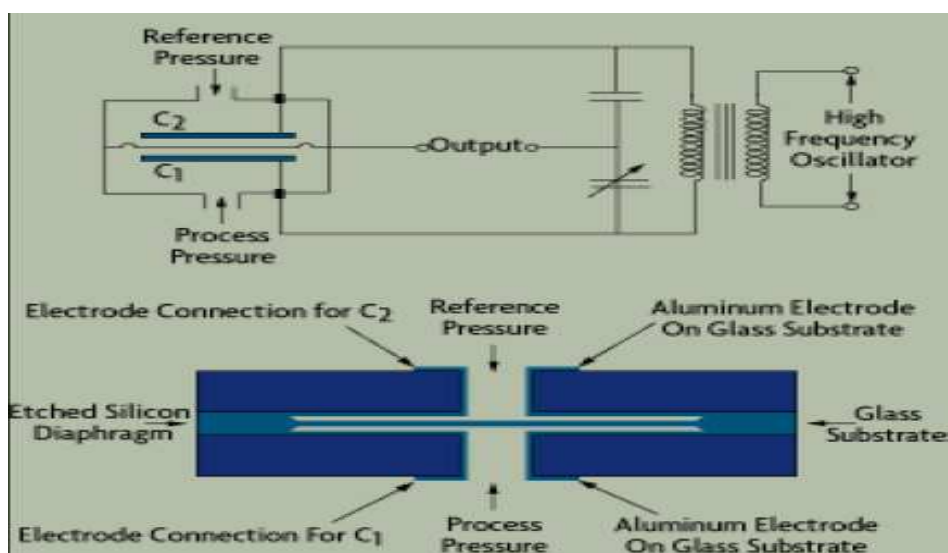


Figura 2.25 Sensor capacitivo ^[17]

Tubo Burdon.- No son aplicados para la medición de presión en el fondo del pozo, debido a la alta fragilidad de los materiales que son empleados así su principal uso es para medidores de presión en superficie.



Figura 2.26 Tubo Burdon ^[17]

2.2.1.4.1.2 Sensores de cuarzo resonantes

Sensores que son usados en la industria del petróleo, por su alta elasticidad del cuarzo lo cual se refiere al comportamiento mecánico del material, otra ventaja de estos sensores es la confiabilidad en las señales digitales. Una de las limitaciones de este tipo de sensores es la sensibilidad a las variación de temperatura aproximadamente de 0.2% por 538°C y a las vibracion es. La tabla 2.5, indica en resumen de rendimiento de los diferentes tipos de sensores.

TIPO	PRECISIÓN	TEMPERATURA MÁXIMA	RANGO DE PRESIÓN [psi]
Piezoeléctrico	0.1 -0.01 %	150 °C	0 - 6000
Capacitivos	0.1 – 0.01 %	150 °C	0 - 10000
Tubo burdon	0.01 %	> 150 °C	0 - 6000

Tabla 2.5 Características de los sensores ^[17]

2.2.1.4.2 Sensores de fibra óptica ^{[15], [17]}

La mayor ventaja que presenta este tipo de sensores, no poseen electrónica en fondo. La fibra óptica presenta una gran aceptación en la industria del petróleo

debido a que este elemento no tiene partes móviles, es inmune a la radiación electromagnética y transmite gran cantidad de información (1×10^{12} bits/s).

2.2.1.4.2.1 Sensor de presión de fibra óptica ^[17]

Los métodos comunes para convertir una fibra óptica en un sensor de presión son los principios físicos de *Fiber - Braggs* y *Fabry - Perot*.

Sensores de Fiber - Braggs.- Mide la alteración de la longitud de onda de la luz.

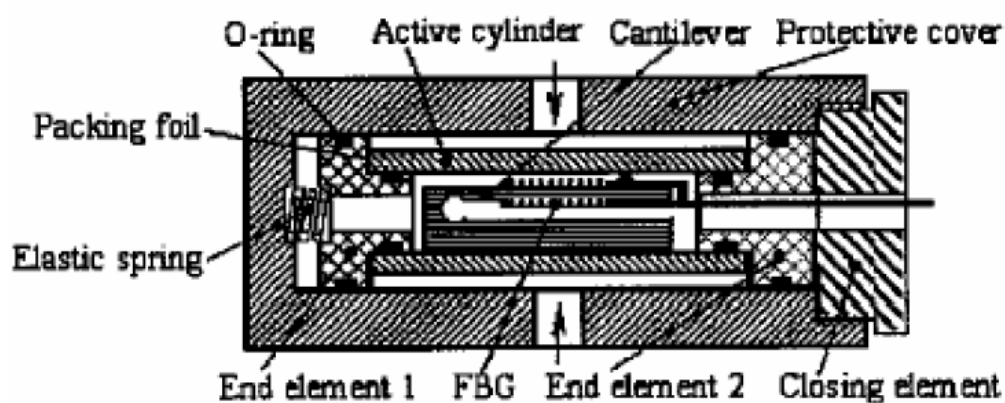


Figura 2.27 Fiber - Braggs ^[17]

Fabry - Perot.- Este tipo de sensores utiliza la interferencia debido a la reflexión de la luz de los reflectores que posee. La fuente de luz emitida por un diodo LED, son usados con estos sensores basados en intensidad, utilizando un foto detector para determinar la intensidad de energía a la salida del sensor.

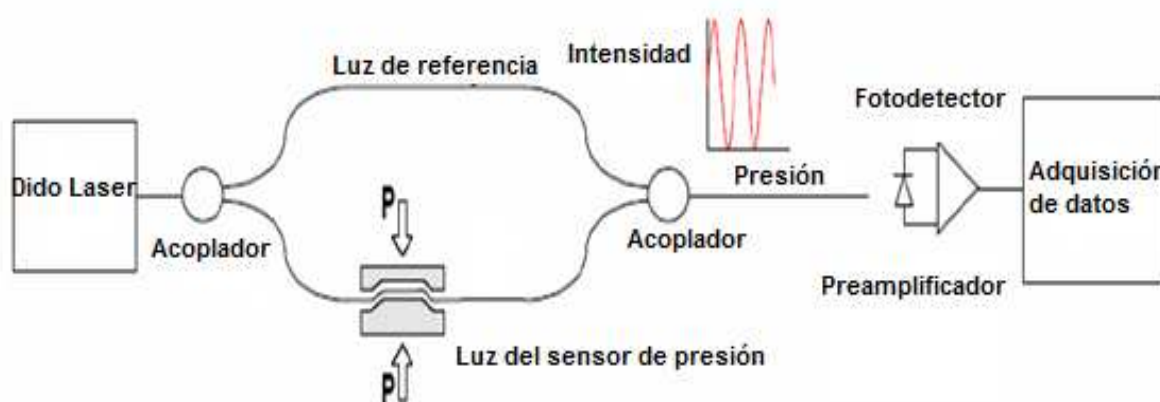


Figura 2.28 Sensor de Fabry - Perot ^{[5], [7], [15], [17]}

2.2.1.4.2 Sensores distribuidos de temperatura DTs

El principio de este sensor se basa en el tiempo denominado reflectometría, esto a menudo se refiere como “Backscatter”. Fenómeno que se presenta en la figura 2.29.

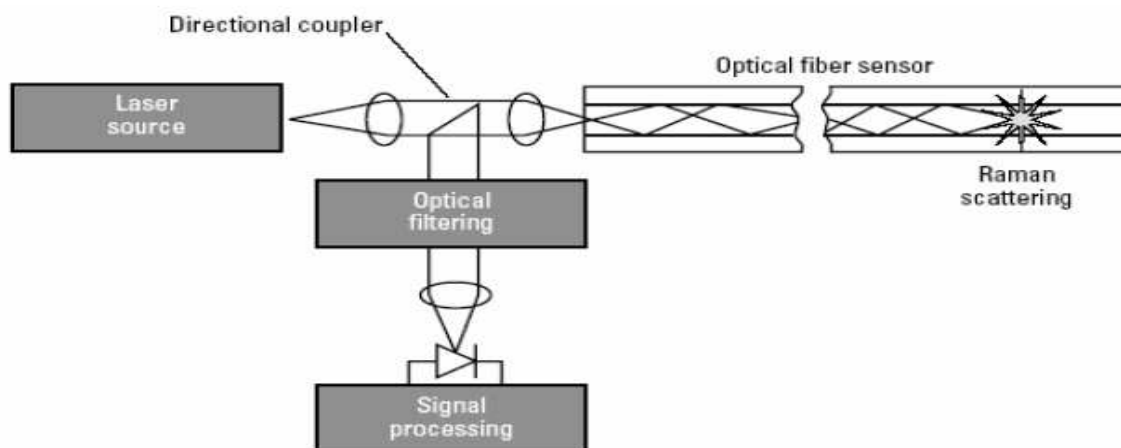


Figura 2.29 Backscatter [7], [15], [17]

2.2.2 VARIADOR DE FRECUENCIA [18]

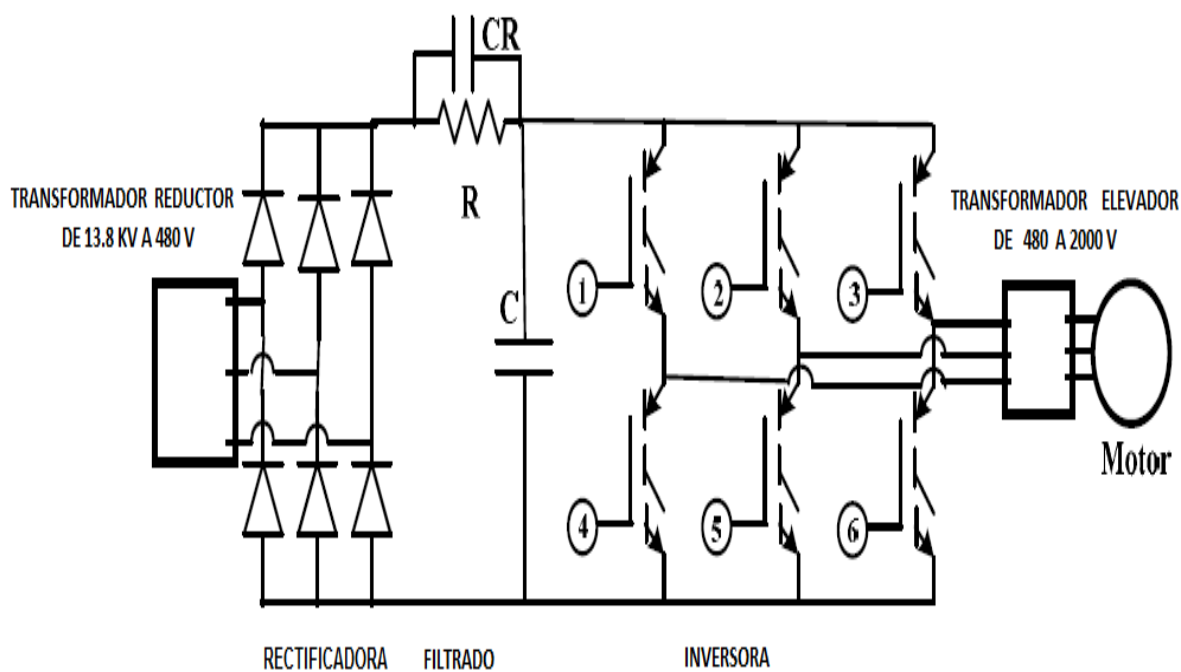


Figura 2.30 Diagrama de bloques de VDS [10], [14], [18], [26]

El variador es un dispositivo eléctrico / electrónico utilizado para controlar la velocidad de rotación del motor de corriente alterna, más conocido como: VSD (*Variable Speed Drive*) o VSC (*Variable Speed Control*), VFC (*Variable Frequency Control*) o VFD (*Variable Frequency Drive*). Para lograr este cambio en la velocidad del variador presenta tres etapas las cuales son: Rectificadora, Filtrado e Inversora, la estructura se indica en la figura 2.30.

2.2.2.1 Etapa rectificadora

Es la primera etapa del variador donde se produce la conversión de corriente alterna a continua, mediante el empleo de un puente trifásico de diodos de potencia.

2.2.2.2 Filtrado

Esta parte está compuesta por elementos capacitivos e inductivos que permiten rectificar la señal de voltaje y reducir el rizado. La que está integrada por condensadores que almacenan el voltaje del rectificador que se utiliza en la fase inversora del variador.

2.2.2.3 Inversora o variador de frecuencia

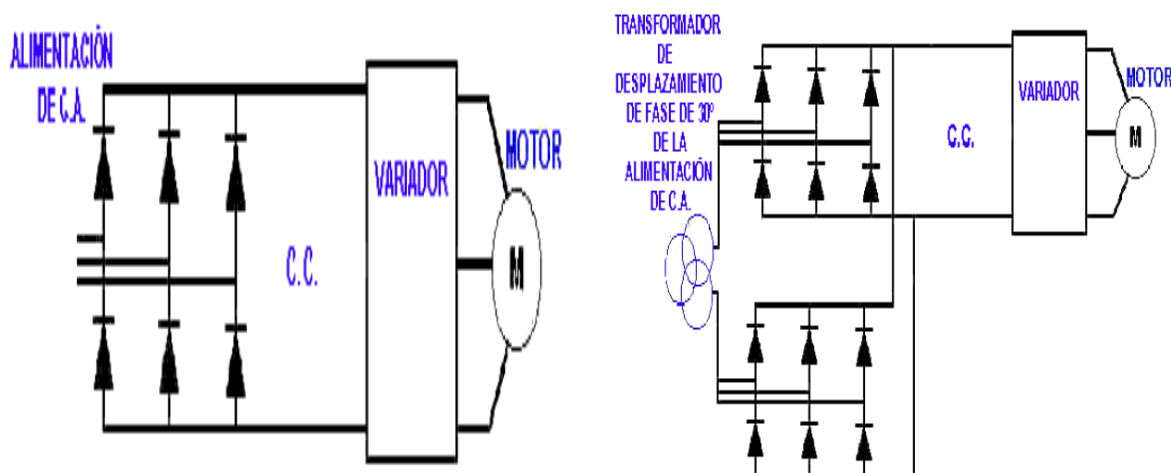


Figura 2.31 Puente de diodos para VSD de 6 y 12 pulsos [5], [18]

Etapa que se encuentra formada por un puente de transistores del tipo IGBT (*Insulated Gate Transistor*). Empleando estos transistores a modo de conmutadores

que reconstituyen el enlace de corriente continua en un patrón de frecuencia y voltaje variables para controlar el motor de corriente alterna. El sistema más empleado para ello es la modulación de anchura de pulso (PWM). Existiendo variadores de 4, 6 y 12 pulsos indicados en la figura 2.31, que presentan mejores características para eliminar los efectos de la frecuencia de alimentación conocidos como 'armónicos' que son producto del variador cuando éste obtiene la corriente de la red eléctrica. Los armónicos distorsionan el suministro de alimentación y generan efectos sobre los equipos.

2.2.2.4 Caja de venteo

Su nombre es dado por que en esta caja se ventea el gas proveniente del pozo a través del cable de suministro de energía, caja que está localizada entre el transformador elevador y el cabezal del pozo.

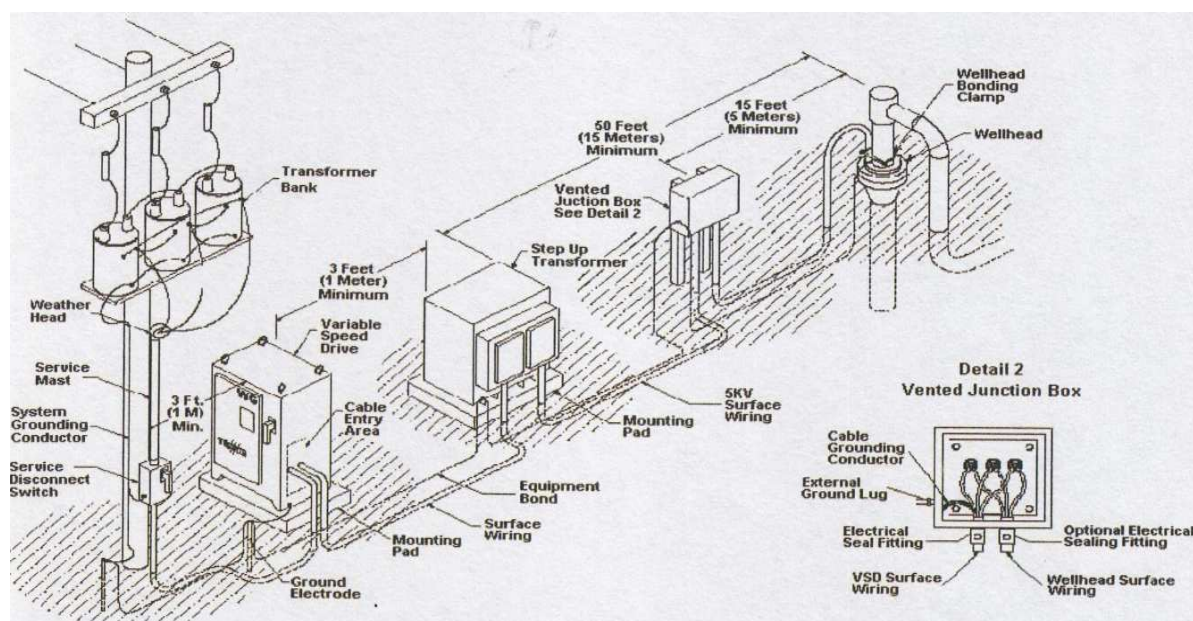


Figura 2.32 Elementos de superficie del sistema bes ^[5]

2.2.3 FIBRA ÓPTICA ^{[5], [15], [19]}

La fibra óptica para este tipo de aplicaciones sirve tanto como medio de transmisión de datos y como sensor de variables físicas de forma permanente. Presenta varias

ventajas.

- Bajo peso y resistencia a líquidos salinos
- Se emplea como sensor y medio de transmisión de datos
- Presenta un gran ancho de banda
- Inmunidad al ruido
- Baja atenuación
- Transmite datos a grandes distancias
- Alta velocidad de transmisión
- Integra múltiples sensores por medio de la multiplexación

Inconvenientes

- Altos costos para su implementación y empleo de equipos de alta tecnología

2.2.3.1 Principio de operación ^{[5], [15]}

En el núcleo de la fibra se transporta la luz de una fuente, que puede ser de un diodo emisor de luz o laser. La diferencia de la refracción entre el núcleo y la corteza, se reflejan dentro del núcleo demostrándose con la ley de Snell, a si la luz viaja de esta manera largas distancias, dependiendo del modo de propagación se tienen dos tipos de fibra multimodo y monomodo.

Ley de Snell.- Cuando una onda alcanza la superficie de separación de dos medios de distinta naturaleza se produce dos nuevas ondas fenómeno que se muestra en la figura 2.33, una que retrocede hacia el medio de partida y otra que atraviesa la superficie límite y se propaga en el segundo medio.

El primer fenómeno se denomina reflexión y el segundo recibe el nombre de refracción. El fenómeno de la refracción supone un cambio en la velocidad de propagación de la onda, cambio asociado al paso de un medio a otro de diferente naturaleza o de diferentes propiedades.

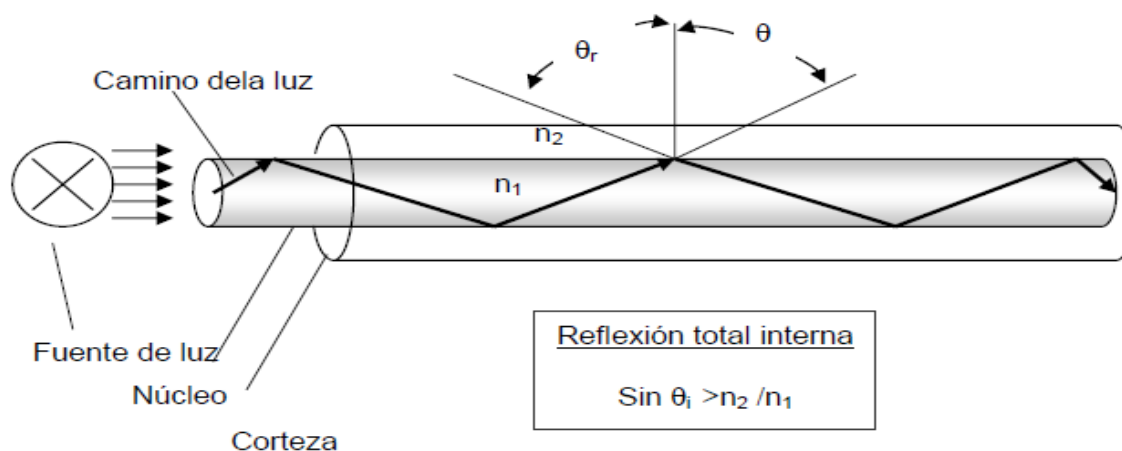


Figura 2.33 Ley de Snell [5], [12], [23], [25]

2.2.3.1.1 Multimodo

Es en la que los haces de luz pueden circular por más de un modo o camino. Una fibra multimodo puede tener más de mil modos de propagación de luz con núcleo de la fibra de 50 a 100 micrones, se usan comúnmente en aplicaciones de corta distancia menores a 1 km.

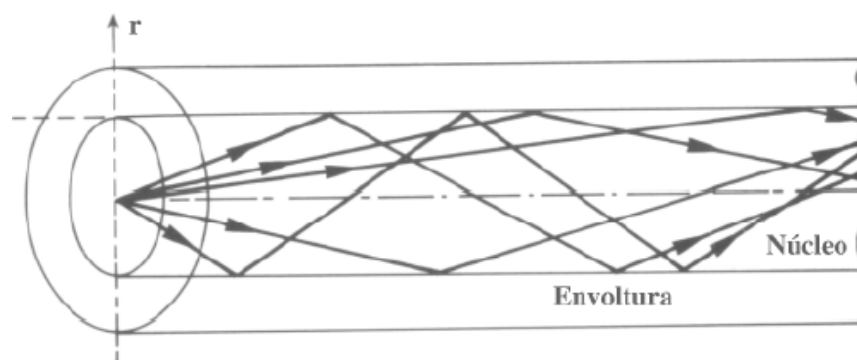


Figura 2.34 Fibra multimodo [5], [19], [21]

2.2.3.1.2 Monomodo

Es una fibra óptica en la que sólo se propaga un modo de luz. Se logra reduciendo el diámetro del núcleo de la fibra hasta un tamaño (8,3 a 10 micrones) que sólo permite un modo de propagación. Las fibras monomodo alcanzan grandes distancias (hasta 400 km máximo, mediante un láser de alta intensidad) y transmitir elevadas tasas de información (decenas de Gb/s).

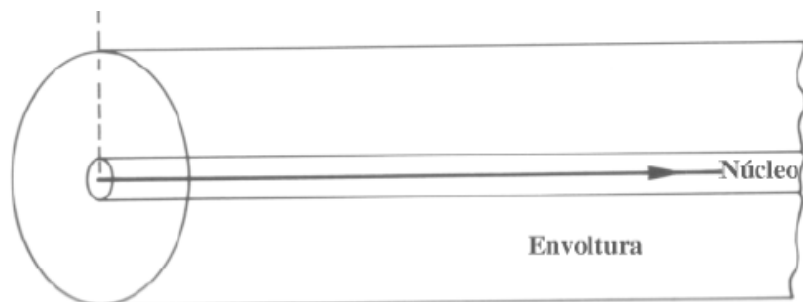


Figura 2.35 Fibra monomodo [5], [19], [21]

CAPÍTULO 3

SISTEMA ELECTRÓNICO PARA CONTROLAR LA SEPARACIÓN AGUA - PETRÓLEO

Para controlar la separación agua – petróleo de manera más eficiente el estudio técnico del sistema electrónico es una propuesta de diseño que se concentra en la aplicación de sensores de presión que van instalados en el cuerpo del separador hidrociclón, que utiliza tecnología de fibra óptica monomodo, estándares de transmisión de datos, Gigabit Ethernet y codificación de línea de no retorno a cero NRZ.

La propagación de ondas electromagnéticas en forma de luz hace que la fibra óptica no necesite voltajes ni corrientes convirtiéndole en un medio de comunicación inmune a todo tipo de interferencia electromagnética de su alrededor, por lo tanto es confiable para la aplicación en pozos de petróleo donde existe la necesidad de transportar información dentro de sustancias inflamables.

El sistema para la transmisión de la información dividido en dos partes el primero instalado completamente con fibra óptica desde el fondo hasta la unidad de control en superficie del pozo empleado para la adquisición de datos y realizar el control de la separación, para finalizar con el envío la información a través de enlaces satelitales mediante modulación de espectro disperso hacia los centros de control a distancia, diseño electrónico realizado para el pozo Shuara-12, que cumple con los requisitos para implementar este sistema, diseño aplicado para pozos con alta producción de agua e instalados con sistema de bombeo eléctrico sumergible (BES).

3.1 DISEÑO DEL SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL ^{[20], [22]}

Diseño que se concentra en la medición de presión y flujo dentro del cuerpo del separador, datos que son obtenidos de los sensores de presión que están instalados en el cuerpo del hidrociclón, con los cuales se monitorea y se controla el volumen de flujo a ser separado.

3.1.1 MONITOREO

El monitoreo de la separación agua – petróleo consiste en registrar datos de presión del separador hidrociclón, juntamente con los de operación de la bomba y el motor, parámetros que son supervisados para mantener la separación que se basa en la relación de la presión de separación (PDR), el cual se debe mantener en un valor superior a 1.6 (adimensional), caso contrario no existirá separación. Con la ecuación 3.1, se calcula este valor y la figura 3.1 indica la distribución de presiones en hidrociclón.

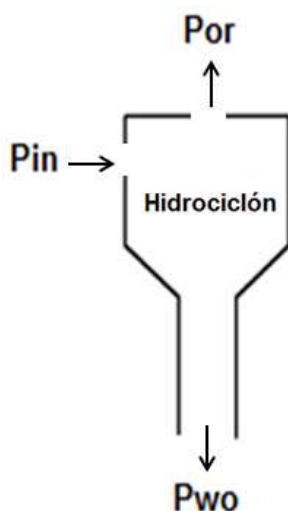


Figura 3.1 Presiones del separador ^[20]

$$PDR = \frac{P_{in} - P_{or}}{P_{in} - P_{wo}} \quad [3.1]$$

Donde

- ***P_{in}***.- Presión de entrada hacia el separador generada por la bomba BES.

- **Por.**- Presión de salida superior con petróleo con pequeñas cantidades de agua hacia la tubería de transferencia y esta hacia el tubing de producción.
- **Pwo.**- Presión con la que sale el agua separada hacia la zona de reinyección.

3.1.1.1 Parámetros a monitorear

- Caudal de inyección de agua separada, producción de petróleo y corte de agua
- Vibración, frecuencia, corriente, temperatura y voltaje del motor
- Presión de entrada y descarga de la bomba
- PDR (Relación de presión de separación)

Parámetros monitoreados desde la superficie, visualizados en display del variador y en la estación remota, datos adquiridos con sensores de fibra óptica distribuidos en el encapsulado del separador, bomba y motor de la completación de fondo.

3.1.2 CONTROL ^[28]

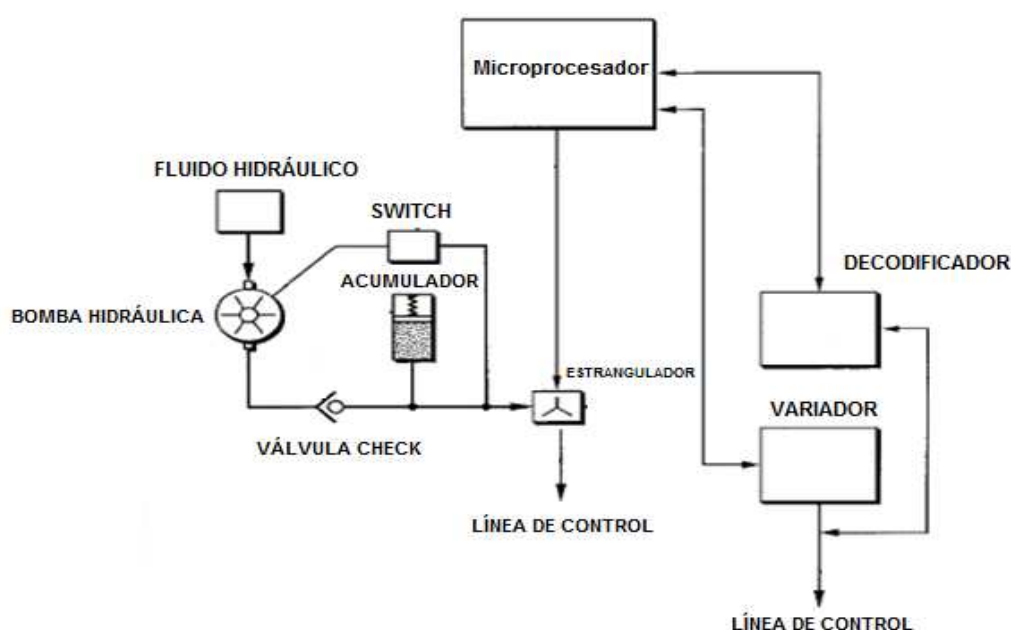


Figura 3.2 Unidad de control ^[13]

El control de la separación se realiza con válvulas de actuación hidráulica, eléctrica o regulando la velocidad de giro del motor aumentando o disminuyendo voltajes, corrientes o frecuencia del variador. La figura 3.2, se muestra el diagrama de bloques y distribución de las unidades que realizan el control y la adquisición de datos.

3.1.2.1 Unidad de control

Teniendo por elemento principal al microprocesador donde se procesan todas las operaciones lógicas que son utilizadas para obtener datos en códigos binarios, para su posterior manejo e envió datos adquiridos con los sensores. Con el cual se controla los dispositivos electrónicos y electromecánicos como las válvulas de control de flujo que se encuentran instaladas en el fondo del pozo. La figura 3.2 indica el diagrama esquemático con la distribución de los elementos que componen la unidad de control.

3.1.2.1.1 Funcionamiento

Las salidas del microcontrolador son acoplados al variador de frecuencia el primer pórtico es utilizado para controlar la velocidad de giro del motor, la otra salida es acoplada al estrangulador bloque utilizado para controla las válvulas de flujo (I.C.V), que comprende de una bomba hidráulica acoplada a un tanque de fluido que pasa a través de una válvula check (permite el paso del fluído en un solo sentido) este hacia al acumulador configurado para mantener la presión del fluido de accionamiento, el *switch* acoplado para seleccionar el accionamiento del estrangulador y seleccionar el modo de operación de las válvulas.

3.1.2.2 Unidad terminal remota (RTU) [5], [7], [19], [21]

Unidad que recolecta y transmite información hacia el centro de control, configuración que se muestra en la figura 3.3, ubicada cerca del cabezal del pozo. Procesando información análoga y digital, los servicios de comunicación más comunes para RTU son; Serie, Ethernet TCP/IP y módem con protocolo Modbus.

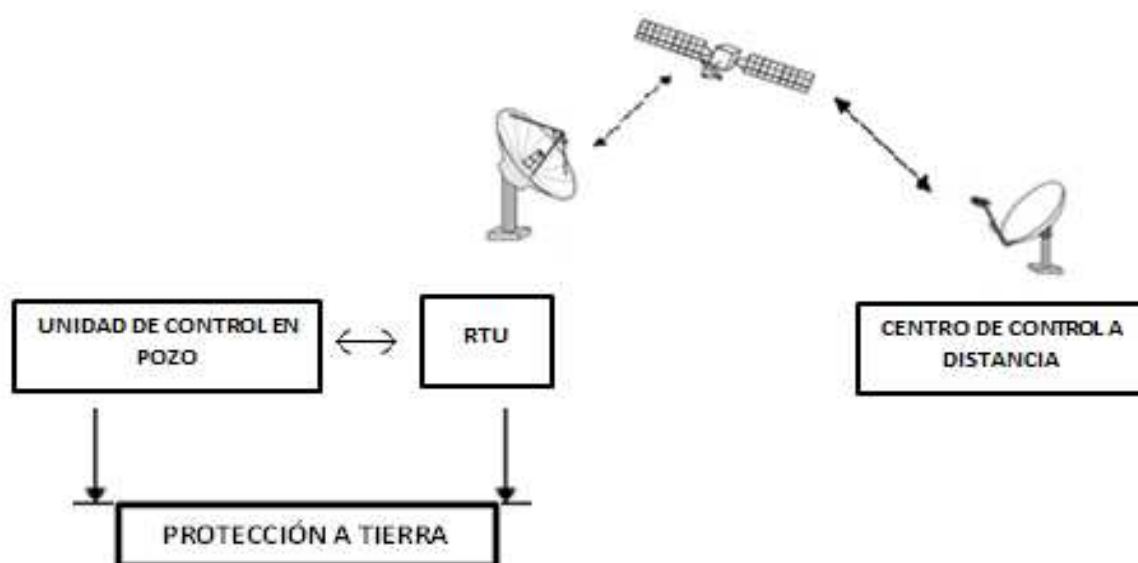


Figura 3.3 RTU [1], [3], [5], [7], [13], [19], [27], [28]

3.1.2.2.1 Arquitectura del RTU^[23]

Módulo de entrada

Módulo que adquiere la información del campo suministrada por los transductores para acondicionarla a niveles de operación, permitiendo el manejo de información digital y analógica.

Módulo de control

Módulo que tiene como función el registro, recepción y transmisión de los comandos de control, garantizando la confiabilidad de la operación a realizar. En general recibe los mensajes de la unidad de control a distancia y realiza la comprobación de códigos para asegurarse que los datos recibidos y transmitidos estén en código correcto.

Módulo de procesamiento de información (CPU)

Es la unidad controladora de todas las funciones de la unidad terminal remota, ya que dirige todas las transferencias de datos entre los registros y las localidades de

memoria y controla las interrupciones. Esta unidad central de procesamiento es la encargada de procesar la información adquirida del campo o transmitida por la unidad de control a distancia, con la finalidad de ejecutar la acción a realizar ya sea de control o de datos. Los datos e instrucciones se almacenan en módulos de memoria RAM (*Read Access Memory*) y/o ROM (*Read Only Memory*).

Módulo de comunicación

Módulo que se encarga de codificar la información recibida del campo para ser transmitida.

3.1.2.2.2 Medios de transmisión

El método de modulación para transmitir los datos digitalizados desde el RTU hacia la unidad de transmisión remota es mediante espectro disperso (SS), aplicado por presentar grandes ventajas las cuales permiten que la comunicación sea segura, evitando anti-jamming y baja interferencia. Así los sistemas que emplean espectro disperso son: telefonía celular del tipo 3G (CDMA2000), BLUETOOTH, GPS y enlaces satelitales. El medio de transmisión empleado para enviar la señal desde el RTU hacia el centro de control a distancia, son enlaces de radio, microonda, redes celulares y enlaces satelitales.

Enlaces de radio y microonda

Los enlaces de radio y microonda son empleados para transmisión de datos localmente, presentando problemas de atenuación de la señal, por la geometría que presente el terreno, obstáculos que se encuentren en el área de cobertura.

Redes celulares

El envío de la información mediante redes celulares es otra alternativa, utilizando la tecnología de una empresa que posea cobertura en esa zona alquilando el servicio

CDPD (*Celular Digital Paquet Data*), teniendo un gran beneficio para el envío de la información hacia teléfonos celulares.

Enlace satelital

El enlace satelital es empleado para transmitir información a grandes distancias, así las redes más utilizadas son las VSAT, que trabajan en un rango de frecuencias de 3 a 30 GHz, usando satélites comerciales INMARSAT y INTELSAT.

3.1.3 CONSIDERACIONES DE DISEÑO

El diseño del sistema de monitoreo y control considera dispositivos electrónicos y parámetros de producción, los cuales se identifican en la figura 3.4.

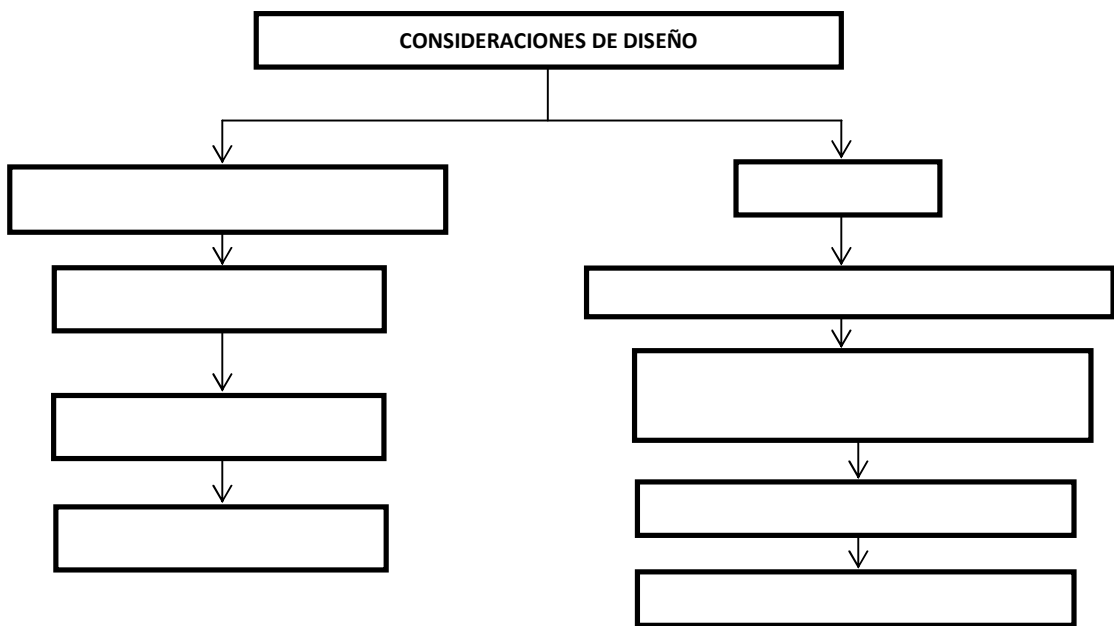


Figura 3.4 Consideraciones de diseño [4], [25]

3.1.3.1 Electrónica de fondo

La electrónica de fondo está compuesta por varios elementos que son utilizados básicamente para la transmisión de datos desde el fondo del pozo hacia la superficie

y control de los dispositivos de separación.

Número de sensores

Para la obtención de la información del hidrociclón se utiliza tres sensores para medir presión y flujo, colocados en las salidas y entradas por donde ingresan los fluidos hacia el interior del separador. Adicionalmente la bomba eléctrica sumergible contiene dos sensores los cuales miden vibración del motor y parámetros eléctricos básicos.

Tipo de válvulas y número a utilizar

Dos de tipo electrónico (I.C.V) ubicados en la salida superior y parte inferior del separador que controlan el flujo de agua y petróleo de producción y de reinyección.

Fibra óptica

Del tipo monomodo utilizando 2835 metros, profundidad a la que se ubica el equipo de fondo, empleada por que permite enviar gran cantidad de información con baja atenuación.

Tipo de transmisor y receptor

Transmisor laser y receptor tipo PIN, no emplean amplificadores ópticos debido a que la distancia a ser transmitida desde el fondo hacia la superficie del pozo es inferior a los 5000 metros para colocar un amplificador.

Características para el envío de información

Modulación digital con codificación de Non Return to Zero (NRZ)

Voltajes de alimentación

Voltajes en corriente continua para los elementos electrónicos de fondo que emplean valores de 0 a 8 voltios y los diodos laser con potencia de salida de 20 mW.

3.1.3.2 Parámetros de producción

Parámetros con los que dimensiona el número de separadores hidrociclones a ser utilizados y la ubicación de las profundidades de asentamiento del equipo.

Formaciones de producción y reinyección

Arena de producción "Ui" localizada en la profundidad de 2796 - 2802 metros y de arena de reinyección correspondiente a la arena Hollín a la ubicada a la profundidad de 2865 - 2877 metros, datos obtenidos de la interpretación de registros eléctricos, sísmico y densidad.

Estado mecánico del pozo

Pozo revestido con casing de 7 pulgadas e instalado con tubería de producción de 3 ½ pulgadas, con estado de cemento en buenas condiciones.

Producción diaria de agua, petróleo

Producción diaria de agua de 4310 bls con 172 barriles de petróleo.

3.1.4 INSTRUMENTACIÓN ^{[1], [6], [13]}

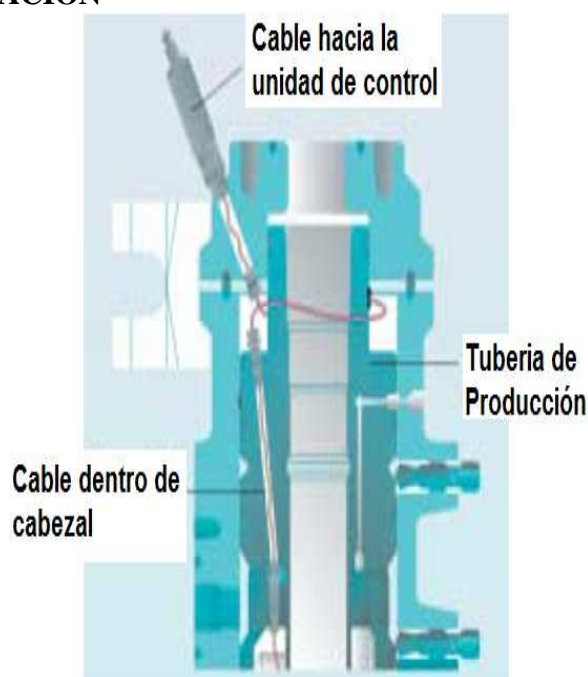


Figura 3.5 Conexión en cabeza de pozo ^[17]

La instrumentación consiste en elementos adicionales que se van a emplear para colocar los equipos de manera correcta en el fondo del pozo, para evitar posibles fallas de operación del sistema.

Mandril

Dispositivo instalado en la tubería de producción donde se coloca el medidor de presión y flujo permanente, utilizado también para proteger los elementos electrónicos de golpes al momento de bajar y colocar en la profundidad adecuada.

Lineas de activación

Dos tipos de conectores son usados. El primero es un conector de fondo eléctrico que es empleado para conectar el cable que transfiere los datos. El segundo es un conector hidráulico para las líneas capilares.

Conexiones en cabeza del pozo

Conexiones que se realizan de acuerdo al tipo de cabezal que presente el pozo, los cables pasan a través del cabezal del pozo hacia el bloque de adquisición de datos, la figura 3.4, muestra la conexión.

Software

Software computacional con el que realiza el control de los equipos de actuación los más utilizados para este tipo de sistemas son: *SCRAMS* y *LOWIS*.

3.2 SISTEMA PARA LA ADQUISICIÓN DE DATOS ^{[8], [10], [28]}

El diseño propuesto para adquirir los datos y controlar la separación agua - petróleo se presenta en la figura 3.6 y 3.7, donde se identifica la distribución de todos los sensores que están instalados, el tipo de variable física a registrar y el control que se realiza con esta unidad a los equipos de fondo, así los de fibra óptica representados en color verde, utilizando un total de seis, distribuidos en la completación de fondo.

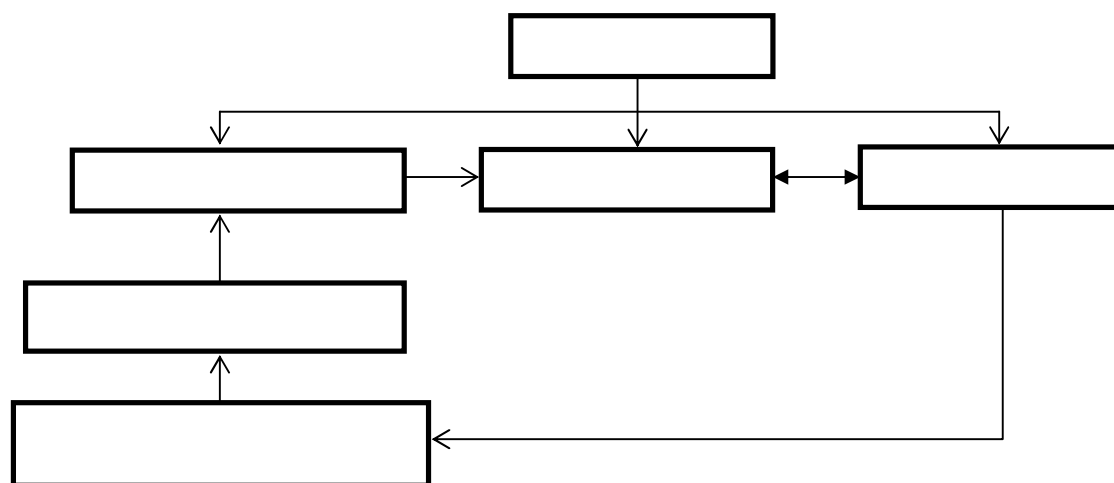


Figura 3.6 Adquisición de datos ^{[21], [22]}

3.2.1 DISTRIBUCIÓN DE SENSORES

Tres sensores de presión instalados en el separador hidrociclón, que están ubicados uno en la entrada lateral para registrar la presión con la que ingresan los fluidos hacia el cuerpo del separador, otro en la salida superior que registra la presión con la que sale el petróleo separado del agua y el último ubicado en la parte inferior que registra la presión de descarga del separador.

El sensor que va colocado en la bomba centrífuga multietapas tiene la función principal de registrar las presiones con las que ingresan los fluidos del pozo hacia el interior del cuerpo de la bomba. En el motor es aplicado un sensor que mide varios parámetros fundamentales como: vibración del motor, temperatura, voltajes y corrientes.

Sensor que está ubicado sobre el motor mide el caudal de petróleo que sale por el tubo de transferencia del separador hacia la tubería de producción o tbg.

La información adquirida de todos los sensores, es almacenada en la unidad de adquisición y transducción ésta envía a través de los cables de control y de fibra óptica, así las líneas de color rojo representan los datos de los sensores, las líneas de color azul son las que ejecutan el control a las válvulas I.C.V, la de color morado

que lleva información hacia superficie, cable de color negro de alimentación de energía del motor.

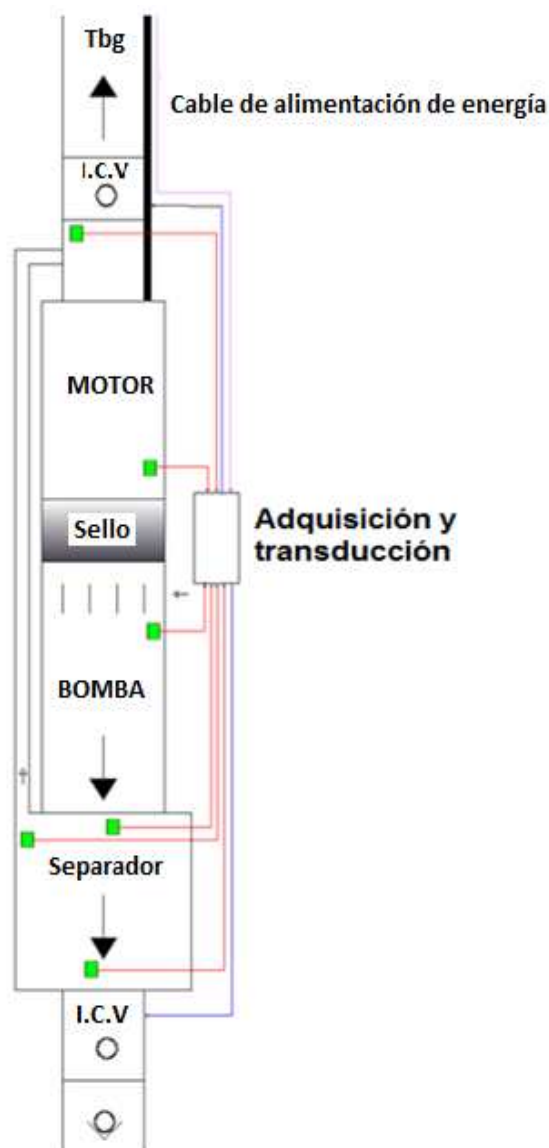


Figura 3.7 Distribución de sensores [10], [22], [28]

3.3 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRÓNICO [8], [23]

La separación agua – petróleo funciona, similarmente al sistema de bombeo eléctrico sumergible con la diferencia en la aplicación del separador y la configuración del equipo BES que es de forma invertida, secuencia que se indica en la figura 3.8, la cual inicia con el suministro de energía de la red trifásica de 13.8 KV, siendo reducida

por el transformador reductor a 480 V, voltaje que alimenta al variador de frecuencia pasando por la caja de venteo para energizando todos los equipos que se encuentran en el cabezal del pozo hacia el sistema de separación de fondo.

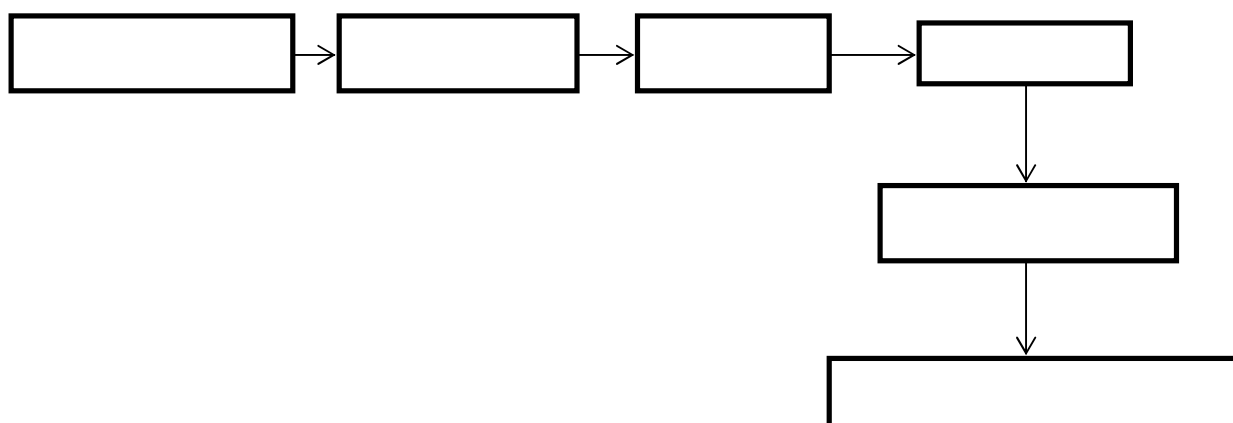


Figura 3.8 Sistema eléctrico/electrónico ^{[25], [27]}

3.3.1 EQUIPO PARA LA SEPARACIÓN ^[20]

El pozo SHU – 12, fue seleccionado por presentar un corte de agua del 96 por ciento indicando que el pozo está al borde de producir completamente agua o ser cerrado por esta causa acorde con los análisis del potencial del pozo, este posee reservas remanentes de 782310 BIs de petróleo que indica que no es práctico cerrar el pozo y con análisis de evaluación de formaciones se determinó que la zona para la reinyección es la arena Hollín que está ubicada bajo las arenas productoras que posee el pozo que son “Us” y “Ui”. Con estos antecedentes se plantea la aplicación del sistema.

El equipo BES presenta una bomba de 152 etapas con presión de intake o entrada de 1795 psi hacia el interior de la bomba elevando a una de presión de descarga hacia el separador de 4252 psi, con frecuencia de operación de 52.9 Hz.

El motor que presenta una potencia de 504 hp, voltaje de 2810 V en corriente alterna y corriente de 108 A, motor que genera las revoluciones por minuto necesarias a ser

transmitidas al eje de la bomba.

Cable de tipo plano número uno resistente a altas temperaturas, presión y líquidos corrosivos, variador de frecuencia con potencia aparente de 519 KVA. El número de separadores aplicados para reducir el volumen de agua es de 3 colocados dentro de un encapsulado de tres pórticos. La tabla 3.1 resume los equipos a utilizar.

EQUIPO	PARÁMETRO	
BOMBA	Etapas	152
	Pi (psi)	1795
	Pd (psi)	4252
	F (Hz)	52.9
MOTOR	P (HP)	504
	V(v)	2810
	I (A)	108
	Sello	543GST34B
CABLE	Tipo	Plano
	Número	#1 AWG
VARIADOR	S (KVA)	519
SEPARADORES	# de Hidrociclones	3

Tabla 3.1 Equipo BES ^[20]

3.3.2 REDUCCIÓN DE AGUA

Con el equipo de separación y los sensores colocados en la completación de fondo se obtiene información de presiones (entrada, salida y de reinyección), ratas de flujo (entrada, separada y a reinyectar), corte de agua y parámetro de control de separación PDR. La figura 3.9 se indica los volúmenes de agua a ser reducidos.

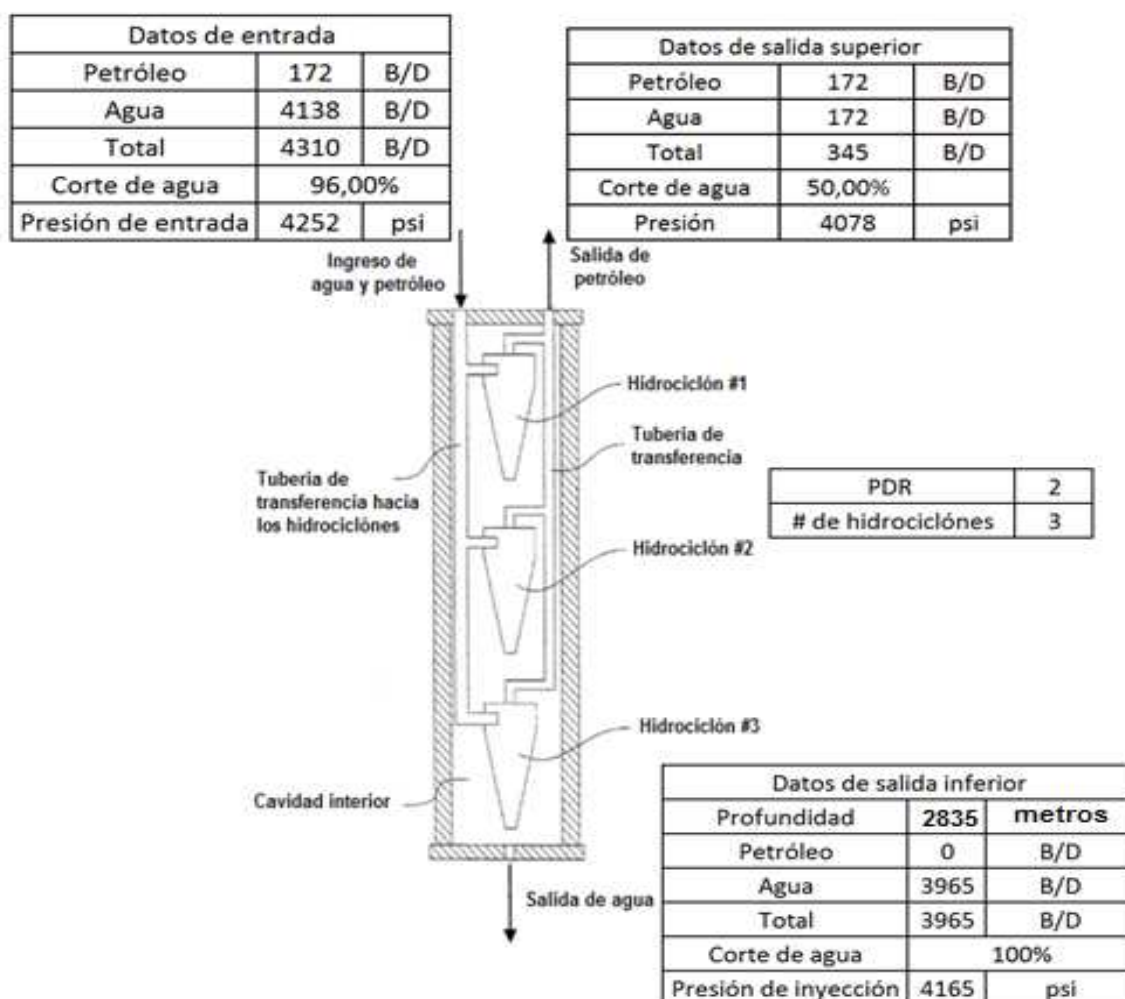


Figura 3.9 Reducción de agua ^[20]

3.3.3 FUNCIONAMIENTO

Todo el funcionamiento del sistema hace referencia a la figura 3.10, que corresponde al diseño a implementar en el pozo. El packer de aislamiento de zonas está ubicado a 2847 metros, y el equipo de bombeo a 2816 metros. Por las intakes o pórticos de entrada de la bomba centrífuga multietapas ingresan los fluidos provenientes del yacimiento de la zona de producción a través de las perforaciones realizadas en la tubería de revestimiento, esta bomba genera la presión necesaria para que ingresen los fluidos hacia el separador hidrociclón, una vez obtenida la separación por la parte inferior del separador sale el agua separada hacia la zona de reinyección, y por la

parte superior sale el petróleo con pequeñas cantidades de agua y por el ducto de transferencia hacia la tubería de producción la que conduce a superficie. La arena donde se va a depositar el agua separada se encuentra a la profundidad de 2877 metros, presentando un espesor disponible para la reinyección de 12.2 metros.

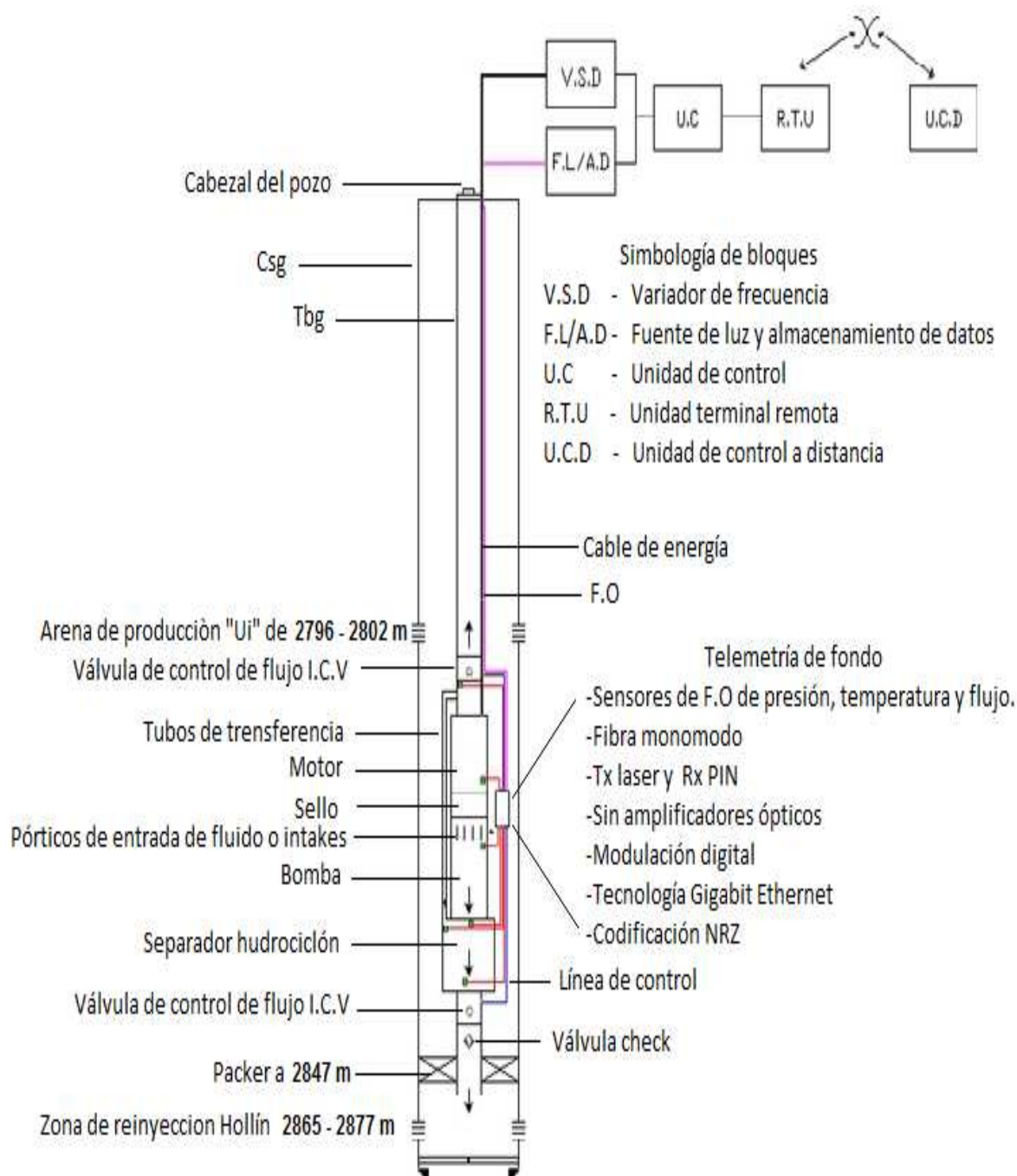


Figura 3.10 Telemetría de fondo [5], [22], [25], [28]

3.4 SISTEMA ELECTRÓNICO ^[15]

El sistema electrónico consta de sensores, válvulas de control de accionamiento eléctrico, motor, unidad de adquisición de fondo, líneas de control, cables de alimentación de energía y telemetría de fondo empleada para enviar y recibir la información a través de cables de fibra óptica representados en color rosado los que llegan hasta la superficie a la unidad de control U.C, que envía y recibe datos, sistema electrónico representado en la figura 3.10.

Equipos de bombeo y comunicación que funcionan con voltajes de corriente continua de 0 a 8 voltios y en corriente alterna con voltaje de 2810 V, soportando temperaturas de 30°C a 150°C, presiones hasta 7500 psi y vibraciones de 10 a 500 Hz.

3.4.1 TRANSMISIÓN DE SEÑAL ^{[5], [15], [19]}

El esquema de la figura 3.11 indica la configuración para transmitir los datos con fibra óptica, empleando un transmisor Tx y un receptor Rx (también llamado convertidor electro óptico E/O). Siendo el trasmisor tipo laser de 1310 nm de onda larga generando una potencia de salida de 20 mW, con frecuencia de modulación de 10 Ghz, los cuales convierten la señal eléctrica en óptica y el receptor del tipo fotodiodo PIN, que trabaja con voltaje de 4 a 10 v, que va acoplado a la fibra para convertir la señal óptica en eléctrica O/E.

En largas distancias la fibra presenta atenuación, en tales casos es necesario utilizar repetidores y amplificadores ópticos.

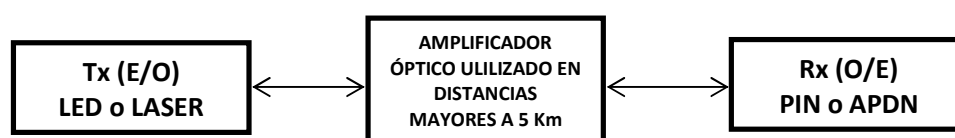


Figura 3.11 Configuración para transmitir datos ^[15]

3.4.2 PROBLEMAS QUE AFECTAN AL SISTEMA ELECTRÓNICO ^{[5], [18], [27]}

Varias causas podrían afectar el funcionamiento normal del sistema, tanto para la transmisión de datos como en el proceso de separación los cuales pueden ser.

- ***Inclinación del pozo.***- Factor de gran importancia que afecta a los equipos electrónicos acoplados dentro de la completación que pueden ser afectados al momento de pasar por el KOP (*Kick Off Point*), en pozos con forma de “J” y horizontales.
- ***Suministro de energía.***- El suministro de energía debe de ser continuo con frecuencia de operación de 60hz, ya que todo el sistema es electrónico, en el caso que se presente una interrupción este se ve afectado para la transmisión de datos y en el proceso de la separación de los fluidos.
- ***Capacidad de almacenamiento de datos.***- Los dispositivos de almacenamiento deben poseer la suficiente capacidad para almacenar información en memoria RAM y ROM, para no interrumpir el envío de los datos desde el fondo hacia la superficie.
- ***Presencia de gas en la bomba centrífuga.***- Problema que se genera en pozos con mecanismos de empuje por capa de gas, causando la para de los equipos de fondo.
- ***Sólidos disueltos.***- Formaciones con altos contenidos de sólidos generan abrasión entre los componentes giratorios, tanto en los separadores, etapas de la bomba y en la formación receptora del agua separada.
- ***Altas concentraciones de sales.***- Las sales minerales generan corrosión formando scala, la cual se almacena dentro de los ductos obstruyendo el paso del fluido dentro de los equipos de separación.

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- Se siguió el modelo de Sakowski, Anderson y Furui, para la conversión del pozo SHU-12, de convencional a inteligente, tomando en cuenta que este modelo asocia el comportamiento del yacimiento.
- Las dos válvulas que se emplean para regular el flujo en fondo son eléctricas, ya que estas presentan una mejor ventaja ajustándose a un número ilimitado de posiciones.
- Se aplicó la fibra óptica para la transmisión y adquisición de datos en el fondo del pozo, debido a que este elemento no necesita voltajes ni corrientes, haciéndole inmune a la interferencia electromagnética y confiable en sustancias inflamables.
- El método de modulación empleado para enviar la información desde los RTU hacia los centros de control a distancia es mediante enlaces satelitales con modulación de espectro disperso.
- Los parámetros a ser monitoreados, son los de presión del separador hidrociclón, empleando un total de seis sensores, distribuidos de la siguiente manera, tres sensores de presión instalados en el separador hidrociclón, uno colocado en la

bomba centrífuga multietapas, en el motor es aplicado un sensor y un sensor que está ubicado sobre el motor que mide el caudal separado.

- La telemetría de fondo aplicada para el sistema de transmisión de datos es por fibra óptica conformada por, sensores de fibra óptica de presión, temperatura, flujo, fibra monomodo, Tx laser y Rx PIN, no emplea amplificadores ópticos y modulación digital.

4.2 RECOMENDACIONES

- El diseño del sistema electrónico para el pozo SHU-12, tiene gran beneficio ya que permite realizar operaciones de encendido o apagado desde el centro de control a distancia.
- Es recomendable aplicar la tecnología Gigabit Ethernet, para la transmisión de la información con fibra óptica desde el fondo del pozo hasta la superficie, ya que esta tecnología cubre distancias de hasta 5000 metros, lo cual evita la instalación de repetidores ópticos, tomando en cuenta que la profundidad total del pozo es de 2835 metros.
- Se recomienda tomar en cuenta los siguientes problemas que afectan al sistema electrónico, presencia de gas en la bomba centrífuga, sólidos disueltos, altas concentraciones de sales en el agua de formación, inclinación del pozo, suministro de energía, capacidad de almacenamiento de información y configuración de los hidrociclones.
- El pozo SHU – 12, presenta un corte de agua del 96 por ciento, indicando que el pozo está al borde de producir completamente agua o ser cerrado y acorde con los análisis del potencial del pozo éste posee reservas remanentes de 782310 Bls, indicando que no es práctico cerrar el pozo, por lo que se recomienda aplicar este sistema.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1 Aitokhuehi, I., (2004), "*Real – Time Optimization of Smart wells*", Stanford University.
- 2 Algeroy, J., (2008), "*Bombas eléctricas sumergibles para sistemas de levantamiento artificial inteligentes*", Oilfield Review.
- 3 Algeroy, J., Morris, A., & Stracke, M., (1999), "*Control remoto de yacimientos*", Oilfield Review.
- 4 Al Omair, A., (2007), "*Economic Evaluation of Smart Well technology*", Texas A & M University.
- 5 Apuntes personales de la materia de Telecomunicaciones y Sistemas de Levantamiento Artificial BES, Baker Hughes, Manuales Wood Group, Schlumberger (2010).
- 6 Bellarby, J., (2009), "*Well Completion Desing*", SPE, Aberdeen, UK.
- 7 Bhrouz, A & Forouzan., (2007), "*Transmisión de Datos y Redes de Comunicaciones*", Mc Graw Hill, Madrid.
- 8 Borg, K., (2001), "*Reliability and Life Cycle Cost/Profit Assessment of Intelligent Well Systems*", Norwegian University of Science and Technology, Faculty of Marine Technology.
- 9 Brouwer, D., (2004), "*Dynamic waterflood optimization with Smart Wells using optimal control theory*", Delft University of Technology.
- 10 Conn, T & Moffatt, T., (2000), "*Application of real – time well monitoring system*", PROMORE Engineering Inc.
- 11 Devegowda, D., (2003), "*An Assessment of Subsea Production System*", Thesis, Texas A&M University.
- 12 Dyer, S., (2008), "*Terminaciones Inteligentes: Manejo automatizado de pozos*", Oilfield Review.
- 13 Fielder, L., (2008), "*Monitoring And Automatic Control Of Operating Parameters For A Downhole Oil/Water Separation System*", U.S Patent, US 2008/0236821 A1, Schlumberger, Sugar Land, TX.

- 14 Huiracán, J., “*Conversores Análogo-Digital y Digital-Análogo: Conceptos Básicos*”.
- 15 Hayes, J., “*Fiber optics Technician’s Manual*”, 2nd Edition, Delmar Thomson Learning.
- 16 Jansen, J., (2001), “*Smart Wells*”, Delft University of Technology, Shell E & P Technology Applications and Research.
- 17 Omotosho, R., (2004), “*Permanent Downhole Sensors in Today’s Petroleum Industry*”, the University of Texas at Austin.
- 18 Ramirez, M., (2004), “*Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting*”, ESP OIL Engineering Consultants.
- 19 Roger, L., Freeman., (1991), “*Ingeniería de Sistemas de Telecomunicaciones*”, Limusa Noriega editores.
- 20 Sarango, J., (2012), “*Estudio Técnico Económico para Disminuir la Producción de Agua Mediante la Aplicación de la Tecnología Hydrosep en el Campo SHUARA*”, Tesis Ingeniería E.P.N, Febrero.
- 21 Schwartz, M., (1994), “*Redes de Telecomunicaciones*”, Wesley Iberoamericana, Argentina.
- 22 Shaw, et al., (1999), “*Apparatus for Controlling and Monitoring a Downhole oil/water Separator*”, U.S Patent 5,996,690, Baker Hughes Incorporated, Houston, Tex.
- 23 Technical Information Bulletin. (2004), “*Supervisory Control and Data Acquisition SCADA System*”, National Communication System.
- 24 Tomasi, W., “*Sistemas de Comunicaciones Electrónicas*”, Cuarta edición.
- 25 Tubel, et al., (2003), “*Wellbore Utilizing Fiber Optic-Based Sensors and Operating Devices*”, U.S Patent 6,531,694 B2, Sensor Highway Limited (GB).
- 26 Turner, R., (2011), “*Smart Wells – A Key Enabler for Oilfield Developments in Brunei*”, International Petroleum Technology Conference.
- 27 Tubel, P., (2002), “*Control Model for Production Wells*”, U.S Patent 6,012,015, Baker Hughes Incorporated, Houston, TX.
- 28 Tubel, P., (2005), “*Method and System For Wireless Communications for Downhole Applications*”, U.S Patent 6,899,178 B2, Texas.

GLOSARIO DE TÉRMINOS UTILIZADOS

ABREVIATURAS

A	Amperio
AWG	American Wire Gauge
BFPD	Barriles de fluido por día
BES	Bombeo eléctrico sumergible
Bls	Barriles
CDPD	Celular Digital Data
DHOWS	Downhole oil water separation
DTs	Distributed Temperature Sensors
DHVT	Downhole vibration tool
E	Campo eléctrico
Es	Señal óptica
°F	Grados Fahrenheit
F	Frecuencia
GOR	Gas oil ratio
Hz	Hertz
HP	Horse power
I	Corriente
ICV	Inflow control valve
IM/DD	Intensity Modulation/Direct Detección
IGBT	Insulated Gate Transistor
mm	milímetros
m	metros
NRZ	No retorno a cero
OL	Señal del oscilador local
Pi	Presión de intake
Pd	Presión de descarga de la bomba

P	Potencia
PDHG	Permanent downhole Gages
Psi	Pounds square inch
PWM	Modulación de amplitud de pulso
PDR	Relación de diferencia de presión
RAM	Randon Access memory
ROM	Read only memory
RTU	Remote Transmition Unit
RAP	Relación Agua Petróleo
SWI	Smart well intelligent
SS	Spread spectrum
SCRAMS	Surface Controlled Analysis and Management System
S	Potencia aparente
SHU	Shuara
Us	Arena de producción "U" superior
Ui	Arena de producción "U" inferior
VSD	Variable Speed Drive
VSC	Variable Speed control
VFC	Variable frequency control
VFD	Variable frecquency drive
V	Voltaje
WOR	Water oil ratio

ANEXOS

A.1 TRANSISTOR IGBT (INSULATED GATE BIPOLAR TRANSISTOR)³

El transistor IGBT, es un dispositivo híbrido que reúne la facilidad de disparo de los MOSFET con las pequeñas pérdidas en conducción de los BJT de potencia. La puerta (Gate) está aislada del dispositivo con lo que se tiene un control por tensión, entre el colector y el emisor presentando un comportamiento tipo bipolar. La figura A.1 muestra la simbología para el transistor IGBT.

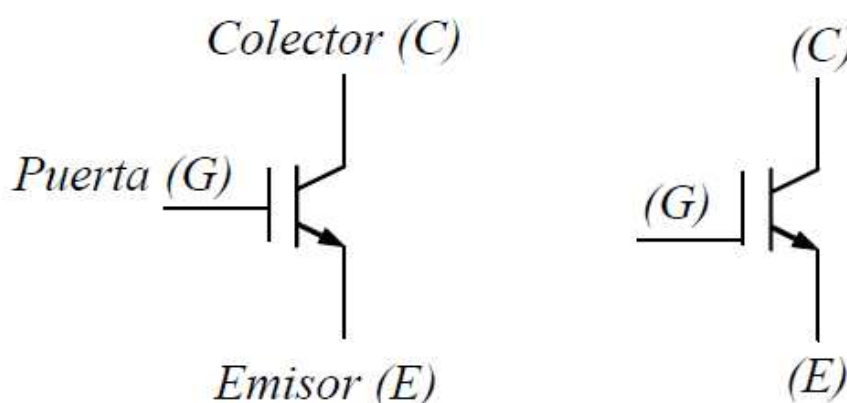


Figura A.1 Representación gráfica del transistor IGBT

A.1.1 FUNCIONAMIENTO

La estructura del IGBT es similar a la del MOSFET, pero con la inclusión de una capa P+ que forma el colector del IGBT, como se puede ver en la figura A.2. Su estructura interna soportar tensiones elevadas, entre 1200V hasta 2000V, con un control sencillo de tensión de puerta, trabaja en rangos de frecuencias medias controlando potencias elevadas.

El IGBT se analiza como un MOSFET en el cual la región N- tiene su conductividad modulada por la inyección de portadores minoritarios (agujeros), a partir de la región P+, una vez que J1 está directamente polarizada. Esta mayor conductividad produce

³ [http://tec.upc.es/el/TEMA-2%20EP%20\(v1\).pdf](http://tec.upc.es/el/TEMA-2%20EP%20(v1).pdf) - Dispositivos electrónicos de potencia capítulo 2.

una menor caída de tensión en comparación a un MOSFET. La máxima tensión que puede soportar se determina por la unión J2 (polarización directa) y por J1 (polarización inversa), como J1 divide 2 regiones, se puede concluir que un IGBT no soporta tensiones elevadas cuando es polarizado inversamente.

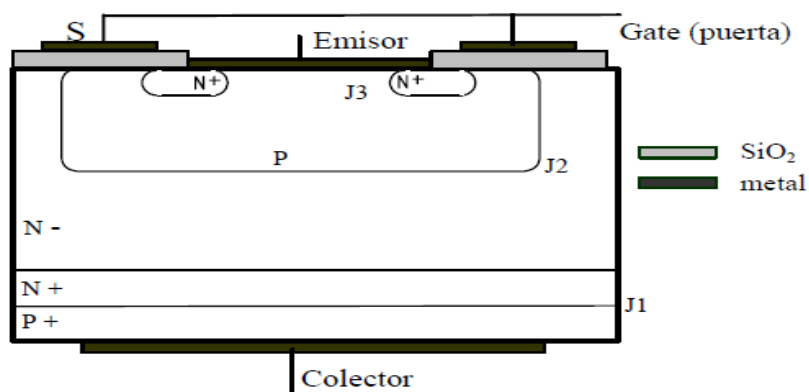


Figura A.2 Estructura interna del IGBT

En la tabla A.1 se aprecia la comparación entre tensiones, corrientes y frecuencias que soportan los distintos transistores de potencia.

BJT	MOSFET	IGBT
1000 – 1200 V	500 – 1000 V	1600 – 2000 V
700 - 1000A	20 – 100 A	400 – 500 A
25 KHz	300 – 400 kHz	Hasta 75 KHz
Potencia media	Potencias menores a 10Kw	Potencias medias a altas

Tabla A.1 Transistores de potencia

A.2 MODULACIÓN DE DURACIÓN DE PULSO (PWM)⁴

La modulación de anchura de pulso es usada en diferentes aplicaciones, siendo la más común para el control de motores y en sistemas de comunicación. En el caso de control de motores consiste en controlar la velocidad de rotación del motor en función de la anchura del pulso.

⁴ Modulación de Pulsos, Capítulo 7, Constantino Pérez Vega

Dado que la velocidad de rotación depende del valor medio de la tensión suministrada, cuanto más ancho sea el pulso mayor será el valor medio de la tensión aplicada al motor y por ende mayor velocidad de rotación. En caso de disminuir la velocidad debemos aplicar pulsos más estrechos los cuales dan como resultado un valor menor que en el caso anterior. En la modulación de ancho de pulso los pulsos de amplitud constante varían su duración proporcionalmente a los valores de $f(t)$, en los instantes de muestreo. La PWM, también se nombra como modulación de duración de pulso y se denota como PDM.

La construcción típica de un circuito PWM se muestra en la figura A.3, mediante un comparador con dos entradas y una salida. Una de las entradas se conecta a un oscilador de onda dientes de sierra, mientras que la otra queda disponible para la señal moduladora, en la salida la frecuencia es generalmente igual a la de la señal dientes de sierra y el ciclo de trabajo está en función de la portadora. La principal desventaja que presentan los circuitos PWM es la interferencia por radiofrecuencia las que se minimizan ubicando un filtro cerca de la fuente de alimentación.

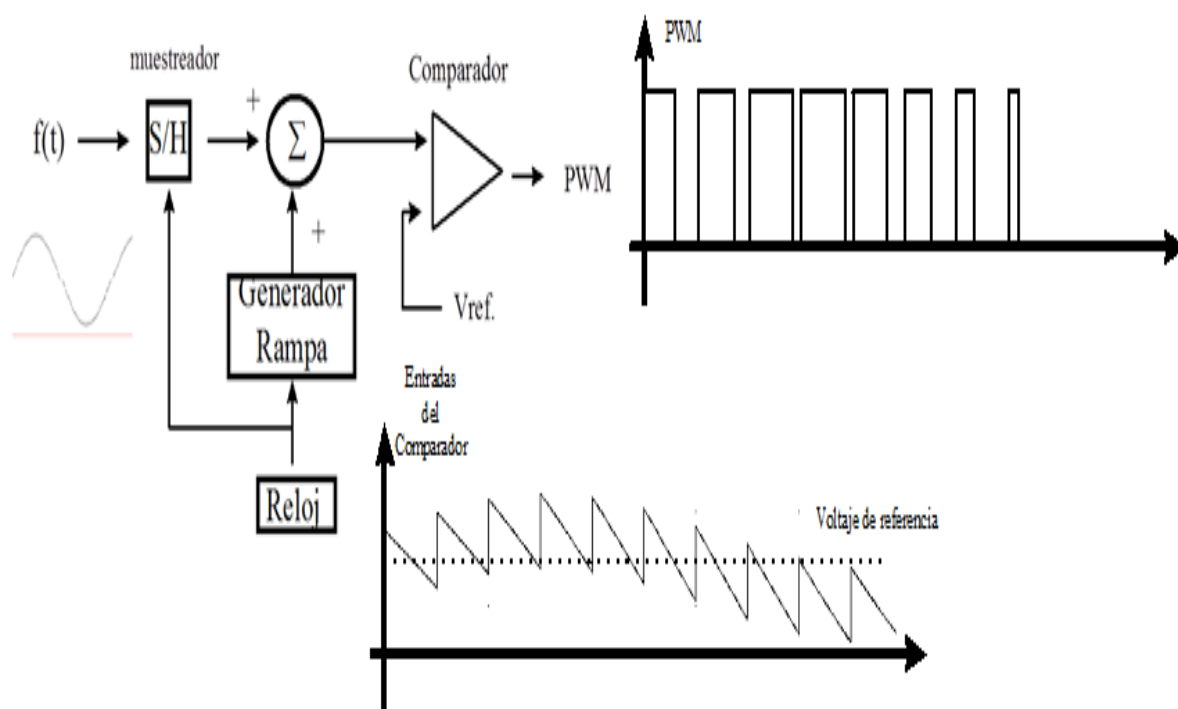


Figura A.3 Circuito generador de modulación de ancho de pulso (PWM)

El proceso de demodulación de una señal PWM, se extrae haciendo pasar por un filtro pasa bajos como se observa en la figura A.4.



Figura A.4 Demodulación de señal PWM

A.3 TECNOLOGÍA GIGABIT ETHERNET⁵

El estándar Gigabit Ethernet (1000Base-FX), empleado para fibra óptica alcanza altas velocidades con un mayor rendimiento en el procesamiento, utiliza codificación de línea de no retorno a cero NRZ, el código es insertado en la fibra utilizando fuentes de luz de onda corta o de onda larga.

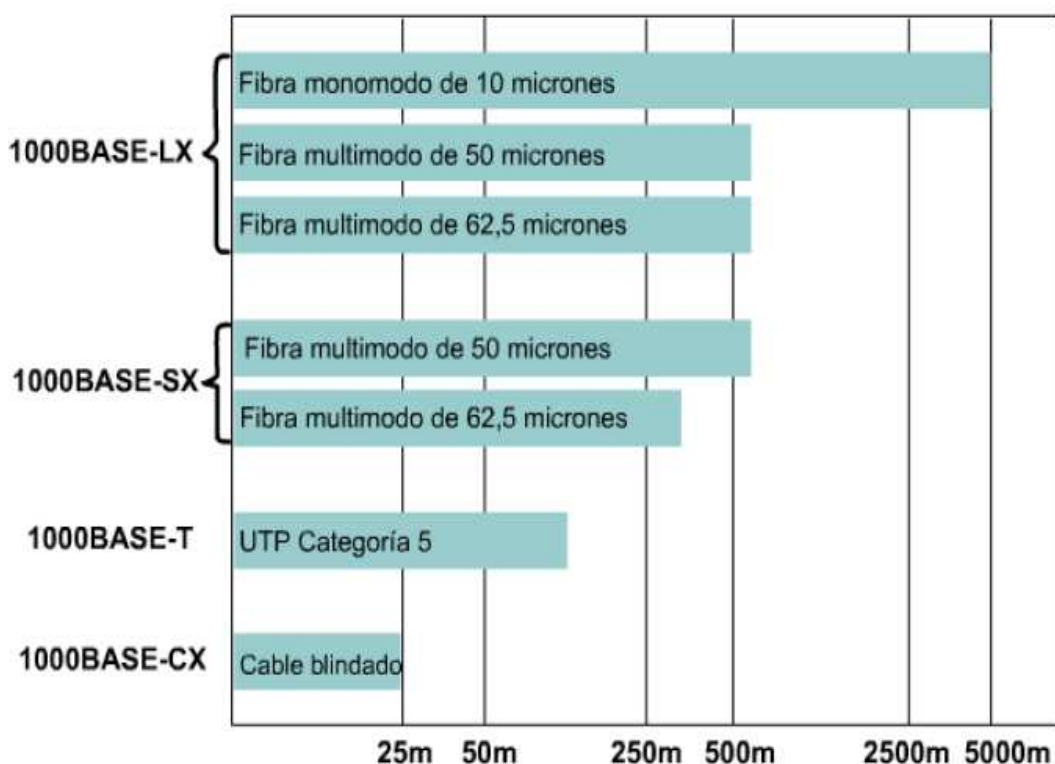


Figura A.5 Tecnologías Gigabit Ethernet

⁵ Fuente: Academia Networking CISCO, CCNA1

La onda corta utiliza un láser de 850 nm o una fuente LED en fibra multimodo (1000BASE-SX), utilizado para distancias cortas. La fuente laser de 1310 nm de onda larga utiliza fibra óptica monomodo o multimodo (1000 Base-LX). Las fuentes de láser utilizadas con fibra monomodo cubren distancias de hasta 5000 metros. En la figura A.5, se muestra los diferentes alcances que presentan las tecnologías Ethernet.

Gigabit Ethernet, también conocida como GigaE, es una ampliación del estándar Ethernet (concretamente la versión 802.3ab y 802.3z del IEEE) que consigue una capacidad de transmisión de 1 gigabit por segundo, correspondientes a unos 1000 megabits por segundo de rendimiento contra unos 100 de Fast Ethernet (También llamado 100BASE-TX).

A.4 CODIFICACIÓN DE LÍNEA⁶

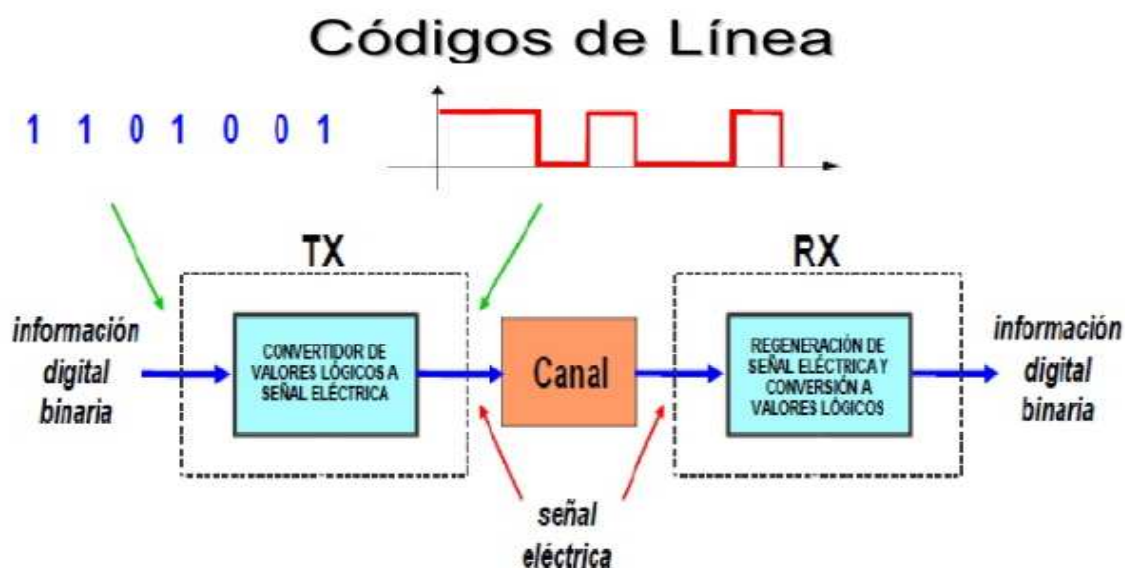


Figura A.6 Códigos de línea

La polaridad la señal puede ser unipolar o polar según se utilice una polaridad única para la representación de los símbolos se emplee doble polaridad. La forma más frecuente y fácil de transmitir señales digitales es mediante la utilización de un nivel

⁶ http://docente.ucol.mx/al000402/public_html/codigos%20de%20lineas.htm-/sarochishernandez/codificacion

diferente de voltaje para cada uno de los dos dígitos binarios. Los códigos que siguen esta estrategia comparten la propiedad de que el nivel de voltaje se mantiene constante durante la duración del bit; es decir, no hay transiciones (no hay retorno al nivel de voltaje).

Los códigos de NRZ normalmente usados son unipolares y se caracterizan por mantener constante el valor de la señal de línea durante todo el intervalo de bit (T_b), por ello el intervalo del impulso más estrecho es conocido con t_b .

A4.1 NRZ (NON-RETURN-TO-ZERO)

Intuitivamente la forma más simple de codificar un mensaje es asignando a cada símbolo un nivel de tensión, despreciando las transiciones. Encontramos dos posibles tipos de NRZ, presentando mejor comportamiento frente al ruido, ya que es más fácil detectar un cambio de nivel que el nivel propiamente dicho. Son más fáciles de implementar y hacen un uso eficiente del ancho de banda.

- NRZ-L: No retornamos a nivel cero, para transmitir.

Cero - Nivel Alto

Uno - Nivel Bajo

- NRZI: No retornamos a cero e invertimos al transmitir el uno, cuando mando

Cero - No hay ninguna transición.

Uno - Hay una transición a nivel positivo o negativo.

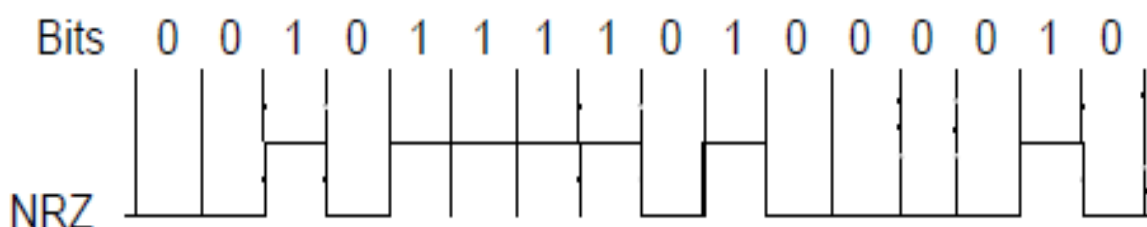


Figura A.7 Código NRZ

A.5 PROTOCOLO TCP/IP⁷

Se utilizan para establecer comunicación entre diferentes nodos en un entorno heterogéneo y definen los formatos y normas utilizados en la transmisión y recepción de información.

A5.1 ETHERNET

Ethernet, al que también se conoce como IEEE 802.3, es el estándar más popular para las LAN, usa el método de transmisión de datos llamado. Acceso múltiple con detección de portadora y detección de colisiones (CSMA/CD).

Las redes Ethernet tienen un esquema de direccionamiento de 48 bits. A cada computadora conectada a una red Ethernet se le asigna un número único de 48 bits conocido como dirección Ethernet. Para asignar una dirección, los fabricantes de hardware de Ethernet adquieren bloques de direcciones ethernet y las asignan en secuencia conforme fabrican el hardware de interfaz ethernet, de esta manera no existen dos unidades de hardware de interfaz que tengan la misma dirección ethernet. Por lo general, las direcciones ethernet se colocan en el hardware de interfaz anfitrión de las máquinas de tal forma que se puedan leer. Debido a que el direccionamiento ethernet se da entre dispositivos de hardware, a estos se les llama direccionamientos o direcciones físicas.

En forma general, el conjunto de protocolos TCP/IP tiene correspondencia con el modelo de comunicaciones de red definido por ISO (*International Organization for Standardization*), este modelo se denomina modelo de referencia de interconexión de sistemas abiertos (OSI). El modelo OSI describe un sistema ideal de redes que permite establecer una comunicación entre procesos de capas distintas y fáciles de identificar. En el *host*, las capas prestan servicios a capas superiores y reciben servicios de capas inferiores. La tabla A.2 se enumera los protocolos más comunes del conjunto de protocolos TCP/IP y los servicios que proporcionan.

⁷ ETHERNET Y PROTOCOLOS TCP/IPv4, 2005-1. M.C. Gabriel Gerónimo Castillo

Protocolo	Servicio
Protocolo Internet (IP)	Proporciona servicios para la entrega de paquetes entre nodos.
Protocolo de control de mensajes de Internet (ICMP).	Regula la transmisión de mensajes de error y control entre los <i>hosts</i> y los <i>routers</i> .
Protocolo de resolución de direcciones (ARP).	Asigna direcciones Internet a direcciones físicas.
Protocolo de resolución de direcciones por réplica (RARP).	Asigna direcciones físicas a direcciones Internet.
Protocolo de control de transmisión (TCP).	Proporciona servicios de envío de flujos fiables entre los clientes.
Protocolo de <i>datagrama</i> de usuario (UDP).	Proporciona servicio de entrega de <i>datagramas</i> no fiable entre clientes.
Protocolo de transferencia de archivos (FTP).	Proporciona servicios de nivel de aplicación para la transferencia de archivos.
TELNET	Proporciona un método de emulación de terminal.
Protocolo de información de encaminamiento (RIP)	Permite el intercambio de información de rutas de vectores de distancia entre <i>routers</i> .
Protocolo abrir la vía más corta primero (OSPF)	Permite el intercambio de información de rutas de estado del enlace entre <i>routers</i> .
Protocolo Gateway Externo (EGP)	Permite el intercambio de información de rutas entre <i>routers</i> externos.

Tabla A.2 Protocolos TCP/ IP

A.6 PROTOCOLO MODBUS⁸

MODBUS especifica el procedimiento que el controlador y el esclavo utilizan para intercambiar datos, el formato de estos datos y como se tratan los errores. No especifica estrictamente el tipo de red de comunicaciones a utilizar, por lo que se puede implementar sobre redes basadas en Ethernet, RS-485, RS-232 etc.

Protocolo que funciona siempre en modo maestro-esclavo (cliente - servidor), siendo el maestro (cliente), quien controla en todo momento las comunicaciones con los esclavos. Los esclavos (servidores) se limitan a retornar los datos solicitados o ejecutar la acción indicada por el maestro. La comunicación del maestro hacia los esclavos puede ser de dos tipos: **Peer to peer**.- En que se establece comunicación “maestro - esclavo”, el maestro solicita información y el esclavo responde (se envía el

⁸ http://www.tolaemon.com/site/protocolo_modbus

comando a un dispositivo comprendido entre las direcciones 1d - 247d). **Broadcast.** en que se establece comunicación “maestro - todos los esclavos”, el maestro envía un comando a todos los esclavos de la red sin esperar respuesta (se envía a la dirección @0d).

Las comunicaciones MODBUS se pueden realizar en modo ASCII o en modo RTU.

- En modo ASCII los bytes se envían codificados en ASCII, es decir, por cada byte a transmitir se envían dos caracteres ASCII (2 bytes) con su representación hexadecimal, esto permite leer las tramas con un simple editor de texto.
- En modo RTU se envían en binario, tal cual. En el modo ASCII las tramas comienzan por 3AH (carácter ':'), y terminan en 0DH-0AH (CR LF Carrier Return Line Feed) y cada byte se envía como dos caracteres ASCII. En modo RTU no se utiliza indicador de inicio y final de trama.

	Modo ASCII	Modo RTU
Carácteres	ASCII '0'...'9','A'...'F'	Binario 0...255
Comprob. Error	LRC Longitudinal Redundancy check	CRC Cyclic Redundancy Check
Inicio de trama	Carater ':'	3.5 veces t de carácter
Final de trama	Character CR/CL	3.5 veces t de carácter
Distancia max. entre caracteres	1 seg	1.5 veces t de carácter
Bit de inicio	1	1
Bits de datos	7	8
Paridad	Par / Impar / Ninguna	Par / Impar / Ninguna
Bits de parada	1 si hay paridad 2 si ninguna	1 si hay paridad 2 si ninguna

Tabla A.3 Modo ASCII y RTU

A.7 ESPECTRO DISPERSO⁹

La modulación de espectro disperso esta técnica de comunicación inalámbrica que usa un ancho de banda muchas veces más grande que el ancho de banda de la información, las aplicaciones asociadas a esta técnica es por evitar.

⁹ Francisco Rubén Castillo Soria – Simulación del canal de comunicaciones del espectro disperso de secuencia directa, México - 2004

- Alta tolerancia a la interferencia intencional (jamming) o no intencional.
- Baja detectabilidad de la señal transmitida para un receptor no destinado, la cual decrece con el incremento del factor de ensanchamiento.

Así el uso más importante de espectro disperso está en las comunicaciones multiusuarios, expandiendo la señal de los múltiples usuarios con una forma de onda única asignada para cada usuario que permite un acceso simultáneo al canal compartido de comunicaciones, esta técnica es llamada acceso múltiple por división de código (CDMA).

Tecnología digital que tiene una gran eficiencia sobre el ancho de banda y puede servir a mayor cantidad de usuarios que en otras tecnologías analógicas o digitales. Otra característica del espectro disperso es la reducción de interferencia entre la señal procesada y otras señales no esenciales o ajenas al sistema de comunicación.

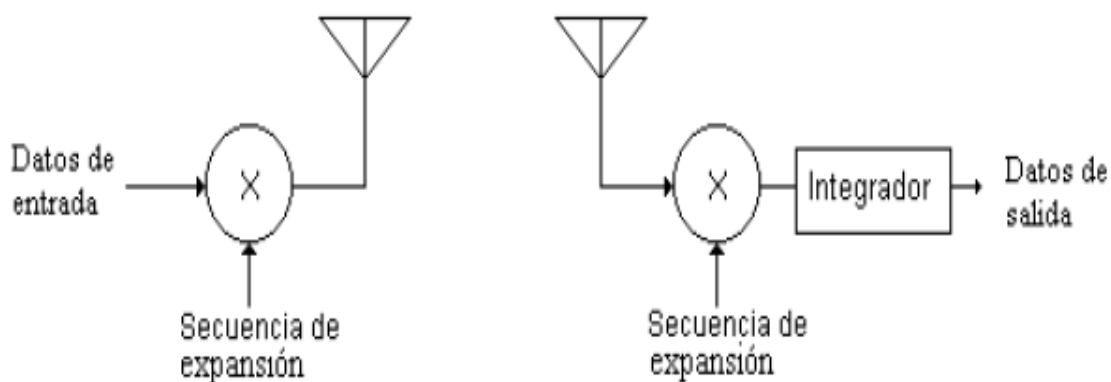


Figura A.8 Esquema de espectro disperso

A.8 BLUETOOTH Y TECNOLOGÍA 3G¹⁰

Es una frecuencia de radio que conecta dispositivos habilitados para Bluetooth a una distancia de hasta 10 metros, conecta un computador portátil o un dispositivo de bolsillo con otros, teléfonos móviles, cámaras, impresoras, teclados, altavoces etc.

¹⁰ http://electronika2.tripod.com/info_files/bluetooth.htm

La Tecnología 3G inalámbrica de tercera generación, es un servicio de comunicación inalámbrica, permite estar conectado permanentemente a internet a través del teléfono móvil, el tablet PC u otro dispositivo portátil. Tecnología que posee mejor calidad y fiabilidad, con mayor velocidad de transmisión de datos y un ancho de banda superior, siendo es siete veces más rápida que una conexión telefónica estándar.

A.9 VSAT (VERY SMALL APERTURE TERMINAL)¹¹

Son antenas para la transmisión de datos vía satélite. Una estación VSAT típica tiene una antena de un metro de diámetro y un vatio de potencia. Normalmente las estaciones VSAT no tienen potencia suficiente para comunicarse entre sí a través del satélite (VSAT - satélite - VSAT), por lo que se suele utilizar una estación en tierra llamada hub que actúa como repetidor, de esta forma la comunicación ocurre con dos saltos tierra-aire (VSAT- satélite - hub - satélite - VSAT). Un solo hub puede dar servicio a múltiples comunicaciones VSAT.

En una comunicación VSAT-VSAT los tiempos se duplican debido a la necesidad de pasar por el hub. En una comunicación terrestre por fibra óptica, a 10.000 km de distancia, el retardo puede suponer 50 milisegundos (la velocidad de las ondas electromagnéticas en el aire o en el vacío es de unos 300.000 km/s, mientras que en el vidrio o en el cobre es de unos 200.000).

Band	Frequency GHz	Area Foot-print	Delivered Power	Rainfall effect
Band C	3 to 7	Large	Low	Minimum
Band Ku	10 to 18	Medium	Medium	Moderate
Band Ka	18 to 31	Small	High	Severe

Tabla A.4 Bandas de frecuencias de operación de VSAT

¹¹ http://www.crystalcommunications.net/satellite/vsat/about_vsats.htm

A.10 FOTODIODO TIPO PIN¹²

Un fotodiodo PIN, como su nombre indica, intercala un material intrínseco en la unión p-n. De esta sencilla forma se incrementa la región de deplexión. Al incrementar esta región, se incrementa la responsividad, así el número de fotones absorbidos en esta zona aumenta. Como aumenta R, también se incrementa la eficiencia del fotodiodo. En cambio el tiempo de respuesta aumenta ya que los electrones y huecos generados por la absorción tardan más tiempo en cruzar de deplexion.

A.10.1 FOTODIODO AVALANCHA APD

Son del tipo p-n, que se alimentan en sentido inverso a altos voltajes entre 40 y 400 V, frente a 8 o 10 v que se alimentan los PIN.

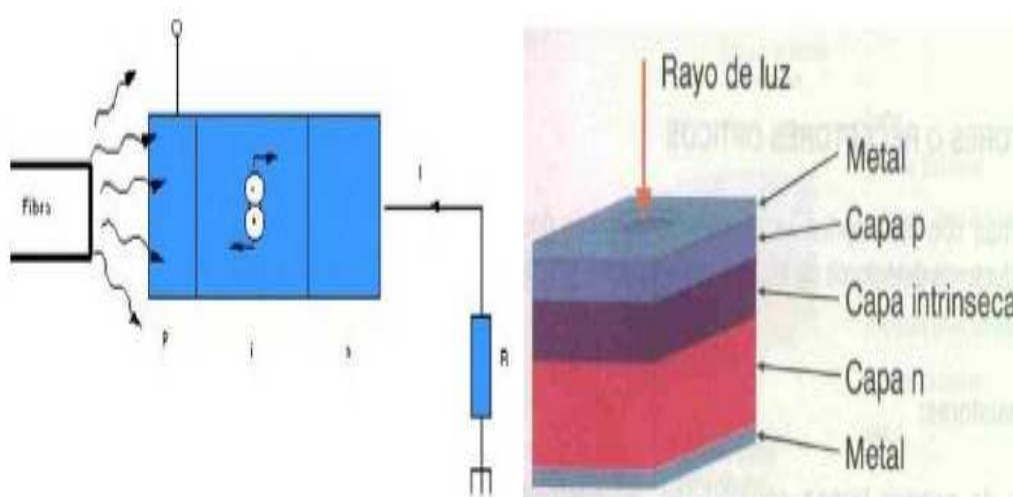


Figura A.9 Fotodiodo tipo PIN

A.10.2 AMPLIFICADORES ÓPTICOS¹³

Están formados por un receptor y un transmisor juntos en una misma unidad, el terminal de entrada desempeña las funciones de un receptor, el terminal de salida hace las funciones de un transmisor los que permiten acoplar los amplificadores ópticos, estos son dispositivos que incrementan el nivel de la señal internamente, sin convertir la señal en forma eléctrica, amplificadores que operan con el principio de

¹²http://nemesiis.tel.uva.es/images/tCO/contenidos/tema2/tema2_5_3.htm

¹³Sistemas de comunicaciones ópticas, Universidad de Aquino Bolivia

emisión de luz en base a laser, amplificando la luz débil a una señal fuerte a la salida.

A.10.3 MODULACIÓN INTENSIDAD “W”

Para sistemas de fibra óptica se emplea la modulación de intensidad “W”, siendo la potencia óptica la portadora conocida como, IM/DD (*Intensity Modulation/Direct Detección*), que emplea modulación digital, enviando señales binarias, permitiendo que la codificación sea aplicada directamente a un transmisor óptico, técnica que consiste en cambiar la energía entre dos niveles de la señal fija, llamada *OOKON - OFF Keying*, sistemas digitales de fibra óptica que emplean OOK en combinación con PCM.

A.10.4 DETECCIÓN¹⁴

Si se combina la señal óptica con una señal de referencia que cumpla determinadas condiciones, recibe el nombre de detección coherente. Si las frecuencias de las ondas son iguales se denomina detección homodina por el contrario, si son distintas se trata detección heterodina, esquema que se presenta el receptor óptico de la figura A.10.

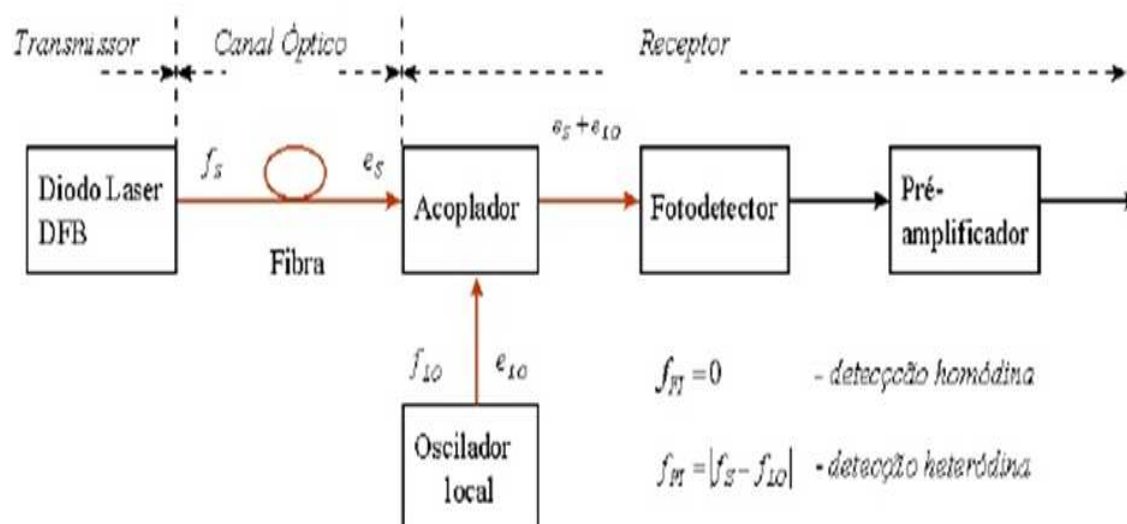


Figura A.10 Receptor óptico

¹⁴ Sistemas de comunicaciones ópticas, Universidad de Aquino Bolivia

Donde “Es” representa la señal principal y “OL” la señal del oscilador local o de referencia. La ecuación A.1, representa la expresión de la señal que recibe el detector, la fotocorriente generada se representa en la ecuación A.2, la que es proporcional al cuadrado del campo eléctrico y C, es la constante de proporcionalidad que promedia el número de oscilaciones de la frecuencia óptica.

$$i(t) = C \left\langle \left[\vec{E}_{o(s)} \cos(w_s t + \phi_s) + \vec{E}_{o(OL)} \cos(w_{OL} t + \phi_{OL}) \right]^2 \right\rangle \quad [\text{A.1}]$$

$$i(t) = C \left\langle \begin{aligned} &E_{o(s)}^2 \cos^2(w_s t + \phi_s) + E_{o(OL)}^2 \cos^2(w_{OL} t + \phi_{OL}) + E_{o(s)} E_{o(OL)} \cos((w_s + w_{OL})t + (\phi_s - \phi_{OL})) \\ &+ E_{o(s)} E_{o(OL)} \cos((w_s + w_{OL})t + (\phi_s + \phi_{OL})) \end{aligned} \right\rangle \quad [\text{A.2}]$$

A.11 UNIDAD TERMINAL REMOTA (RTU)¹⁵

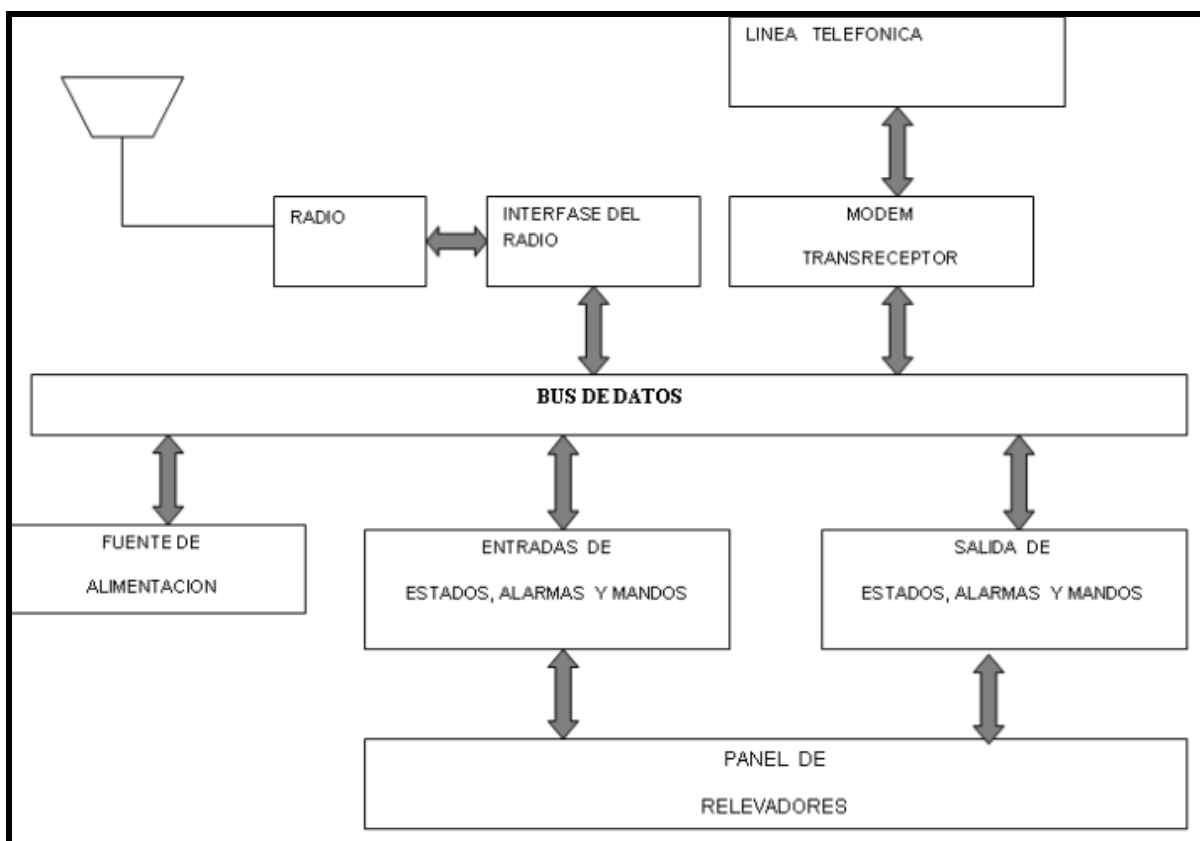


Figura A.11 Diagrama de bloques RTU

¹⁵ <http://subestacionesdedistribucion.blogspot.com/2012/01/33-unidad-terminal-remota-utr.html>

Las RTU van alojadas, generalmente, en un gabinete a prueba de agua y se utilizan para telecontrolar los diferentes equipos que se operan a través del telecontrol. Las unidades terminales remotas realizan su trabajo de supervisión y control por medio de diferentes tarjetas, las cuales están interconectadas por medio de un bus principal, tal como se observa en el siguiente diagrama a bloques figura A.11.

A11.1 FUNCIONES BÁSICAS DE LA TERMINAL REMOTA.

Las unidades terminales remotas, deberán ser capaces de procesar la información recibida de los equipos instalados en campo y enviarla a la estación central, así como ejecutar órdenes transmitidas por la estación central.

- Recoger, analizar y almacenar datos.
- Preparar los datos para su transmisión al centro de control.
- Recibir, verificar y ejecutar instrucciones del centro de control.
- Transmitir y recibir datos hacia y desde el centro de control bajo un protocolo de transmisión predefinido.

A.12 COMPLETACIÓN CONVENCIONAL POZO SHU-12

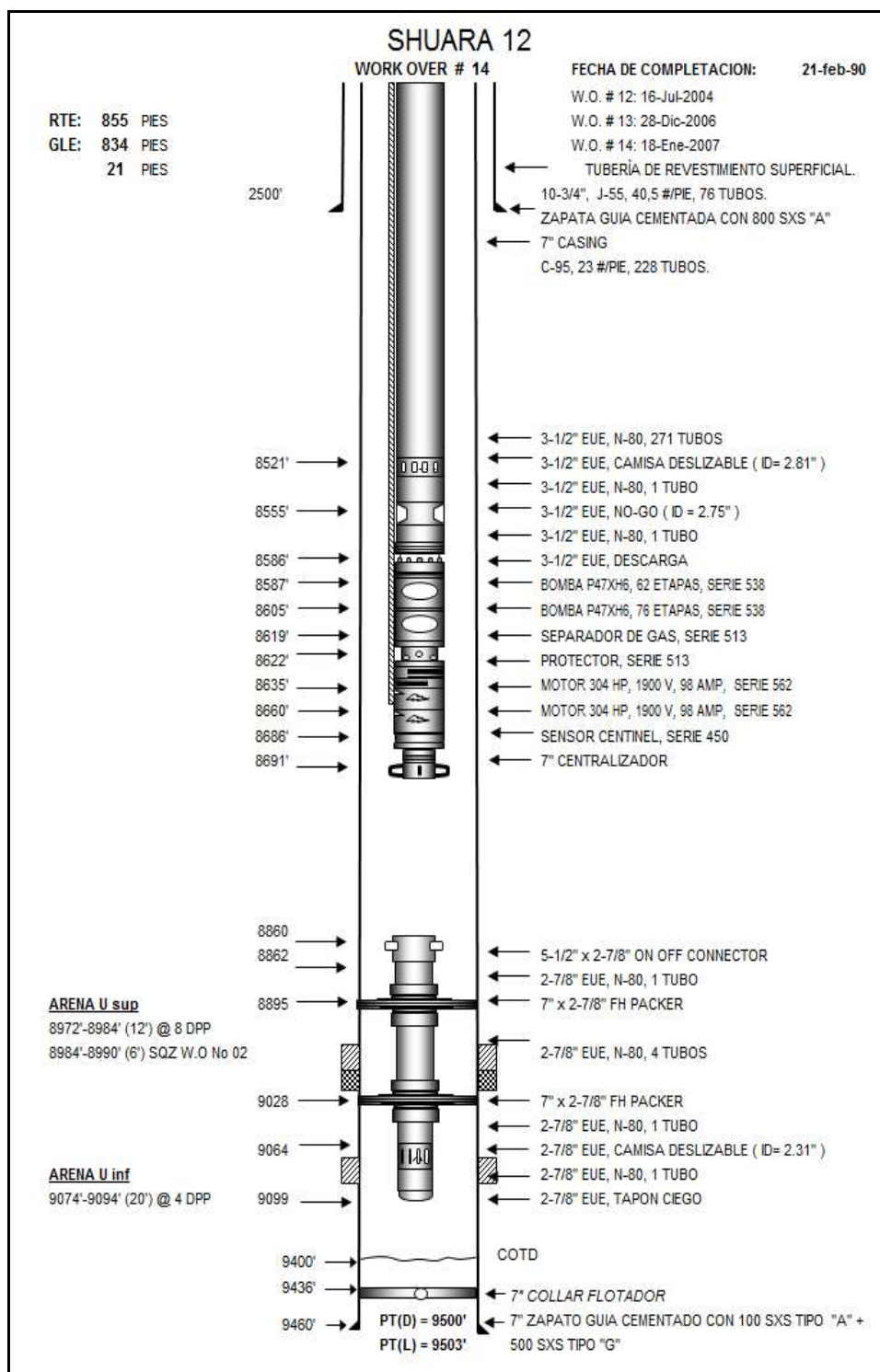


Figura A.12 Diagrama de pozo SHU-12

**ESCUELA DE FORMACION DE TECNOLOGOS
CARRERA DE: ELECTRONICA Y TELECOMUNICACIONES**

ORDEN DE EMPASTADO

De acuerdo con lo estipulado en el artículo 83 del Reglamento del Sistema de Estudios de las Carreras de Formación Profesional y de Postgrados, aprobado por el Consejo Politécnico en sesión del 16 de agosto de 2011 y una vez verificado el cumplimiento del formato de presentación establecido, se autoriza la impresión y encuadernación final del Proyecto de Titulación presentado por el señor:

JUAN PABLO SARANGO SANCHEZ

Fecha de autorización: Quito, D.M., 12 de septiembre de 2013



Ingeniero Carlos Posso Játiva
DIRECTOR DE LA ESCUELA DE FORMACIÓN DE TECNÓLOGOS