



"Responsabilidad con pensamiento positivo"

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA ISRAEL

TRABAJO DE TITULACIÓN

CARRERA: INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA DIGITAL Y
TELECOMUNICACIONES

TEMA: INGENIERÍA DE DETALLE DEL ÁREA DE INSTRUMENTACIÓN
Y CONTROL PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA
PLATAFORMA PETROLERA DE PRODUCCIÓN EN EL
ECUADOR.

AUTOR: DIEGO JAVIER LÓPEZ GARZÓN

TUTOR: ING. MAURICIO ALMINATI

QUITO - ECUADOR

2014

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA ISRAEL

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Graduación certifico:

Que el proyecto integrador de carrera **“INGENIERÍA DE DETALLE DEL ÁREA DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA PLATAFORMA PETROLERA DE PRODUCCIÓN EN EL ECUADOR”**, presentado por el Sr. Diego Javier López Garzón, estudiante de la carrera de Electrónica y Telecomunicaciones, reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la evaluación del Tribunal de Grado, que se designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Quito D.M. Noviembre del 2014

TUTOR

.....

ING. MAURICIO ALMINATI.

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA ISRAEL

AUTORÍA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN

El abajo firmante, en calidad de estudiante de la Carrera de Electrónica y Telecomunicaciones, declaro que los contenidos de este Proyecto Integrador de Carrera, requisito previo a la obtención del Grado de Ingeniería en Electrónica y Telecomunicaciones, son absolutamente originales, auténticos y de exclusiva responsabilidad legal y académica del autor.

Quito D.M. Noviembre del 2014

.....
Diego Javier López Garzón

CC: 171564619-4

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA ISRAEL

APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO

Los miembros del Tribunal de grado, aprueban el Proyecto Integrador de Carrera para la graduación de acuerdo con las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Tecnológica Israel para Títulos de Pregrado.

Quito D.M. Noviembre del 2014

Para constancia firma:

TRIBUNAL DE GRADO

.....
PRESIDENTE

.....
MIEMBRO 1

.....
MIEMBRO 2

DEDICATORIA

El proyecto está dedicado primeramente a Dios que es el pilar fundamental en mi vida y que es el que guía cada paso que doy, a mis padres y hermanos que fueron quienes me apoyaron incondicionalmente a conseguir mis metas y supieron guiarme con sabiduría todos estos años, y a mi esposa e hijo que son la razón de seguir día a día adelante cumpliendo todas las metas propuestas.

AGRADECIMIENTO

Agradezco primeramente a SMARTPRO S.A. quienes me permitieron realizar el presente proyecto, y a mis profesores que han sabido guiarnos y educarnos de la mejor manera compartiendo todo su conocimiento y experiencia adquirida.

ÍNDICE

APROBACIÓN DEL TUTOR	II
AUTORÍA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN.....	III
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO	IV
DEDICATORIA.....	V
AGRADECIMIENTO.....	VI
ÍNDICE.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	XII
ÍNDICE DE TABLAS	XIII
CAPÍTULO I	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 Introducción	1
1.2 Antecedentes.....	2
1.3 Problema Investigado	5
1.3.1 Problema Principal.....	7
1.3.2 Problemas Secundarios.....	8
1.4 Justificación	8
1.5 Objetivos	8
1.5.1 Objetivo Principal.....	8
1.5.2 Objetivos Específicos	9
1.6 Metodología Científica	9
CAPÍTULO II	11
MARCO DE REFERENCIA	11
2.1. Introducción	11
2.2. Ingenierías de Diseño y sus Tipos	11

2.2.1.	Ingeniería Conceptual	12
2.2.2.	Ingeniería Básica	12
2.2.3.	Ingeniería de Detalle	13
2.3.	Códigos Internacionales de Diseño	14
2.4.	Definición de Petróleo	15
2.4.1.	Hidrocarburos	16
2.5.	Yacimiento Petrolífero	16
2.5.1.	Reservas en un Yacimiento	17
a)	Reservas Primarias.....	17
b)	Reservas Secundarias	18
c)	Reservas Probadas.....	18
d)	Reservas Probables.....	18
e)	Reservas Posibles	18
f)	Reservas Remanentes	19
2.5.2.	Operación de un Yacimiento	19
2.6.	Método de Levantamiento Artificial.....	21
2.6.1.	Levantamiento Artificial por Bombeo Hidráulico (BH)	21
2.6.2.	Levantamiento Artificial por Bombeo Eléctrico Sumergible (BES)	23
2.6.2.1.	Ventajas y Desventajas de la Aplicación de un BES.....	24
2.7.	Facilidades de Producción	25
2.7.1.	Área de Pozos	28
2.7.2.	Área de Procesos.....	29
2.8.	Sistemas de Instrumentación y Control	35
2.8.1.	Clases de Instrumentos.....	36
2.8.1.1.	En función del instrumento	37

2.8.1.2.	En función de la variable del proceso	37
2.8.1.3.	Código de Identificación de Instrumentos	38
2.8.2.	Instrumentos Aprobados en Plataformas Petroleras	39
2.8.2.1.	Medición de Presión	39
2.8.2.2.	Medición de Caudal.....	40
2.8.2.3.	Medición de Nivel	41
2.8.2.4.	Medición de Temperatura.....	42
2.8.3.	Elementos Finales de Control (Válvulas de Control)	43
2.8.4.	Calibración de los Instrumentos	44
2.8.5.	Símbolos y Diagramas de Instrumentación	46
2.8.5.1.	Diagrama de Flujo del Proceso (PFD)	46
2.8.5.2.	Diagrama de Tuberías e Instrumentación (P&ID)	47
CAPÍTULO III		49
INGENIERÍA DE DETALLE DEL ÁREA DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA PLATAFORMA PETROLERA EN EL ECUADOR		49
3.1.	Introducción	49
3.2.	Estudio de las bases y criterios de diseño.....	50
3.2.1	Bases de Diseño	50
3.2.1.1.	Datos Generales.....	50
3.2.2	Criterios de Diseño	54
3.2.2.1	Sistema de Unidades de Medida.....	54
3.2.2.2	Idioma Empleado	57
3.2.2.3	Simbología.....	58
3.2.2.4	Normas Aplicables	58
3.2.2.5	Criterios de Instrumentación	59
3.2.2.5.1	General	59

3.2.2.5.2	Niveles de voltaje	59
3.2.2.5.3	Clasificación de Áreas	60
3.2.2.5.4	Instrumentación	60
3.2.2.5.5	Instrumentación Electrónica.....	64
3.2.2.5.6	Instrumentación Neumática	65
3.2.2.5.7	Criterios para Selección de Instrumentación.....	66
3.2.2.5.7.1	Medición de Presión.....	66
3.2.2.5.7.2	Medición de Temperatura	67
3.2.2.5.7.3	Medición de Nivel.....	70
3.2.2.5.7.4	Válvulas Reguladoras de Presión	72
3.2.2.5.7.5	Actuadores ON/OFF	72
3.2.2.5.7.6	Válvulas de Seguridad y Alivio	73
3.2.2.5.8	Montaje de Instrumentos	75
3.2.2.5.8.1	Instrumentos en Líneas.....	75
3.2.2.5.8.2	Instrumentos sobre Tuberías y Recipientes	75
3.2.2.5.8.3	Instrumentos Montados en Soporte	76
3.2.2.5.9	Cables de Instrumentación y Control	76
3.2.2.5.9.1	Cables de Instrumentación.....	77
3.2.2.5.9.2	Cables de Control	78
3.2.2.5.9.3	Identificación de Cables	78
3.2.2.5.9.4	Canalizaciones.....	79
3.2.2.5.10	Paneles y Cajas de Conexión	80
3.2.2.5.10.1	Identificación de Paneles y Cajas de Conexión	83
3.2.2.5.11	Sistema de Control.....	84
3.2.2.5.12	Sistema de Puesta a Tierra.....	86

3.2.2.5.12.1	Tierra General.....	86
3.2.2.5.12.2	Tierra de Instrumentación	87
3.2.3	Desarrollo de Ingeniería de Detalle.....	87
3.2.3.1	Listado de Documentos Base	88
3.2.3.2	Listado de Entregables del Área de Instrumentación y Control.....	89
CAPÍTULO IV		98
PRESENTACIÓN DE RESULTADOS		98
4.1.	Resultados	98
4.2.	Análisis de Resultados	101
4.3.	Costos del Proyecto	105
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		106
Conclusiones.....		106
Recomendaciones.....		106
BIBLIOGRAFÍA		108
ANEXO 1		109
Documentos Base - (ÁREA GENERAL)		109
ANEXO 2		110
Documentos Base - (ÁREA DE PROCESOS).....		110
ANEXO 3		111
Entregables – (ÁREA DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL)		111

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Yacimiento Típico – Acumulación de fluidos en una roca porosa y permeable.	17
Figura 2.2 Agotamiento de un yacimiento con empuje por capa de gas.	20
Figura 2.3 Agotamiento de un yacimiento con empuje de agua.	21
Figura 2.4 Instalación Típica de un Sistema de Bombeo Electro-Sumergible (BES)...	23
Figura 2.5 Facilidades de producción de crudo y gas.	25
Figura 2.6 Múltiple de Producción.	30
Figura 2.7 Tanque Sumidero.	32
Figura 2.8 Piscina Desnatadora.....	33
Figura 2.9 Paquete de Químicos (Bombas).	34
Figura 2.10 Paquete de Químicos (Tanques).	34
Figura 2.11 Tipos de Instalación.....	43

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Letras de Identificación de Instrumentos en Diagramas P&ID.	38
Tabla 3.1 Datos Climatológicos de la Zona.....	53
Tabla 3.2 Características del Fluido de Producción a considerar en el diseño de la Plataforma.....	54
Tabla 3.3 Sistema de Unidades de Medida.....	56

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción

En este capítulo se describe en forma detallada los antecedentes y el problema investigado en el desarrollo de ingenierías de detalle del área de instrumentación y control para la construcción de plataformas petroleras de producción en el Ecuador, los mismos que permitieron determinar el problema principal y los problemas secundarios, además de poner en evidencia los inconvenientes que existen con el método actual que se utiliza para realizar una ingeniería de detalle en el área de instrumentación y control para la construcción de plataformas petroleras de producción en el Ecuador, por falta de procedimientos y criterios estandarizados. Así, partiendo de estas referencias se pudieron establecer los objetivos principales y específicos a cumplirse en el transcurso de este proyecto de grado.

De la misma manera se detalla la justificación teórico-práctica del por qué se realizó el estudio y procedimiento para desarrollar una ingeniería de detalle en el área de instrumentación y control para la construcción de plataformas petroleras de producción en el Ecuador, al igual que todas las ventajas y beneficios que este procedimiento brinda en comparación a los métodos actualmente usados.

Finalmente se describe la justificación metodológica que se siguió en cada una de las etapas para el desarrollo del presente proyecto de grado.

1.2 Antecedentes

SMARTPRO S.A. es una empresa Ecuatoriana, constituida en Noviembre del año 1996, con amplia experiencia en el desarrollo de proyectos de Ingeniería y Construcción de Facilidades de Producción y Oleoductos, para el manejo de petróleo, gas y agua producida.

La empresa se encuentra domiciliada en el Distrito Metropolitano de Quito y sus oficinas están ubicadas en la Av. de los Granados E14-28 y José Queri, además cuenta con una Planta de Producción la cual se encuentra ubicada en la Av. de las Avellanas 550 y Av. Eloy Alfaro.

SMARTPRO S.A. es una empresa que satisface las necesidades de la Industria Petrolera y de las Empresas del Sector Público y Privado en cuanto al suministro de Productos y Servicios asociados al desarrollo de Proyectos de Ingeniería, Procura y Construcción de Instalaciones, así como también el manejo de todo tipo de Negocios ligados a la Industria y al Comercio, cuenta actualmente con una capacidad de ejecución de proyectos igual a 50.000 horas – hombre al año, lo que ha hecho que amplíe sus oficinas y personal.

SMARTPRO S.A., se ha caracterizado por desarrollar proyectos enfocados en las siguientes áreas:

- Facilidades de producción para el manejo de:
 - Crudo
 - Agua producida

- Gas
- Instalaciones Auxiliares
- Servicios Industriales
- Sistemas de Tuberías (oleoductos, gasoductos y poliductos)

SMARTPRO S.A., está en la capacidad de desarrollar paquetes completos de Ingenierías (Básica, Conceptual o Detalle), para el desarrollo de un proyecto, lo que implica el trabajo en las siguientes áreas:

- Ingeniería de Procesos.
- Ingeniería Mecánica.
- Ingeniería Eléctrica.
- Ingeniería en Instrumentación y Control.
- Ingeniería Civil.

La Empresa también se encuentra en la capacidad de cubrir campos en los cuales se requiera:

- Asesoría en la Gestión de Compras.
- Provisión de Personal Especializado.
- Supervisión en la Construcción.

En los últimos años ha participado en proyectos de gran importancia entre los cuales se pueden citar los siguientes:

- Andespetro - Ingeniería Básica y de Detalle de plataforma “Hormiguero C”

- Repsol YPF - EPC - Ingeniería Básica y de Detalle, Suministro de Materiales y Construcción, proyecto “Optimización de Inyección en Bogi”
- Petroamazonas - Ingeniería Básica y de Detalle “Plataforma WIH”
- Petroamazonas - Servicios de Supervisión y Fiscalización en el Bloque 15
- Petroproducción - Ingeniería de Detalle, Suministros de Materiales y Construcciones para el Desarrollo del campo VHR
- Petroproducción - Ingeniería de Optimización Conceptual, Básica y de Detalle para los Campos Libertador, Shushufindi y Auca
- Petrobras - EPC: Instalación de Separadores de Prueba en Wellpads Pata A/B/C/D
- APR – Subestación Santa Elena 75 MV
- Petroproducción - Ingeniería Básica y de Detalle del Nuevo Terminal de Combustibles en LOJA.
- Petroamazonas EP – Ingeniería, Procura y Construcción del Campamento y Facilidades para el Bloque 31.

En fin, por el hecho de manejar proyectos tan amplios y a la vez relacionarse con clientes de mucho prestigio en el país, que exigen un nivel de calidad elevado, la empresa se encuentra actualmente en proceso de implementación de las Normas ISO 9001:2000, lo cual exigirá que se cumplan con un sin fin de procedimientos tanto técnicos como administrativos.

1.3 Problema Investigado

La empresa SMARTPRO S.A. cuenta con una adecuada distribución de sus diferentes áreas técnicas junto con el personal perteneciente a cada área, además cuenta con normas y reglamentos internos los cuales son cumplidos a cabalidad por todo el personal logrando así mantener un orden y calidad en el trabajo.

De igual manera al momento de iniciar algún proyecto se siguen los pasos y procedimientos establecidos en el manual de políticas internas de la empresa, para de esta manera establecer un punto de partida y asignar las personas responsables de revisar y aprobar los diferentes documentos a generarse, es así como, dependiendo del proyecto, cada área se encarga de revisar el alcance junto con la información provista por el cliente en caso de haberla, y luego tratar de establecer un procedimiento en la marcha del proyecto.

Ya que la mayoría de los proyectos son de carácter petrolero y muchas de las veces conllevan a diseñar diferentes áreas o procesos de plataformas de producción, se vuelve necesario revisar un sin fin de normas, catálogos, equipos, diagramas de conexionado, rutas de cables, rutas de tubería, entre otros, por otra parte también se debe dimensionar y seleccionar paneles de control, equipos de control, tableros de distribución, etc.

Si bien es cierto se posee una buena base de datos respecto a proyectos anteriormente realizados, también se debe considerar que muchos de dichos proyectos fueron realizados por personas que ya no se encuentran actualmente trabajando en la empresa y que muchos de los criterios que fueron aplicados

pueden ser interpretados de distintas maneras por cada una de las personas que revisan dicha información.

Al revisar la información de proyectos elaborados o construidos anteriormente se tiene una gran ventaja respecto al tiempo de ejecución, pero al mismo tiempo se van encontrando ciertas incongruencias, diferencias de opinión y falta de información, que ocasionan totalmente lo contrario.

La Norma ISO 9001:2000 referente a “Sistemas de Gestión de Calidad”, la cual se espera que sea aplicada muy pronto en la empresa SMARTPRO S.A., exige que se empiecen a implementar procedimientos basados en normas valga la redundancia o reglamentos de carácter general para aumentar la calidad de su producto, ya sea en reducción de tiempo de ejecución, mejor presentación y contenido, en fin cualquier mejora en el producto terminado.

Cabe destacar que el desarrollo de los diferentes proyectos es manejado en diferentes áreas, las cuales trabajan a la par y en continuas reuniones para así ir puliendo cualquier detalle que alguna de las áreas haya podido pasar por alto. Pero debido a que el personal de cada área revisa y analiza las diferentes normas o reglamentos a los que aplique su diseño, muchas veces se crean retrasos hasta que exista una total concordancia entre los líderes de cada área. Muchas veces esto sucede en la marcha del proyecto y obliga a ciertas áreas a rediseñar y entregar muchos más documentos de los que se tenía planeado para la ingeniería en curso, lo que implica una pérdida de tiempo valioso para la ejecución y entrega del proyecto.

Haciendo hincapié en el área de Instrumentación y Control, casi siempre se deben

generar una inmensa cantidad de diagramas de conexionado y de lazo, producto de los diferentes equipos dimensionados y seleccionados, los cuales a su vez, parten de una filosofía de operación y control creada en la marcha del proyecto, la cual además, conforme avanza la ingeniería y se reciben comentarios por parte del cliente, empieza a sufrir un sinnúmero de cambios y correcciones que nuevamente implica dimensionar y seleccionar nuevos equipos, provocando una pérdida de tiempo valioso al tener que empezar a chequear nuevamente normas y reglamentos de construcción, tratando de emitir una filosofía en la que no haya o no existan muchos cambios.

Lo peor de todo es que al momento de licitar los diferentes proyectos en los cuales participa la empresa, no se tiene en cuenta estos tipos de retrasos, los cuales son sancionados con multas y llamados de atención por parte del cliente.

Actualmente existen empresas que prestan similares servicios de diseño y construcción, pero que sobresalen en el desarrollo de sus proyectos por el hecho de poseer una filosofía generalizada para su empresa, la cual al momento de ser implementada no sufre muchos cambios que puedan ocasionar pérdida de tiempo valioso en la ejecución del proyecto ya sea de manera total o parcial.

1.3.1 Problema Principal

El área de Instrumentación y Control de la empresa SMARTPRO S.A., no cuenta con una filosofía de operación y control de plataformas de producción debidamente desarrollada.

1.3.2 Problemas Secundarios

- No se puede entregar trabajos de mejor calidad.
- Pérdida de tiempo en el desarrollo de proyectos.
- Incumplimiento en los plazos de entrega.

1.4 Justificación

El presente proyecto documenta las ventajas y beneficios en el desarrollo de ingenierías para proyectos de construcción, mediante el desarrollo e implementación de formatos de los distintos documentos técnicos basados en Normas Nacionales e Internacionales con lo cual esta investigación servirá como fuente de consulta para estudiantes o profesionales en el área.

El contar con esta información para el desarrollo de ingenierías de detalle brinda una gran ayuda en el desarrollo de los distintos proyectos, tanto en la disminución del tiempo empleado como en la calidad del producto final.

Disponer de esta información, evita cometer una gran cantidad de errores en el transcurso de los proyectos y se logra mantener un estándar con respecto a normas utilizadas, esto es muy importante cuando se trabaja con varios proyectos a la vez.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo Principal

Investigar y elaborar una ingeniería de detalle del área de instrumentación y control

para la construcción de plataformas de producción que se aplique en futuros proyectos de la empresa SMARTPRO S.A.

1.5.2 Objetivos Específicos

- Realizar un estudio de las bases y criterios de diseño.
- Elaborar un listado de entregables para medir el avance del proyecto y cumplir con el cronograma.
- Crear formatos de los distintos documentos técnicos.
- Seguir los pasos adecuados para que exista una sólo emisión de cada documento.

1.6 Metodología Científica

En la elaboración del presente proyecto de grado se han empleado métodos específicos que han sido de ayuda para recopilar la información necesaria para realizar la investigación del proyecto, estos métodos se han utilizado de acuerdo a las siguientes etapas:

En la primera etapa, se utilizó el método de investigación documental el cual permitió la recopilación de información, la misma que fue clasificada y estudiada, para posteriormente desarrollar el marco teórico en el que se basó el presente estudio, así como también permitió obtener la información necesaria para elaborar un completo procedimiento que sirve como guía para futuros profesionales y que a su vez mejora los métodos actualmente utilizados.

En la segunda etapa, con el uso de los métodos tanto de observación como de síntesis, se pudo determinar en forma objetiva el estado actual de los proyectos realizados junto con los pasos y criterios empleados.

En una tercera etapa, en base a los métodos inductivos, deductivos y comparativos, se establecieron las mejores alternativas en el diseño del procedimiento requerido para el desarrollo de una ingeniería de detalle en el área de instrumentación y control, las cuales a su vez fueron validadas por expertos en la materia, quienes a su vez fueron una importante fuente de consulta durante el desarrollo del proyecto.

Finalmente en la cuarta y última etapa, mediante el método Delphi se hizo uso del juicio intuitivo de varios expertos en la materia para obtener un consenso de opiniones y poder así desarrollar un procedimiento eficaz y actualizado, para lo cual se mantuvo el anonimato y la retroalimentación controlada de los expertos en la materia para que el uso del método sea más efectivo.

CAPÍTULO II

MARCO DE REFERENCIA

2.1. Introducción

El presente capítulo hace referencia a los fundamentos teóricos que sirven de sustento para el desarrollo de una ingeniería de detalle del área de instrumentación y control para la construcción de una plataforma petrolera de producción en el Ecuador. Por lo cual se da a conocer de manera general el concepto de ingenierías de diseño y sus tipos, facilidades de producción y los tipos que existen. Adicionalmente se incluye conceptos y fundamentos importantes de hidrocarburos y una explicación general de instrumentación, los cuales en conjunto servirán para el desarrollo de la ingeniería mencionada.

2.2. Ingenierías de Diseño y sus Tipos

Se refiere a la terminología que se utiliza en la práctica para referirse al alcance que se espera del desarrollo de los diferentes proyectos de ingeniería y construcción.

Puesto que todo proyecto antes de su construcción, debe pasar por una serie de etapas para garantizar su producto terminado, se han creado las siguientes etapas de ingeniería:

2.2.1. Ingeniería Conceptual

“La ingeniería conceptual sirve para identificar la viabilidad técnica y económica del proyecto y marcará la pauta para el desarrollo de las ingenierías básica y de detalle; se basa en un estudio previo (estudio de viabilidad), y en la definición de los requerimientos del proyecto. Los principales conceptos a analizar y estudiar en esta fase son:” (Rivera, 2009)

- ✓ Productos y capacidad de producción.
- ✓ Normativa y regulación.
- ✓ Descripción del proceso de fabricación y requerimientos de usuario.
- ✓ Descripción general de instalación.
- ✓ Plan, diagramas de bloques, distribución de salas, planos de flujos de materiales y personas, planos de áreas clasificadas, diagramas de procesos básicos.
- ✓ Estimación de requerimientos de servicios auxiliares.
- ✓ Lista de equipos preliminar.

2.2.2. Ingeniería Básica

“En la ingeniería básica quedarán reflejados definitivamente todos los requerimientos de usuario, las especificaciones básicas, el cronograma de realización y la valoración económica. Durante esta fase se definen los siguientes trabajos:” (Rivera, 2009)

- ✓ Revisión detallada de la ingeniería conceptual y requerimientos de usuario.
- ✓ Hojas de datos de todas las áreas (críticas y no críticas).
- ✓ Cálculo de cargas térmicas y caudal de aire en cada una de las áreas.
- ✓ P&ID básico de aguas.
- ✓ Distribución de puntos para uso de servicios.
- ✓ Revisión de Esquema de salas (incluyendo áreas de servicios).
- ✓ Listas de consumos.
- ✓ Listas de equipos.

“La ingeniería básica se desarrolla en dos etapas: la primera consiste en la toma de datos y elaboración de requerimientos de usuario y en la segunda se desarrolla el resto de trabajos descritos anteriormente.

La aprobación de esta ingeniería supone una sólida base para el desarrollo de la ingeniería de detalle.” (Rivera, 2009)

2.2.3. Ingeniería de Detalle

El alcance de actividades en esta etapa es el siguiente:

- ✓ Revisión detallada de la ingeniería básica.
- ✓ Especificaciones técnicas de equipos y materiales.
- ✓ Especificaciones funcionales.

- ✓ Dimensionamiento de conductos, tuberías e instalaciones eléctricas.
- ✓ Listado de equipos, instrumentación, accesorios y materiales.
- ✓ Planos de detalle de las instalaciones: Esquemas de tuberías y conductos, isométricos, detalles de arquitectura, unifilares eléctricos.

“Conjunto de documentos generados a partir de las definiciones básicas en los cuales pueden verse los detalles de los diseños por disciplinas. Estos planos y memorias de cálculos establecen todos los parámetros para la construcción de la plataforma.” (YPF, 2008, pp. 2,3)

2.3. Códigos Internacionales de Diseño

La falta de igualdad que se ha evidenciado en las diferentes áreas de la industria petrolera, ha impulsado el desarrollo de las diferentes etapas de un proyecto, empezando en su diseño y hasta su construcción bajo los diferentes códigos internacionales, dando como resultado una variedad de ventajas por estandarización.

Dependiendo del campo o disciplina se han desarrollado diferentes estándares, sin embargo en este trabajo, puesto que el área de interés es la de instrumentación y control, se tomará como guía los siguientes estándares:

- ✓ Sociedad Internacional de Automatización
(ISA - International Society of Automation)

- ✓ Instituto Americano del Petróleo
(API - American Petroleum Institute)

- ✓ Instituto Nacional Americano de Estándares
(ANSI - American National Standards Institute)

En caso de conflicto de intereses entre dos o más criterios, siempre prevalecerá el más estricto. En caso de no existir criterio alguno en un aspecto en particular, siempre se recurrirá a la mejor alternativa, la mejor experiencia acumulada hasta la fecha y las mejores prácticas de ingeniería.

2.4. Definición de Petróleo

“El petróleo es una mezcla heterogénea de compuestos orgánicos, principalmente hidrocarburos insolubles en agua. También es conocido como petróleo crudo o simplemente crudo. Es de origen fósil, fruto de la transformación de materia orgánica procedente de zooplancton y algas que depositados en grandes cantidades en fondos anóxicos de mares o zonas lacustres del pasado geológico, fueron posteriormente enterrados bajo pesadas capas de sedimentos.

Estos productos ascienden hacia la superficie, por su menor densidad, gracias a la porosidad de las rocas sedimentarias. Cuando se dan las circunstancias geológicas que impiden dicho ascenso (trampas petrolíferas como rocas impermeables, estructuras anticlinales, márgenes de diapiros salinos, etc.) se forman entonces los yacimientos petrolíferos.” (Galicia, 2007)

2.4.1. Hidrocarburos

Son compuestos de carbono e hidrógeno que tienen determinadas propiedades. Se encuentran acumulados en las rocas del subsuelo (porosas y permeables), bien sea en forma: sólida, líquida o gaseosa.

Se pueden producir a través de pozos que se han perforado. Generalmente vienen acompañados de: agua y otras impurezas. Requieren tratamiento previo para poder ser utilizados y comercializados.

2.5. Yacimiento Petrolífero

“Un yacimiento o campo petrolífero es una zona con abundancia de pozos de los que se extrae petróleo del subsuelo. Debido a que las formaciones subterráneas que contienen petróleo se extienden sobre grandes zonas, posiblemente a lo largo de varios cientos de kilómetros, una explotación completa conlleva varios pozos desparramados a lo largo de un área. Además, puede haber pozos exploratorios que investigan los límites, tuberías para transportar el petróleo a cualquier lugar y pozos locales de apoyo.” (Gonzalez, 2011)

En la **Figura 2.1** se tiene un yacimiento típico en el cual se puede observar la presencia de petróleo bajo la superficie terrestre, además está acompañado de agua, gases y demás fluidos acumulados entre las rocas porosas.

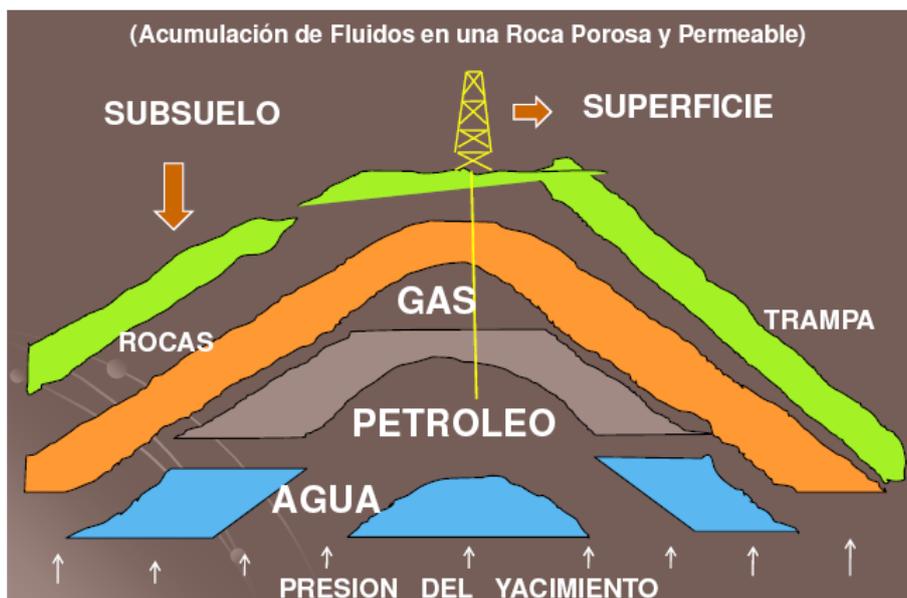


Figura 2.1 Yacimiento Típico – Acumulación de fluidos en una roca porosa y permeable.

Fuente: (Becerra, 2010)

2.5.1. Reservas en un Yacimiento

Se entiende por reserva al volumen de hidrocarburo que existe en un yacimiento y que puede ser recuperado. Las reservas se definen de acuerdo a la condición para extraer el hidrocarburo del reservorio y se clasifican en:

a) Reservas Primarias

Son las reservas que pueden ser recuperadas debido a la energía propia del reservorio en condiciones económicamente rentables, o mediante el uso de cualquier sistema de levantamiento artificial.

b) Reservas Secundarias

Es el volumen adicional de hidrocarburo que se producen bajo algún sistema de recuperación mejorada. Para poder extraer este tipo de reservas es necesario proporcionar energía adicional al yacimiento.

c) Reservas Probadas

Son las reservas que pueden ser recuperadas en las áreas en donde se ha desarrollado el campo. Estas reservas son consideradas técnica y económicamente rentables bajo las condiciones de producción existentes.

d) Reservas Probables

Volúmenes de hidrocarburos estimados de acuerdo con los estudios geológicos y geofísicos, en lugares en donde no existen pozos exploratorios. Se necesita desarrollar el campo para poder comprobar la cantidad existente de dichas reservas.

e) Reservas Posibles

Son el volumen de hidrocarburo que se cree que existe en áreas aun no exploradas y que han sido evaluadas en base a estudios geológicos.

f) Reservas Remanentes

Son las reservas que todavía permanecen en el yacimiento y son recuperables, son cuantificables a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial. Para determinar estas reservas se debe conocer la producción acumulada de las arenas productoras del campo.

2.5.2. Operación de un Yacimiento

Existen en los yacimientos petrolíferos ciertas fuerzas naturales latentes que permiten que drene el flujo de los fluidos (petróleo, agua y gas), desde las rocas que los contienen hasta el hoyo del pozo, estas fuerzas son resultado de la expansión a gran presión de la capa de gas que se encuentra sobre el petróleo. En la **Figura 2.2** se muestra como un yacimiento utiliza el empuje de una capa de gas para expulsar el petróleo contenido dentro de él.

Al tener drenaje por gravedad, la fuerza de empuje que desplaza al petróleo del yacimiento proviene de la energía natural de los fluidos comprimidos y almacenados en el yacimiento. Cuando un pozo está listo para iniciar la producción de un yacimiento petrolífero, la energía que hace, que el pozo produzca se debe a la reducción de presión entre el yacimiento y el hueco. Si la reducción de presión entre el yacimiento y las instalaciones de producción en superficie es suficientemente grande, el pozo fluirá naturalmente a la superficie aprovechando solamente la energía natural proporcionada por el yacimiento.

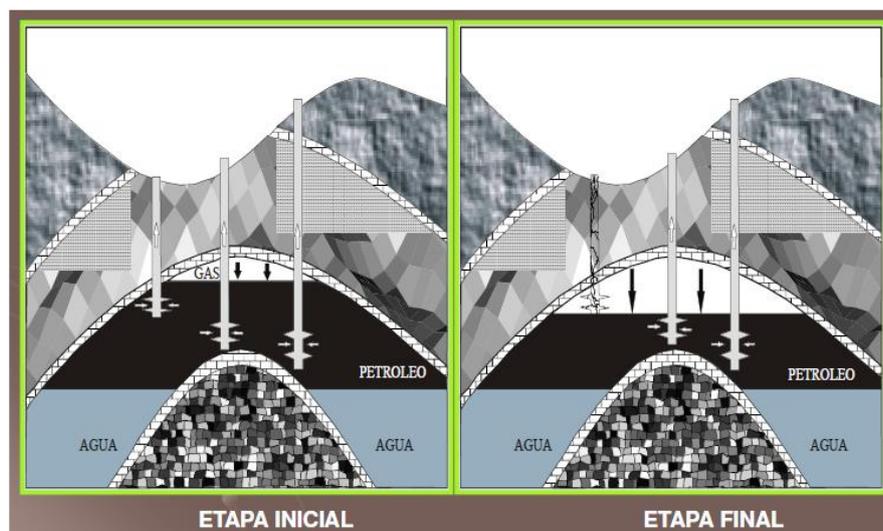


Figura 2.2 Agotamiento de un yacimiento con empuje por capa de gas.

Fuente: (Becerra, 2010)

En la **Figura 2.3** se muestra como un yacimiento utiliza el empuje de una capa natural de agua para expulsar el petróleo contenido en él. Cuando la energía natural del yacimiento no es suficiente para aportar el flujo de fluidos al hueco del pozo, se hace indispensable utilizar ayuda artificial.

El objetivo de cualquier programa de levantamiento artificial debe consistir en desarrollar un proceso de producción que permita el aprovechamiento máximo, bajo las condiciones existentes de la energía natural del yacimiento. En el Ecuador no existen muchos pozos productivos a flujo natural, sin embargo cuenta con varios pozos de los que se extraen los fluidos por el método de levantamiento artificial, ya sea este por bombeo hidráulico (BH) o por bombeo electrosumergible (BES), y posteriormente todo ese fluido es direccionado a la estación de facilidades de producción, donde se separa el gas y el agua del petróleo, para que luego el crudo sea fiscalizado y transferido a los centros de acopio.

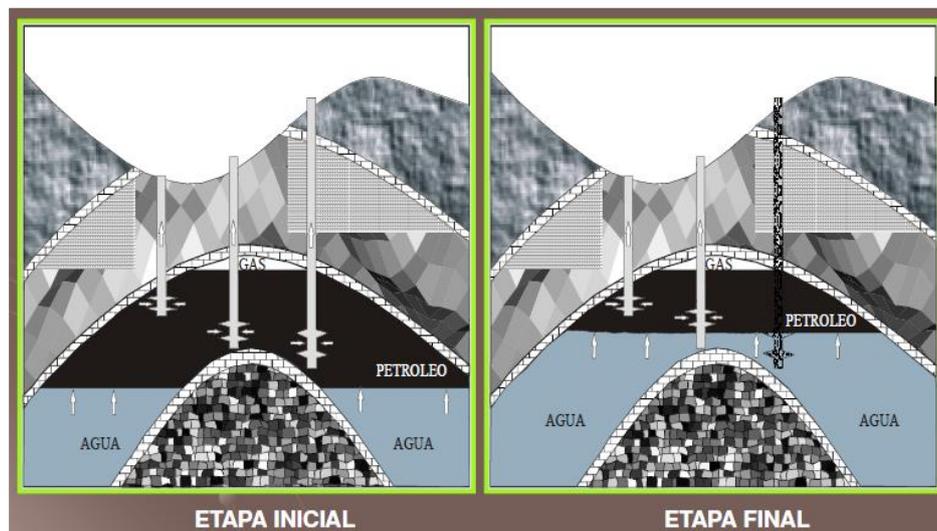


Figura 2.3 Agotamiento de un yacimiento con empuje de agua.

Fuente: (Becerra, 2010)

2.6. Método de Levantamiento Artificial

Existen diversos métodos de levantamiento artificial entre los cuales se puede analizar los que han sido más utilizados en el Ecuador.

- ✓ Bombeo Hidráulico (BH).
- ✓ Bombeo Electro Sumergible (BES).

2.6.1. Levantamiento Artificial por Bombeo Hidráulico (BH)

“El bombeo hidráulico se basa en un principio sencillo: (La presión ejercida sobre la superficie de un fluido se transmite con igual intensidad en todas las direcciones). Aplicando este principio, es posible inyectar desde la superficie un fluido a alta presión que va a operar el pistón motor de la unidad de subsuelo en el fondo del pozo.

El pistón motor está mecánicamente ligado a otro pistón que se encarga de bombear el aceite producido por la formación. Los fluidos de potencia más utilizados son agua y crudos livianos que pueden provenir del mismo pozo. En cuanto a su función, se puede considerar dos posibilidades extremas de bombas: las que dan un gran caudal a pequeña presión y las que dan un pequeño caudal a alta presión.

El levantamiento artificial por Bombeo Hidráulico (BH), es un sistema que utiliza un fluido hidráulico a alta presión (agua o petróleo), para mover un motor y bomba reciprocantes en el subsuelo, con el fin de levantar el fluido a la superficie.

Este principio hidráulico, aplicado al bombeo de pozos de petróleo, hace posible transmitir potencia (fluido a presión), elevando la presión al fluido motriz, con unidades de alta presión, desde un punto central hasta los pozos, y hacia abajo hasta la bomba de profundidad, utilizando sólo tubería de alta presión (line pipe) y tubing.

El bombeo hidráulico es tal vez uno de los sistemas de levantamiento artificial menos aplicados en la industria petrolera. Sin embargo ha habido un resurgimiento de este método como excelente alternativa de levantamiento artificial, sus claras ventajas versus otros sistemas de levantamiento le han garantizado un lugar de preferencia por parte de algunas compañías operadoras.” (Yatte, 2009)

2.6.2. Levantamiento Artificial por Bombeo Eléctrico Sumergible (BES)

Es un sistema comúnmente usado para la producción de crudos pesados y extrapesados, es considerado como un medio económico y efectivo para levantar grandes cantidades de fluido desde grandes profundidades.

En la **Figura 2.4** se observa una instalación típica de un Sistema (BES), que consta de varios componentes principales, incluyendo equipos de fondo y de superficie.

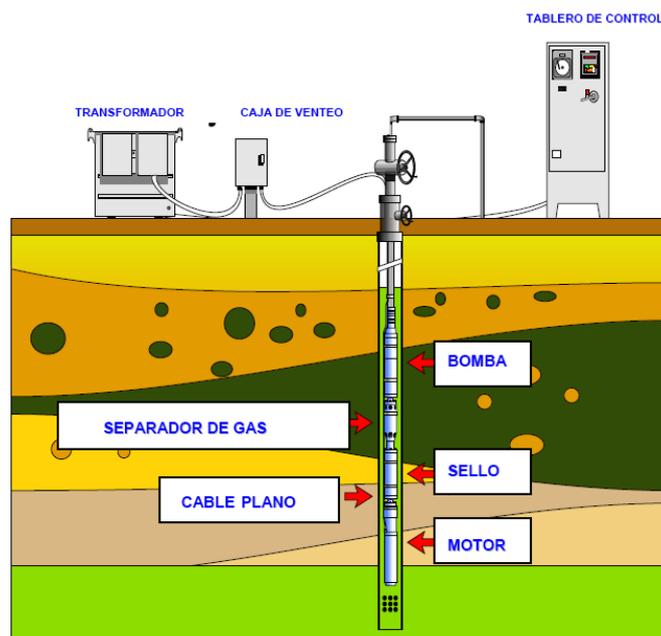


Figura 2.4 Instalación Típica de un Sistema de Bombeo Electro-Sumergible (BES).

Fuente: (Becerra, 2010)

Los equipos de fondo consisten básicamente de una bomba centrífuga multietapa, cuyo eje está conectado a un motor eléctrico sumergible a través de una sección sellante, el cable se sujeta a la tubería mediante bandas metálicas flexibles o

protectores de cable, y los equipos de superficie incluyen cabezal de pozo, caja de venteo, transformador de corriente y variador de frecuencia.

2.6.2.1. Ventajas y Desventajas de la Aplicación de un BES

a) Ventajas

- ✓ Capacidad para levantar alta tasa de producción de hasta 18000 barriles por día (BPD).
- ✓ Posee un amplio rango de caudal de aplicación, entre 200 BPD y 18000 BPD.
- ✓ Alta capacidad para manejar crudos livianos 40 grados API ($^{\circ}$ API) y pesados 9 $^{\circ}$ API, con viscosidades de crudo hasta 5000 centipoise (cP), a condición del fondo.
- ✓ Puede ser instalado en altas profundidades 12000 pies, y resiste alta temperatura del fondo 350 grados Fahrenheit ($^{\circ}$ F).
- ✓ Puede instalarse en pozos desviados y horizontales.
- ✓ Largo periodo de vida útil (3 años en promedio), y bajo gasto por mantenimiento.
- ✓ Capacidad para manejo de cualquier tipo de fluido con los accesorios adecuados.
- ✓ Es aplicable en pozos con baja presión de fondo.

b) Desventajas

- ✓ Baja capacidad para manejar gas libre (Máximo 15% de gas libre dentro de la bomba).

- ✓ Limitación en pozos con producción de materiales sólidos.
- ✓ Equipos muy costoso, y genera alto gasto de inversión inicial.
- ✓ Alto gasto por consumo de energía eléctrica.
- ✓ Limitación a instalarse a profundidad mayor que 15000 pies por el costo del cable y la dificultad de suministrar suficiente potencia en el fondo del pozo.

2.7. Facilidades de Producción

Una Estación de Facilidades de Producción, (Ver **Figura 2.5**), es el grupo de equipos, instalaciones y elementos que permiten extraer los fluidos tales como (crudo, agua, gas y sólidos) provenientes de pozos productores por medio del bombeo electrosumergible, separarlos en cada una de sus fases, analizarlos, tratarlos, medirlos y despacharlos a un destino predeterminado.

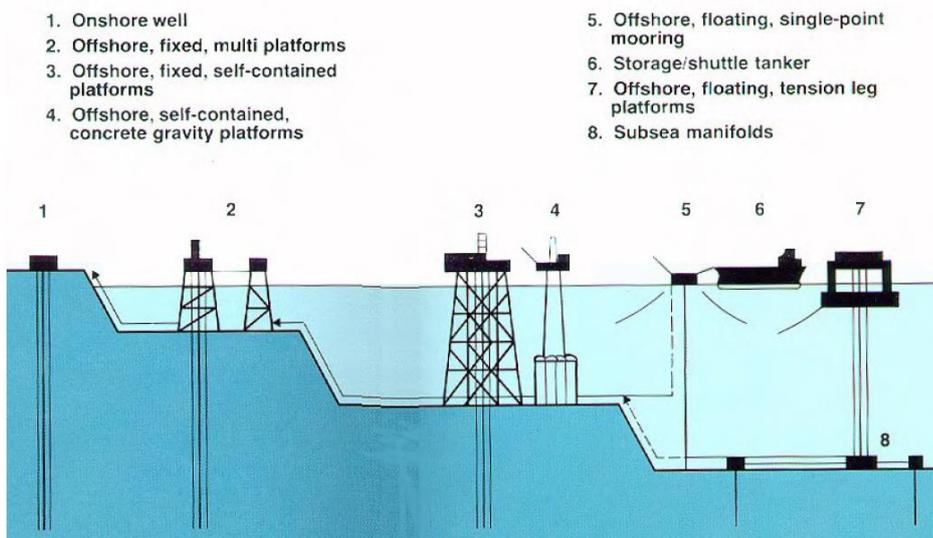


Figura 2.5 Facilidades de producción de crudo y gas.

Fuente: (Devold, 2010)

El diseño de las Facilidades de Producción, guarda estrecha relación con la cantidad y calidad de los fluidos que se esperan producir; no es lo mismo producir solamente gas en grandes volúmenes y alta presión, que petróleo con una baja relación gas – aceite y con alto volumen de agua. Cada uno de los métodos anteriormente mencionados, requiere diferentes equipos, dimensiones y consideraciones en general para el diseño de las Facilidades de Producción.

Las facilidades que se montan en las diferentes regiones del Ecuador, especialmente en la región oriental, están expuestas a condiciones bastante rigurosas como: temperaturas elevadas, humedad, abundantes precipitaciones, accesos restringidos, localización en áreas protegidas, etc.

Una plataforma de producción tiene como finalidad coleccionar, medir y direccionar hacia una red de producción el fluido que se obtiene de la perforación de pozos, que en este caso se recomienda el bombeo electrosumergible.

El valor de presión a la que debe trabajar la plataforma, y por tanto todos los equipos, líneas e instrumentos, se determina de tal forma que se pueda transportar el fluido desde la zona de extracción hasta el centro de facilidades de producción.

La plataforma de producción está formada por dos sectores: el área de pozos y el área de procesos. En esta última se encuentra todo el equipo de superficie necesario para lograr la extracción y direccionamiento del crudo a la red de transporte general (Poliducto).

El proceso se inicia en los pozos, donde se extrae el crudo a través del equipo necesario. Desde cada pozo se construye una línea que transporta el fluido obtenido al área de procesos, específicamente al múltiple de producción (manifold de entrada).

El múltiple de producción es un arreglo de tuberías que tiene colectores de agua, de prueba y de producción. El colector de agua permite inyectar agua en las líneas de pozo para incrementar el corte de agua. El colector de crudo recoge la producción y la lleva directamente a la línea de transporte general (salida de la plataforma). El colector de prueba dirige el fluido hacia el paquete (skid) de medición, donde se procede a medir y luego se encauza la producción a la línea de transporte general.

A través de la plataforma se extiende una red de aire para instrumentos, que junto con los tapones fusibles (TSE), distribuidos estratégicamente en distintos puntos de la plataforma, forman una red neumática que controla el sistema contra incendios.

El sistema de inyección de químicos permite colocar ciertas sustancias en la cabeza de los pozos, en las líneas de transporte y en el paquete de medición, para así tratar de disminuir las arenas y demás sustancias inservibles al momento de extraer y transportar el crudo.

La piscina desnatadora recibe fugas o goteos de crudo y químicos, a través de las cunetas perimetrales de la plataforma. Luego, mediante bombeo se traslada la

mayor parte de las sustancias contaminantes hacia el tanque sumidero desde el cual se realiza la evacuación de estos desechos.

2.7.1. Área de Pozos

Al utilizar bombeo electrosumergible (BES), cada uno de los pozos tiene una bomba de este tipo. Estas bombas están compuestas por una sección motor, una sección sello y una sección bomba, y están conectadas a la superficie por un cable de potencia que es instalado según los requerimientos de energía de cada pozo. Para su control tienen una válvula de corte (shut down ó SDV).

La potencia que consume una bomba electrosumergible depende de muchos factores como son: la profundidad del pozo, el corte de agua del fluido, caudal, presión de cabecera, entre los más importantes.

La lógica de operación del pozo está diseñada para que opere normalmente dentro de un rango de presiones de cabecera.

El fluido de cada pozo es conducido a través de una tubería hasta el múltiple de producción de entrada, en el cual converge todo el fluido.

Cabezal de Pozo (Árbol de Navidad) El cabezal de pozo consta de varios instrumentos entre los cuales se encuentran, transmisores e indicadores de presión tanto para la cabeza del pozo como para la línea de flujo, una válvula de corte

controlada por un interruptor de presión y un indicador de temperatura, entre los principales.

El Cabezal de Pozo, constituye la herramienta mecánica de mayor seguridad colocada en el pozo. Las Instalaciones del árbol de navidad son permanentes durante la vida productiva del mismo.

El propósito de un cabezal de pozo es la de suspender el revestidor (casing), y la sarta de tubería de producción, aislar anulares entre revestidor y tubing, y proveer un medio de acople entre el pozo y las conexiones de superficie para la conducción de los fluidos hasta la estación de producción.

2.7.2. Área de Procesos

Todos los pozos llegan a un sitio común denominado múltiple de producción ó manifold y desde este punto cada pozo es enviado a un sitio determinado de la facilidad, el cual puede ser: un tanque, un separador, un calentador, etc.

Múltiple de Producción o Manifold de Entrada (Inlet Manifold) Un Manifold es un arreglo de tuberías y válvulas que permiten direccionar, en el caso de una facilidad (el crudo y el agua de inyección) a un colector de producción, o a su vez, a un colector de prueba.

Como se observa a continuación, en la **Figura 2.6** se tiene un manifold en donde se pueden apreciar tanto la línea de producción como la línea de prueba en el caso de

que se requiera realizar alguna medición del crudo obtenido. Dicho múltiple consta además con una serie de instrumentos para monitorear y controlar las diferentes variables del proceso mencionado.



Figura 2.6 Múltiple de Producción.

Fuente: (López, 2011)

Las líneas que confluyen en el colector de producción tienen conexiones con el colector de agua, estas conexiones tienen por finalidad reducir la viscosidad del fluido en caso de ser necesario, a través de la inyección de agua al crudo.

Al colector o línea de prueba se direcciona las líneas de los pozos cuyo caudal se desea medir, el fluido del colector pasa al paquete de medición donde se determina su caudal.

La operación más común que se lleva a cabo en un múltiple es generalmente direccionar un pozo hacia un separador de prueba con el fin de determinar su producción con la ayuda de elementos y equipos de medición instalados en el mismo y así poder medir por separado los fluidos (petróleo, gas, y agua).

Sistema de Aire de Instrumentos y Utilidades (Air Compressor Package) El Sistema de Aire de Instrumentos provee a la plataforma del aire necesario para instrumentos y utilidades, está formado por varios componentes entre los cuales se puede destacar un tanque pulmón y varios instrumentos que monitorean que se mantenga la presión adecuada (normalmente sobre los 110 PSI), para poder suministrar el aire a las facilidades.

El aire de instrumentos, a diferencia del aire de utilidades, pasa por un proceso de pre-filtrado, secado y post filtrado para reducir al mínimo el nivel de humedad.

Tanque Sumidero (Sump Tank) El Tanque Sumidero recibe los líquidos drenados provenientes: del múltiple de entrada, del dique del área de químicos, del paquete de medición y de los líquidos provenientes de la piscina desnatadora (Skim Pond).

Como su nombre lo indica se encuentra sumido en una fosa para poder contener cualquier derrame producido por excesos o fugas en el proceso. (Ver **Figura 2.7**).



Figura 2.7 Tanque Sumidero.

Fuente: (López, 2010)

Las operaciones de desahogo de fluidos se lo realiza por medio de una bomba, la cual envía los fluidos desde el tanque sumidero hacia un camión tanque o se evacua con la ayuda de un camión vacuum, el cual succiona los líquidos del Tanque Sumidero.

Piscina Desnatadora (Skim Pond) La “Skim Pond”, es una piscina recubierta de una geo-membrana, la cual recibe los fluidos drenados del área de transformadores y de los líquidos encausados en las cunetas perimetrales del Well Pad. Los hidrocarburos que reposen en la superficie son retirados periódicamente de la piscina con ayuda de una bomba flotante “*Floating Boom*”, para luego ser enviados al Tanque Sumidero. (Ver **Figura 2.8**).



Figura 2.8 Piscina Desnatadora.

Fuente: (López, 2010)

Paquete de Inyección de Químicos (Chemical Injection Package) Este sistema permite inyectar químicos en las cabeceras de cada uno de los pozos de producción, en el skid de medición, y en la línea de transporte.

Consta de 1, 2 o 4 cabezales junto con el respectivo motor y el panel que lo controla, dependiendo de la cantidad de químicos y el número de pozos a los que haya que suministrar los químicos. (Ver **Figura 2.9**)

En la **Figura 2.10**, se puede ver que los químicos a ser inyectados son tomados de tanques, los cuales están colocados dentro de un dique construido para el efecto.



Figura 2.9 Paquete de Químicos (Bombas).

Fuente: (López, 2011)



Figura 2.10 Paquete de Químicos (Tanques).

Fuente: (López, 2011)

Cada uno de los químicos posee su propio tanque y su sistema de bombas para realizar la reinyección a los diferentes pozos productores.

Los químicos son inyectados a través de bombas de inyección multicabezas, y los líquidos drenados son direccionados al tanque sumidero o a la cuneta perimetral.

2.8. Sistemas de Instrumentación y Control

“Un sistema de instrumentación es una estructura compleja que agrupa un conjunto de instrumentos y programas que se encargan de automatizar un proceso y de garantizar la repetibilidad de las medidas.” (Espinosa, 2013). El objetivo final que no debe perderse de vista del proceso de automatización de las medidas, es el aumento de la calidad, la cual debe ajustarse a estándares internacionales como la norma ISO 9000.

“Los procesos industriales exigen el control de la fabricación de los diversos productos obtenidos. En todos estos procesos es absolutamente necesario controlar y mantener constantes algunas magnitudes, tales como: la presión, el caudal, el nivel, la temperatura, el pH, la conductividad, la velocidad, la humedad, el punto de rocío, etc. Los instrumentos de medición y control permiten el mantenimiento y la regulación de estas constantes en condiciones más idóneas que las que el propio operador podría realizar.” (Ceja, 2011)

“En los inicios de la era industrial, el operario llevaba a cabo un control manual de estas variables utilizando sólo instrumentos simples, manómetros, termómetros,

válvulas manuales, etc., control que era suficiente, por la relativa simplicidad de los procesos. Sin embargo, la gradual complejidad con que estos se han ido desarrollando, ha exigido su automatización progresiva por medio de los instrumentos de medición y control. Los procesos industriales a controlar pueden dividirse ampliamente en dos categorías: procesos continuos y procesos discontinuos. En ambos tipos, deben mantenerse en general las variables (presión, caudal, nivel, temperatura, etc.), bien en un valor deseado fijo, bien en un valor variable con el tiempo de acuerdo con una relación predeterminada, o bien guardando una relación determinada con otra variable.

El sistema de control que permite este mantenimiento de las variables puede definirse como aquel que compara el valor de la variable o condición a controlar con un valor deseado y toma una acción de corrección de acuerdo con la desviación existente sin que el operario intervenga en absoluto. El sistema de control exige pues, para que esta comparación y subsiguiente corrección sean posibles, que se incluya una unidad de medida, una unidad de control, un elemento final de control y el propio proceso. Este conjunto de unidades forman un bucle o lazo que recibe el nombre de bucle de control.” (Ceja, 2011)

2.8.1. Clases de Instrumentos

Pueden existir varias formas para clasificar los instrumentos, ya sean por sus propias ventajas y limitaciones. A continuación se consideran dos clasificaciones básicas: la primera relacionada con la función del instrumento y la segunda relacionada con la variable del proceso.

2.8.1.1. En función del instrumento

De acuerdo con la función del instrumento, se obtienen las formas siguientes:

- ✓ Instrumentos ciegos.
- ✓ Instrumentos indicadores.
- ✓ Instrumentos registradores.
- ✓ Elementos primarios.
- ✓ Transmisores.
- ✓ Transductores.
- ✓ Convertidores.
- ✓ Receptores.
- ✓ Controladores.
- ✓ Elemento final de control.

2.8.1.2. En función de la variable del proceso

En esta segunda clasificación teniendo en cuenta la variable del proceso los instrumentos se dividen en: instrumentos de caudal, presión, temperatura, nivel, densidad y peso específico, humedad y punto de rocío, viscosidad, posición, velocidad, pH, conductividad, etc.

2.8.1.3. Código de Identificación de Instrumentos

“Para designar y representar los instrumentos de medición y control se emplean normas muy variadas que a veces varían de industria en industria.

Varias sociedades han dirigido sus esfuerzos en este sentido, y entre ellas se encuentran como más importantes la Sociedad Internacional de Automatización (ISA) y la DIN Alemana.

PRIMERA LETRA		LETRAS SUCESIVAS			
	VARIABLE MEDIDA INICIAL	LETRA DE MODIFICACIÓN	FUNCION DE LECTURA PASIVA	FUNCIÓN DE SALIDA	LETRA DE MODIFICACIÓN
A	Análisis (d)		Alarma		
B	Quemador, combustión		Libre (a)	Libre (a)	Libre (a)
C	Conductividad eléctrica			Control	
D	Densidad, peso específico	Direncial (c)			
E	Tensión (f.e.m)		Elemento primario		
F	Caudal	Relación (c)			
G	Calibre		Vidrio (h)		
H	Manual				Alto (f) (m) (n)
I	Corriente eléctrica		Indicación o indicador (i)		
J	Potencia	Exploración (f)			
K	Tiempo			Estación de control	
L	Nivel		Luz piloto (j)		Bajo (a) (n)
M	Humedad		Libre		Medio o intermedio (f) (m)
N	Libre (a)			Libre	Libre
O	Libre (a)		Orificio		
P	Presión de vacío		Punto de prueba		
Q	Cantidad	Integrar, Totalizar			
R	Radiactividad		Registro		
S	Velocidad o frecuencia	Seguridad (g)		Interruptor	
T	Temperatura			Trasmisión o transmisor	
U	Multivariable €		Multifunción (k)	Multifunción (k)	Multifunción (k)
V	Viscosidad			Válvula	
W	Peso o Fuerza		Vaina		
X	Sin clasificar		Sin clasificar	Sin clasificar	Sin clasificar
Y	Libre (a)			Relé, cálculo conversión (l)	
Z	Posición			Motor, Elemento final de control	

Tabla 2.1 Letras de Identificación de Instrumentos en Diagramas P&ID.

Fuente: (Automation, 2001)

Teniendo en cuenta estas normas, a continuación se presenta la **Tabla 2.1**, donde se muestra un breve resumen con las letras para identificar instrumentos.” (Solé, 1999)

2.8.2. Instrumentos Aprobados en Plataformas Petroleras

Para el adecuado dimensionamiento y selección de los instrumentos que formarán parte del Sistema de Instrumentación y Control de una plataforma petrolera, hay que regirse a la norma API 551 (Process Measurement Instrumentation).

En dicha norma se describe los instrumentos aprobados para su uso en instalaciones petroleras, sus características, aplicaciones y consideraciones al momento de su instalación, de acuerdo a la variable que se piense medir.

2.8.2.1. Medición de Presión

“La presión es una fuerza por unidad de superficie y puede expresarse en unidades tales como pascal, bar, atmósferas, kilogramos por centímetro cuadrado y psi (libras por pulgada cuadrada). Como el pascal es una unidad muy pequeña, se emplean también el kilopascal, el megapascal y el gigapascal.

El campo de aplicación de los medidores de presión es amplio y abarca desde valores muy bajos (vacío) hasta presiones de miles de bar.

Los instrumentos de presión se clasifican en tres grupos: mecánicos, neumáticos y electromecánicos y electrónicos. Con frecuencia se utiliza indicadores y transmisores de presión en puntos indicados de una plataforma petrolera para verificar el trabajo de la planta. Gran parte de la lógica de control se basa en esta variable.” (Solé, 1999, pp. 71,72)

2.8.2.2. Medición de Caudal

“En la mayor parte de las operaciones realizadas en los procesos industriales y en las efectuadas en laboratorio y plantas piloto es muy importante la medición de los caudales de líquidos o de gases. Existen varios métodos para medir el caudal según sea el tipo de caudal deseado: volumétrico o másico.

La medición de flujo es crítica para determinar la cantidad de fluido comprado y vendido, en estas aplicaciones se requiere una medición de flujo muy exacta. Adicionalmente, los flujos a través del proceso deben ser regulados muy cerca del valor deseado con una variabilidad muy pequeña.

En la mayor parte de los medidores de flujo, la rata de flujo (el volumen, la masa o el peso de un líquido que pasa a través de cualquier conducto por unidad de tiempo), se determina mediante la medición de la velocidad del líquido o los cambios en la energía cinética.” (Solé, 1999, pp. 91,92)

2.8.2.3. Medición de Nivel

“En la industria, la medición de nivel es muy importante, tanto desde el punto de vista del funcionamiento correcto del proceso como de la consideración del balance adecuado de materias primas o de productos finales.

La utilización de instrumentos electrónicos con microprocesador en la medida de otras variables tales como la presión y la temperatura, permite añadir inteligencia en la medida del nivel y obtener precisiones de lectura altas, del orden de $\pm 0,2 \%$, en el inventario de materias primas o finales.

El transmisor de nivel inteligente hace posible la interpretación del nivel real, la eliminación de las falsas alarmas, y la fácil calibración del aparato en cualquier punto de la línea de transmisión.

La medición del nivel puede ser dividida en dos categorías: medición de nivel puntual y medición de nivel continuo. Los sensores de nivel puntual simplemente registran una altura de líquido discreta, generalmente se utilizan para generar alarmas por sobrellenado o bajo nivel. Un sensor continuo, por su parte monitorea continuamente el nivel dentro de un amplio margen, entregando una salida análoga que está directamente correlacionada con el nivel de la sustancia contenida en el tanque.” (Solé, 1999, pp. 193,194)

2.8.2.4. Medición de Temperatura

“El control de la temperatura es importante en los procesos de separación y de reacción, además, la temperatura debe mantenerse dentro de ciertos límites para que la operación de los equipos de proceso sea segura y confiable. La temperatura puede medirse por muchos métodos, pero para poder seleccionar el mejor sensor para cada aplicación se debe comprender muy bien cuáles son sus fortalezas y limitaciones.

En casi todos los casos los sensores de temperatura están protegidos contra los materiales del proceso con un termopozo para prevenir cualquier interferencia al sensor adecuadamente y evitar de esta manera el daño del sensor.” (Solé, 1999, pp. 223,224)

Los instrumentos de temperatura utilizan diversos fenómenos que son influidos por la temperatura y entre los cuales figuran:

- ✓ Variaciones en volumen o en estado de los cuerpos (sólidos, líquidos o gases).
- ✓ Variación de resistencia de un conductor (sondas de resistencia).
- ✓ Variación de resistencia de un semiconductor (termistores).
- ✓ f.e.m. creada en la unión de dos metales distintos (termopares).

2.8.3. Elementos Finales de Control (Válvulas de Control)

“En el control automático de los procesos industriales la válvula de control juega un papel muy importante en el bucle de regulación. Realiza la función de variar el caudal del fluido de control que modifica a su vez el valor de la variable medida comportándose como un orificio de área continuamente variable.

Dentro del bucle de control tiene tanta importancia como el elemento primario, el transmisor y el controlador.” (Solé, 1999, pp. 365,366)

En la **Figura 2.11** puede apreciarse una válvula de control típica, la cual está compuesta básicamente del cuerpo y el actuador (servomotor).

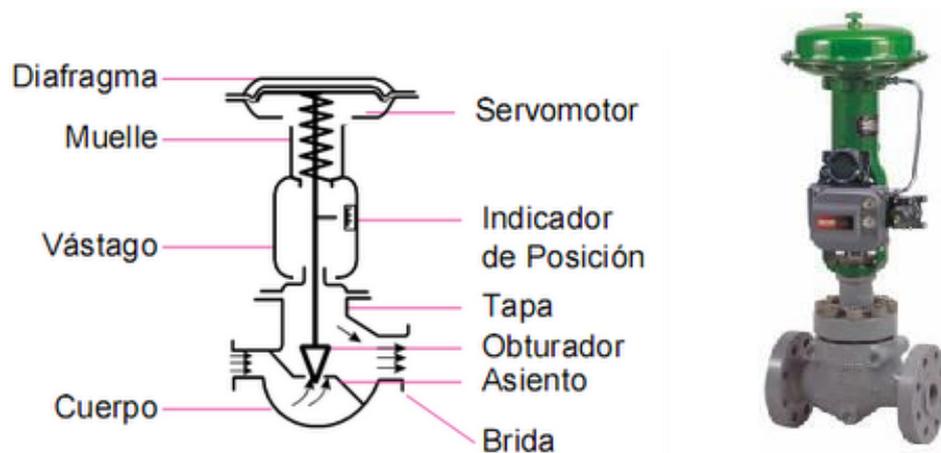


Figura 2.11 Tipos de Instalación.

Fuente: (Solé, 1999)

“El cuerpo de la válvula contiene en su interior el obturador y los asientos y está provisto de rosca o de bridas para conectar la válvula a la tubería.

El obturador es quien realiza la función de control de paso del fluido y puede actuar en la dirección de su propio eje o bien tener un movimiento rotativo. Está unido a un vástago que pasa a través de la tapa del cuerpo y que es accionado por el actuador.” (Solé, 1999, pp. 365,366)

“Según su acción, los cuerpos de las válvulas se dividen en válvulas de acción directa, cuando tienen que bajar para cerrar, e inversa cuando tienen que bajar para abrir.

Esta misma división se aplica a los actuadores, que son de acción directa cuando aplicando aire, el vástago se mueve hacia abajo, e inversa cuando al aplicar aire el vástago se mueve hacia arriba.

La válvula de control puede tener acoplados diversos tipos de accesorios para realizar funciones adicionales de control, entre los cuales están los posicionadores, las válvulas solenoides de tres vías y las válvulas de enclavamiento.” (Solé, 1999, pp. 416,417,418)

2.8.4. Calibración de los Instrumentos

“Se ha visto que los instrumentos industriales pueden medir, transmitir y controlar las variables que intervienen en un proceso. En la relación de todas estas funciones existe una relación entre la variable de entrada y la de salida del instrumento.

Así pues, un instrumento o una de sus partes pueden considerarse como dispositivos de conversión de señales (transductores) que pasan de una variable de entrada (presión, caudal, nivel, temperatura, posición, pH, conductividad, etc., a una o varias de las siguientes funciones en la salida: indicación de la variable de entrada, lectura de un índice o de una pluma de registro, transmisión de la variable de entrada en señal neumática o eléctrica, fijación de la posición de una palanca o de un vástago de una varilla interna del instrumento o del vástago del obturador de una válvula.

Existirá pues, una correspondencia entre la variable de entrada y la de salida, representando esta última el valor de la variable de entrada. Siempre que el valor representado corresponda exactamente al de la variable de entrada el instrumento estará efectuando una medición correcta. Ahora bien, en la práctica, los instrumentos determinan en general unos valores inexactos en la salida que se apartan en mayor o menor grado del valor verdadero de la variable de entrada, lo cual constituye el error de la variable medida.

El error es universal e inevitable y acompaña a toda medida, aunque ésta sea muy elaborada, o aunque se efectúe un gran número de veces. Es decir, el valor verdadero no puede establecerse con completa exactitud y es necesario encontrar unos límites que lo definan, de modo que sea práctico calcular la tolerancia de la medida. Es por esto que todo instrumento debe tener una correcta y oportuna calibración antes de que sea colocado en algún proceso.” (Solé, 1999, pp. 601,602,603)

La calibración es el proceso de comparar los valores obtenidos por un instrumento de medición con la medida correspondiente de un patrón de referencia (o estándar). (Morris, 2007)

2.8.5. Símbolos y Diagramas de Instrumentación

Los símbolos y diagramas son utilizados para identificar un proceso, el tipo de señales empleadas, la secuencia de componentes interconectados y la instrumentación utilizada. La Sociedad Internacional de Automatización (ISA), publica las normas, los términos, símbolos y diagramas que son reconocidos actualmente en la industria.

De acuerdo a la Norma ANSI/ISA–5.1 (*Instrumentation Symbols and Identification*), se pone en conocimiento los símbolos y diagramas utilizados en el Área de Instrumentación y Control y como están distribuidos según su aplicación.

2.8.5.1. Diagrama de Flujo del Proceso (PFD)

Un diagrama de flujo del proceso (PFD – *Process Flow Diagram*) o diagrama de flujo del sistema (SFD – *System Flow Diagram*), muestra las relaciones entre los principales componentes en el sistema. Un PFD también tabula los valores del proceso de diseño de los componentes en diferentes modos de operación, mínimo típico, normal y máximo, y por lo general debe contener:

- ✓ Tuberías del proceso.

- ✓ Símbolos de los principales equipos, nombres y números de identificación.
- ✓ Válvulas de control y válvulas que afecten la operación del sistema.
- ✓ Interconexión con otros sistemas.
- ✓ Líneas principales de desvío y recirculación.
- ✓ Tabulación de los valores operativos del sistema como: mínimo, normal y máximo (flujo, temperatura y presión).
- ✓ Composición de los fluidos.

Un PFD no muestra los componentes de menor importancia, tampoco los sistemas de tuberías ni sus denominaciones; Al contrario, representa de una forma ordenada los principales equipos involucrados en el proceso, dirección de fluidos y demás datos relevantes para el diseño.

2.8.5.2. Diagrama de Tuberías e Instrumentación (P&ID)

Los diagramas de tuberías e instrumentación (P&ID – *Piping and Instrumentation Diagram*), muestran cómo los equipos de procesos industriales están interconectados por un sistema de canalizaciones junto con los instrumentos y las válvulas que supervisan y controlan el flujo de los materiales, y por lo general deben contener:

- ✓ La instrumentación y designaciones.
- ✓ Equipos mecánicos con nombres y TAG's.
- ✓ Todas las válvulas y sus identificaciones.

- ✓ Tuberías de procesos, el tamaño y la identificación.
- ✓ Direcciones de flujo.
- ✓ Referencias de interconexiones.
- ✓ Entradas y salidas de control, enclavamientos.
- ✓ Identificación de los componentes y subsistemas entregados por otros.

En fin, un diagrama de tuberías e instrumentación (P&ID) basado en el diagrama de flujo del proceso (PFD), representa la realización técnica de un proceso por medio de símbolos gráficos para equipos y tuberías, junto con símbolos gráficos para los procesos de medición y control.

CAPÍTULO III

INGENIERÍA DE DETALLE DEL ÁREA DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA PLATAFORMA PETROLERA EN EL ECUADOR

3.1. Introducción

En el presente capítulo se tuvo como objetivo desarrollar todo lo referente a la Ingeniería de Detalle del Área de Instrumentación y Control para la construcción de una Plataforma de Producción en el Ecuador; para lo cual se consideró el arreglo típico de una plataforma de producción, con la información suministrada por la empresa SMARTPRO S.A. Para efectos de lograr una presentación real de este proyecto, la información se organizó en varios documentos y planos los cuales fueron generados y codificados de acuerdo al “Manual de Instrucciones para Codificación de Documentación Técnica” de la empresa SMARTPRO S.A., figurando como Contratista la Universidad Tecnológica Israel (UTEI) y como Cliente Final la empresa SMARTPRO S.A.

Este capítulo contempla el estudio de las bases y criterios de diseño, el cual se encuentra dividido en dos partes:

En la primera parte, se tiene la sección de bases de diseño la cual contiene una breve descripción y alcance del proyecto, además se listan los datos generales para el desarrollo de la ingeniería.

En la segunda parte, se presentan los criterios aplicables en el diseño de las instalaciones para el área de instrumentación y control.

3.2. Estudio de las bases y criterios de diseño

3.2.1 Bases de Diseño

El proyecto consiste en desarrollar la Ingeniería de Detalle para la Construcción de una Plataforma de Producción a ser ubicada en el Oriente Ecuatoriano, con un arreglo lineal de 5 pozos productores; esto incluye todos los diseños de instrumentación y control. El diseño del proyecto considera una configuración mejorada de los diseños de plataformas realizados por la empresa SMARTPRO S.A. en proyectos pasados.

La Plataforma de Producción contará con un módulo compuesto por un múltiple de producción y un múltiple de prueba, cada uno conformado a su vez por cinco conexiones para pozos.

La ingeniería incluye el diseño de los sistemas paquetizados y la disposición de los equipos necesarios para la operación segura de la plataforma.

3.2.1.1. Datos Generales

Para el desarrollo de la presente Ingeniería de Detalle, se tuvieron los siguientes datos:

- ✓ Nombre de la plataforma: SMP-001.
- ✓ No. de pozos a perforarse: 5.
- ✓ No. de antepozos (Cellars): 5.
- ✓ Potencia requerida por pozo: 335 HP.
- ✓ Fluido total máximo por pozo: 2.000 BFPD.
- ✓ Presión de trabajo de la plataforma: 350 psi a 380 psi.
- ✓ API Crudo: 21 °API – 23 °API.

En el diseño de las instalaciones de la plataforma SMP-001, se incluirá además la siguiente información:

- ✓ Líneas de flujo desde cada pozo hacia el múltiple de producción.
- ✓ El diseño de un módulo de producción, conformado por un múltiple de producción y un múltiple de prueba. El múltiple estará dispuesto en un módulo de cinco (5) conexiones para pozos y conexiones que permitan su ampliación a futuro.
- ✓ Medidor de flujo multifásico, destinado a las pruebas de pozos.
- ✓ Sistema de inyección para los siguientes químicos: inhibidor de escala, inhibidor de corrosión, demulsificante y antiespumante.

- ✓ Paquete de aire de instrumentos y de utilidades para la operación de las válvulas de emergencia (SDV), válvulas de accionamiento rápido o de corte (ON/OFF) y lazo de detección de fuego.
- ✓ El sistema de detección de fuego será del tipo neumático, consistente de un lazo con fusibles termo fundentes (fusible loop). La línea se encontrará bajo presión y distribuida en las facilidades de la plataforma en el área del múltiple de producción y en el área de cabezales de pozo.
- ✓ Paquete de agua de servicios para mantenimiento de las instalaciones y uso por personal en sala de control y garita.
- ✓ Sistema de drenajes conformado por un tanque sumidero y una bomba para el manejo de los drenajes provenientes del área del múltiple de producción, área de químicos, área de variadores de velocidad (VFD), área del sistema de aire comprimido y agua de servicios.
- ✓ Sistema de agua de lluvia y manejo de aguas aceitosas para encauzar los drenajes pluviales y evitar que el agua contaminada con hidrocarburos pueda ser enviada al medio ambiente.
- ✓ Sala de control.
- ✓ Piscina de lodos de perforación.

El clima de la zona es tropical lluvioso, típico de la región selvática amazónica y en ella conviven comunidades.

Los datos climatológicos proporcionados de un punto en el Oriente Ecuatoriano, son los mostrados en la **Tabla 3.1**.

Condición Ambiental	Unidad	Valor
Presión Atmosférica Promedio	psia	14,3
Nivel del Terreno sobre el del Mar	msnm	210
Temperatura Ambiente		
Promedio Anual	°F	77
Máxima Registrada	°F	98
Mínima Registrada	°F	70
Lluvia / Precipitación		
Pluviosidad	mm/año	2.826
Intensidad máxima de las lluvias	mm/h	188
Duración de la lluvia a la intensidad máxima	min	10
Humedad Relativa ¹	%	> 90%
Velocidad del Viento		
Dirección de viento prevalente		Sur-Este
Velocidad de viento (diseño)	m/s	17
Características del Suelo		
Zona Sísmica		IV

Tabla 3.1 Datos Climatológicos de la Zona

Fuente: (Smartpro, 2010)

La plataforma SMP-001, será diseñada para un fluido de producción con las características que se indican en la **Tabla 3.2**, las cuales fueron suministradas como ejemplo por el Cliente Final:

Propiedad	Unidad	Valor
Crudo		
Gravedad Específica @ 60 °F	°API	21,1 – 23,1
Densidad @ 210 °F	lb/ft ³	55,25
Viscosidad @ 100 °F	cP	365,5
Viscosidad @ 210 °F	cP	29,22
Relación Gas – Petróleo (GOR)	scf/sbls	Entre 84 y 150
Corte de Agua (máximo)	(% BSW)	46 – 74
MW/ SG del gas	-	21,13 / 0,73
Contaminantes del gas: N2 / CO2	%	10 / 3,06
Agua		
Salinidad	ppm NaCl	10.000
Viscosidad @ 210 °F	cP	0,28
Densidad @ 210 °F	lb/ft ³	59,87

Tabla 3.2 Características del Fluido de Producción a considerar en el diseño de la Plataforma.

Fuente: (Smartpro, 2010)

3.2.2 Criterios de Diseño

3.2.2.1 Sistema de Unidades de Medida

Las unidades que se emplearon en este proyecto, corresponden a una combinación de los sistemas métrico e inglés, según requerimiento del Cliente Final, y se las puede observar en la **Tabla 3.3**.

Cantidad	Unidad	Símbolo
Longitud (Dependiendo de la Magnitud)	Kilómetros	Km
	Metros	m
	Pies	ft, (')
Diámetro de tuberías	Pulgadas	Pulg, (")
	Pies	ft, (')
	Milímetros	mm
Diámetro de tanques	Pies	ft, (')
Diámetro de las partículas de sólido o de líquido	Micrón	µm

Cantidad	Unidad	Símbolo
Masa	Libras	Lb
Volumen	Barriles Pies cúbicos Galones	BBL, bbl ft ³ GAL, gal
Porcentaje	Por Ciento	%
Composición Porcentual	Por ciento en peso Por ciento en volumen Por ciento molar	% (w/w) % (v/v) % (molar)
Composición Fraccional	Fracción en peso Fracción en volumen Fracción molar Partes por millón	w/w v/v nmoles/nmoles total ppm
Área	Pies cuadrados Metros cuadrados Kilómetros cuadrados Hectáreas	ft ² m ² Km ² Ha
Altura	Pies Pulgadas	ft (') in. (")
Tiempo	Días Horas Minutos Segundos	D h min s
Velocidad	Kilómetros por hora Pies por segundo	KPH Ft/s
Flujo másico	Libras por hora	Lb/h
Flujo volumétrico de líquido @ P y T	Barriles fluido por día Pies cúbicos por hora Galones por minuto Galones por día Litros por segundo	BPD ft ³ /h gpm, GPM GPD l/s
Flujo volumétrico de gas @ P y T	Pies cúbicos por hora	ft ³ /h
Flujo volumétrico de gas @ condiciones estándar	Pies cúbicos estándar por día Pies cúbicos estándar por hora Pies cúbicos estándar por minuto	SCFD SCFH SCFM
Velocidad	Metros por segundo Pies por segundo	m/s ft/s
Densidad	Libras por pie cúbico	Lb/ft ³
Gravedad API	Grados API	°API
Viscosidad absoluta	Centipoise	cP
Viscosidad cinemática	Centistoke	cSt
Tensión superficial	Dinas por centímetro cuadrado	Din/cm ²
Flujo de calor	"British Termal Units" por hora	Btu/h
Transferencia de calor	"British Termal Units" por hora "British Termal Units" por libra	Btu/h Btu/lb
Radiación	"British Termal Units" por hora y por pie cuadrado	Btu/h*ft ²

Cantidad	Unidad	Símbolo
Pluviosidad	pulgadas	In (“)
Intensidad de Lluvia	Galones por minuto por hectárea	gpm/Ha
Humedad relativa	Por Ciento	%
Elevaciones	Metros Metros sobre el nivel Medio del mar	M m SNMM
Coordenadas UTM	Metros	M
Temperatura	Grados Fahrenheit	°F
Temperatura absoluta	Grados Rankine	°R
Presión manométrica	Libras fuerza por pulgadas cuadradas manométricas	Psi
Presión absoluta	Libras fuerza por pulgadas cuadradas absolutas	Psia
Potencia	Caballos de potencia	HP
Potencia al freno	Caballos de potencia al Freno	BHP
Potencia Eléctrica	Kilovatios Kilovoltioamperio Megavoltioamperio	KW KVA MVA
Corriente Eléctrica	Amperios Miliamperios	A mA
Tamaño de Instrumentos	Milímetros Pulgadas	mm in.”
Potencial Eléctrico	Voltaje AC Voltaje DC	VAC VDC
Frecuencia	Hertzio	Hz
Resistencia	Ohmio	(Ω)
Sección de Cables		AWG

Tabla 3.3 Sistema de Unidades de Medida.

Fuente: (Smartpro, 2010)

También son aceptadas combinaciones de múltiplos o sub-múltiplos de las unidades indicadas, tal como MBPD (miles de barriles por día), etc.

Además, se aceptan múltiplos y sub-múltiplos, tales como:

- ✓ MM: Millón (1×10^6).
- ✓ M: Mil (1×10^3).
- ✓ H: Hecto (1×10^2).
- ✓ d: Deci (1×10^{-1}).
- ✓ c: Centi (1×10^{-2}).
- ✓ m: Mili (1×10^{-3}).
- ✓ μ : Micro (1×10^{-6}).
- ✓ n: Nano (1×10^{-9}).

3.2.2.2 Idioma Empleado

En los planos, esquemas y documentos, se usará el idioma español, con los usos y acepciones de la industria.

En el caso de documentación existente, se conservará el idioma original de dicha documentación.

3.2.2.3 Simbología

En los planos y esquemas a ser usados en este proyecto, se recurrirá primero, a las normas de diseño internacionales aplicables, y si no, a las buenas prácticas de la ingeniería y la mejor experiencia acumulada hasta la fecha.

3.2.2.4 Normas Aplicables

En este proyecto se aplicarán las más recientes ediciones de las normas de los siguientes organismos o empresas:

- ✓ Instrument Society of America (ISA).
- ✓ American Petroleum Institute (API).
- ✓ American National Standards Institute (ANSI).
- ✓ International Standards Organization (ISO).
- ✓ National Fire Protection Association (NFPA).

3.2.2.5 Criterios de Instrumentación

3.2.2.5.1 General

La simbología a ser utilizada en los planos de Diagramas de Tuberías e Instrumentación (P&IDs), será de acuerdo a la norma ANSI/ISA 5.1 - "Instrument Symbols and Identification, indicados en el plano de Simbología General".

3.2.2.5.2 Niveles de voltaje

Las cargas eléctricas usadas en el área de instrumentación tales como: instrumentos, paneles de control, analizadores, computadores de flujo, válvulas motorizadas, a ser instalados en el proyecto, serán diseñadas para operar con los siguientes voltajes nominales:

- ✓ Corriente alterna - frecuencia 60 Hz.
 - Fuente de alimentación trifásica / 110 Voltios, 1 Fase, 2 Hilos.
 - Sistemas de Potencia Ininterrumpida (UPS) / 110 Voltios, 1 Fase, 2 Hilos.
- ✓ Corriente continua.
 - Alimentación a instrumentación energizada desde el lazo de control 24 Voltios DC.

- Fuente de alimentación 12 Voltios DC ó 24 Voltios DC, dependiendo del requerimiento del equipo.

3.2.2.5.3 Clasificación de Áreas

La instalación de instrumentos electrónicos y eléctricos deberá estar de acuerdo con los requerimientos de la NEC (National Electrical Code), y las normas API (American Petroleum Institute), API RP-500 - "Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Instalation in Petroleum Facilities", en lo relacionado con la clasificación eléctrica del área donde serán instalados.

El encapsulamiento (enclosure), de los instrumentos y paneles locales para áreas Clase 1, División 1, Grupos C y D, deberá ser NEMA 7 equivalente a prueba de explosión y corrosión (explosion proof); para áreas Clase 1, División 2, Grupos C y D, deberá ser NEMA 4X sellado contra agua y resistente a la corrosión (Protection from splashing water and corrosion resistant).

3.2.2.5.4 Instrumentación

La ingeniería para la selección y especificación de la instrumentación del proyecto, estará basada en los siguientes criterios:

- ✓ La instrumentación asociada a los sistemas de control de proceso y al sistema de parada de emergencia deberá ser totalmente independiente,

en cuanto al instrumento en sí, a las tomas de proceso, canalizaciones y cajas de paso.

- ✓ Para la especificación de instrumentos se emplearán los formatos estandarizados indicados en la norma ISA S20 - "Specification Forms for Process Measurement and Control Instruments, Primary Elements and Control Valves".
- ✓ Las unidades de medición a ser utilizadas serán las del Sistema Inglés o las de mayor familiaridad.
- ✓ Para la identificación de los instrumentos, se utilizará el código correspondiente al equipo mayor asociado, el tipo de instrumento y la correspondiente numeración secuencial.
- ✓ Todos los instrumentos deberán estar identificados con una placa de acero inoxidable, resistente a las condiciones climáticas y de proceso, en la cual se señalará como mínimo lo siguiente:
 - Número de identificación del instrumento
 - Fabricante
 - Modelo
 - Número de serie
 - Rango de operación

- Datos específicos del instrumento
- ✓ Los instrumentos que serán instalados, deberán ser calibrados en campo, y se entregará el respectivo certificado de calibración que valide los rangos de medida.
- ✓ Los materiales de construcción de los instrumentos y sus partes expuestas al proceso, deberán ser compatibles (resistentes) al tipo de fluido, es decir, con el tipo de servicio al cual estén destinados, y también deben estar en estricta concordancia con las especificaciones de tuberías en donde van a ser montados.
- ✓ Toda la instrumentación de campo deberá ser apta para trabajar en la intemperie (resistente a la corrosión y adecuada para operar en ambientes con alta precipitación y humedad), y compatibles con el servicio y condiciones ambientales existentes en el área (presencia de insectos, aves y roedores).
- ✓ Todos los transmisores y válvulas con actuador, deberán contar con indicadores locales que permitan conocer el valor de la variable en sitio y la posición de la válvula.
- ✓ Para la selección de los instrumentos se deberá considerar, sin limitarse a ello, lo siguiente:
 - El rango

- La precisión
 - La estabilidad
 - La alimentación
-
- ✓ Todas las conexiones al proceso de los instrumentos, estarán provistas de válvulas de cierre hermético, con el objeto de aislarlos del proceso y poder efectuar un mantenimiento o reemplazo de ser el caso, sin interrumpir la operación; a excepción de instrumentos de seguridad que la norma no lo permita, o se requiera de arreglos especiales.
 - ✓ Se utilizarán dispositivos de sello de diafragma o remoto con capilar, para los instrumentos que requieran aislamiento del proceso cuando el fluido sea muy viscoso.
 - ✓ Todos los transmisores deberán ser del tipo para montaje sobre soportes de tubos de 2 pulgadas de acero al carbono, excepto aquellos que por sus propias características puedan conectarse directamente a la línea o al proceso como las placas de orificio, turbinas y las válvulas de control esencialmente. Ningún instrumento deberá ser instalado sobre pasamanos, tuberías u otros sitios que estén expuestos a vibraciones, golpes u otras alteraciones. Se deberán instalar en lugares de fácil acceso al operador de la plataforma y personal de mantenimiento, sin obstruir el libre tránsito de éste y lo más cerca posible a la conexión del proceso,

considerando una altura máxima de 1,5 metros, a menos que el proceso no lo permita.

- ✓ Las tomas a proceso de los instrumentos serán de al menos 0,5 pulgadas NPT (*National Pipe Thread* - Rosca para Tubos Cónicos), a excepción de los transmisores de presión que tengan sello de diafragma y capilar, cuya conexión al proceso deberá ser de 2 pulgadas con bridas RF (*Raised Face* - Cara con Resalte).

3.2.2.5.5 Instrumentación Electrónica

- ✓ La instrumentación electrónica de campo a seleccionar para el sistema básico de control de procesos, deberá ser del tipo inteligente preferiblemente 4-20 miliamperios (mA) + HART (*Highway Addressable Remote Transducer* - Transductor Remoto Direccional en Red), con protocolo de comunicación digital y diagnóstico remoto, con excepción de aquellos dispositivos que por sus propias características y a nivel industrial sean neumáticos, hidráulicos o de medición directa (válvulas de control, indicadores locales, auto-reguladores, etc.).
- ✓ Los equipos electrónicos utilizados deberán poseer inmunidad a la interferencia causada por campos electromagnéticos o por radiofrecuencia (RF).

- ✓ El cambio en la señal de salida causado por un cambio en la temperatura ambiental de 38 grados centígrados (°C), no debe exceder el 1% del rango.
- ✓ La alimentación de potencia eléctrica para los sistemas de control y los instrumentos de campo deberá ser en 24 Voltios DC.
- ✓ Los interruptores eléctricos conectados a proceso (interruptores de presión, nivel, flujo, etc.), serán del tipo acción rápida (*snap action*), con contactos dobles del tipo DPDT (*Double Pole, Double Throw* - Doble Polo, Doble Tiro), la capacidad (*rating*), de los contactos será 24 Voltios DC y 5 Amperios (A).
- ✓ Todas las conexiones eléctricas de instrumentos deberán ser de 0,5 pulgadas FNPT (*Female National Pipe Thread* - Rosca Hembra para Tubos Cónicos), ó $\frac{3}{4}$ de pulgada FNPT.

3.2.2.5.6 Instrumentación Neumática

Todos los instrumentos que requieran suministro de aire, deberán regirse por los siguientes criterios:

- ✓ La presión de suministro de aire de instrumentos será 100 psig. Para los actuadores de accionamiento rápido (ON/OFF) de las válvulas de bloqueo, se utilizará un regulador de presión para alimentarlos con 80 psig.

- ✓ La conexión neumática deberá ser de 0,5 pulgadas NPTM (*Pipe Thread Male* - Tubo de Rosca Macho), en el múltiple de distribución y $\frac{1}{4}$ de pulgada NPTM en los puntos de alimentación. La cañería (*tubing*) de conexión neumática de instrumentos será de $\frac{3}{8}$ de pulgada OD (*Orifice Diameter* - Diámetro del Orificio), en material acero inoxidable (316 SS - *Stainless Steel*), con espesor mínimo de 0,035 pulgadas, y los accesorios y conectores de compresión asociados también deberán ser en material acero inoxidable 316 SS.

- ✓ Cada instrumento neumático debe estar provisto de un regulador de presión a fin de garantizar que el suministro de presión sea acorde con la especificación del instrumento.

3.2.2.5.7 Criterios para Selección de Instrumentación

3.2.2.5.7.1 Medición de Presión

Los instrumentos para medición de presión estarán diseñados para soportar una sobre presión de 1,3 veces su rango de trabajo al igual que el vacío absoluto, sin requerir una recalibración.

Los manómetros deberán cumplir con los requerimientos de la norma API-551 (*Process Measurement Instrumentation*), secciones 4 y 6, y del código ANSI/ASME B40.1 (*Gauge Pressure Indicating Dial Type*). Las presiones normales de operación deberán ser leídas entre el 50 % y 60 % de la escala. Las

conexiones a proceso serán de 0,5 pulgadas MNPT, los tamaños de disco (*dial*), serán de 4,5 pulgadas y la precisión será de $\pm 0,5$ % del rango total. Las carátulas tendrán fondo blanco con números negros y las cajas deberán ser fenólicas llenas con glicerina. La cubierta del manómetro será sólida y dispondrá de un disco para protección, bien sea por explosión o alivio de sobrepresión en la parte posterior.

Los transmisores de presión serán tipo diafragma capacitivo o (*strain-gauge*), energizados por lazo (*Loop Powered*), 24 Voltios DC con tecnología *HART*, pantalla LCD, configurable en unidades de ingeniería, encapsulamiento a prueba de explosión (*explosion proof*), apropiado para áreas Clase 1, División 2, Grupos C y D. El rango de cada transmisor de presión será seleccionado de manera que la presión normal de operación esté entre el 30 % y el 80 % del rango calibrado. La conexión de los transmisores al proceso será de 0,5 pulgadas FNPT.

3.2.2.5.7.2 Medición de Temperatura

La medida de temperatura se realizará con RTD's (*Resistance Temperature Detectors*) y termómetros bimetálicos.

Todos los elementos de temperatura se conectarán al proceso mediante un termopozo (*thermowell*). Los materiales de construcción del termopozo serán seleccionados de acuerdo a las características de la tubería y en compatibilidad con el tipo de fluido en el proceso. Para servicios generales el termopozo será

de acero inoxidable (316 SS). En los servicios corrosivos el material será acorde al tipo de sustancia de acuerdo con el estándar API-551 (*Process Measurement Instrumentation*), Sección 5.2.4.

El tipo de conexión de los termopozos será: conexión roscada $\frac{3}{4}$ de pulgada MNPT y la conexión bridada será de 2 pulgadas, dependiendo del tamaño y clasificación de la tubería (*rating*), y mínimo de 2 pulgadas para recipientes. El tipo de brida y acabado de la misma estarán en concordancia con las especificaciones de la tubería.

La utilización de termopozos con conexión roscada o bridada dependerá de la presión de la línea o equipo, y de las condiciones de proceso.

La longitud de inmersión del termopozo para líneas, será la mitad (1/2) del diámetro interno (ID) de la tubería.

Los indicadores locales de temperatura serán tipo bimetálico, con cabezal ajustable a toda posición o plano de indicación, y con un disco (*dial*) entre 4 pulgadas y 5 pulgadas de diámetro, fondo blanco, números negros, caja herméticamente sellada de acero inoxidable (316 SS), con toma de proceso inferior, con ajuste de cero y protección de sobre rango. Las escalas de lectura directa serán en grados *Fahrenheit* (°F).

El rango de indicación o escala del termómetro será seleccionado de forma tal que la temperatura normal de operación se encuentre entre un 50 % y 60 % de la escala, y la temperatura máxima no exceda el tope de la escala. La precisión deberá ser del 1 % del alcance (*span*).

Se usarán indicadores de temperatura llenos de glicerina en líneas y equipos que generen vibración.

Los transmisores de temperatura serán energizados por lazo (*loop powered*), 24 Voltios DC con tecnología HART, pantalla LCD, configurable en unidades de ingeniería, encapsulamiento a prueba de explosión (*explosion proof*), apropiado para áreas Clase 1, División 2, Grupos C y D.

Para aplicaciones donde no se requiera acceso a lectura en el punto de medición, se utilizarán transmisores de temperatura del tipo montaje directo sobre el cabezal del elemento sensor. El rango del transmisor será seleccionado para que la temperatura normal de operación se encuentre entre un 50 % y 75 % del rango calibrado.

Los transmisores irán instalados directo sobre el termopozo, pero en lugares donde se presente alta vibración se utilizarán soportes o arreglos para montaje remoto del transmisor.

Los transmisores tomarán la señal de medición de temperatura mediante RTD's. Las RTD's serán de Platino 100 Ohmios (Ω), tipo PT-100 a 32 grados *Fahrenheit* ($^{\circ}\text{F}$), de 3 hilos sin tierra. Las RTD's estarán empotradas en cabezales de aluminio herméticos, a prueba de explosión (en donde lo defina la clasificación de áreas); con materiales de aislamiento tales como porcelana, cerámica o fibra de vidrio, los cuales se emplearán para aplicaciones en altas temperaturas de operación. La conexión del cabezal al termopozo será de 0,5 pulgadas FNPT con resorte para ajuste de profundidad; la conexión eléctrica será de 0,5 pulgadas FNPT.

3.2.2.5.7.3 Medición de Nivel

Para las aplicaciones que requieran medición de nivel, se emplearán visores de nivel del tipo magnético para líquidos, el cual consiste de un flotador dentro de una cámara hermética no magnética y el indicador instalado en la parte exterior el cual es accionado magnéticamente y cambia de color para indicar el nivel del fluido en el recipiente.

Las conexiones a proceso de los visores serán de 2 pulgadas bridados. El arreglo de conexionado estará provisto de válvulas de bloqueo y purga. Las válvulas de bloqueo, purga y venteo, serán especificadas y suministradas conjuntamente con los visores. Las válvulas serán de bola, de cierre rápido operadas por manivela y provistas de una protección con accionamiento de bola (*check*), para impedir la pérdida del producto en caso de ruptura del visor.

Los visores de nivel cubrirán el rango de operación del recipiente y cuando se instalen en conjunto con controladores, transmisores e interruptores, deberán cubrir el rango del equipo asociado. Los transmisores para medición de nivel serán energizados por lazo (*loop powered*), 24 Voltios DC con tecnología HART, pantalla LCD o un indicador remoto para lugares de difícil acceso, configurable en unidades de ingeniería, con encapsulamiento a prueba de explosión (*explosion proof*), apropiado para áreas Clase 1, División 2, Grupos C y D.

Serán consideradas para la medición de nivel en este proyecto las tecnologías: del tipo radar y del tipo de onda guiada. La aplicación de cada tecnología dependerá de:

- ✓ Precisión requerida
- ✓ Medición de interfaces líquido / líquido, líquido / gas
- ✓ Servicios de vacío o alta presión
- ✓ Niveles muy reducidos
- ✓ Naturaleza química del líquido
 - Corrosivo
 - Viscoso
 - Inflamable

Todas las partes en contacto con el fluido del proceso serán en acero inoxidable (316 SS), a menos que se requieran otros materiales para condiciones particulares de corrosión de los fluidos.

3.2.2.5.7.4 Válvulas Reguladoras de Presión

La selección de válvulas reguladoras se realizará considerando: las condiciones de operación, el fluido a ser manejado y el rango requerido. Los reguladores de presión se utilizarán para mantener en un valor fijo de presión, el suministro de aire a los elementos o dispositivos que lo requieran, como por ejemplo: válvulas de accionamiento rápido (ON/OFF) con actuador neumático, sistema de tapón fusible (fusible plug), entre otros.

La función de este tipo de válvula es regular la presión y mantener fija la presión de salida al valor ajustado (*set point*), incluso cuando el valor de entrada sea mucho mayor que el valor deseado.

3.2.2.5.7.5 Actuadores ON/OFF

La selección de los actuadores para accionar válvulas del tipo accionamiento rápido (ON/OFF), se manejará para sistemas de parada de emergencia y sistemas de control de procesos que lo requieran; serán del tipo neumático accionados con aire.

Para todos los casos, los actuadores serán seleccionados de acuerdo a las siguientes características:

- ✓ Los actuadores serán dimensionados para abrir y/o cerrar la válvula a máximo torque, para la máxima caída de presión y considerando un factor de seguridad.
- ✓ El actuador contará con interruptores (*switches*) de límite de carrera para indicación local y remota.
- ✓ Permitirán acción manual (*manual override*), para garantizar la operación manual de la válvula.
- ✓ El tiempo de operación del actuador atenderá al requerimiento del proceso; generalmente estará entre 7 y 20 segundos.
- ✓ La alimentación de la válvula solenoide será de 24 Voltios DC, la válvula será de tres vías para servicio neumático y a prueba de explosión (*explosion proof*).

3.2.2.5.7.6 Válvulas de Seguridad y Alivio

Las válvulas de seguridad y alivio requeridas para este proyecto, cumplirán con la norma API-521 (*Guide for Pressure Relieving and Depressuring Systems*). Los dispositivos de alivio de presión que se emplearán, cumplirán con las exigencias de un diseño seguro.

Se escogerán válvulas de alivio de seguridad del tipo convencional y deberán operar a una presión por debajo de la presión de ajuste (típicamente 93 % a 98 % de la presión de ajuste dependiendo del mantenimiento de la válvula y su condición). Se usarán válvulas de alivio convencionales en servicios en donde no exista contrapresión o donde la contrapresión sea constante.

El valor máximo de sobrepresión para una válvula de alivio de presión, no excederá el 10 % del punto de ajuste de la válvula o del 21 % de dicho valor para el caso de fuego (vaporización de líquidos).

Las válvulas de alivio de presión serán instaladas para que el venteo del bonete caiga directamente a una línea adecuada para el servicio de alivio. No será permitido que los fluidos producto del alivio, caigan sobre tuberías o equipos, áreas de operación o sobre vías de acceso de la plataforma.

Para las válvulas de alivio de presión convencionales sujetas a una contrapresión constante, la calibración de la válvula será realizada considerando el valor de contrapresión necesaria para que la válvula actúe a la presión de ajuste requerida por una reducción apropiada de la presión del resorte.

Las válvulas de seguridad y/o alivio se diseñarán para mantener un cierre hermético lo más cercano a la presión de ajuste. El asiento será de metal a metal, el cual se aplicará en servicios que presenten dificultades tales como: operación

cercana a la presión de ajuste o por causa de fluctuaciones de presión (pulsaciones o golpeteo).

Las válvulas de seguridad o alivio instaladas en los recipientes a presión, serán para protección por acción de fuego o por sobrepresión, y contarán con válvulas de aislamiento.

3.2.2.5.8 Montaje de Instrumentos

3.2.2.5.8.1 Instrumentos en Líneas

Las válvulas de control deberán instalarse cercanas al piso o plataforma para permitir al operador el fácil acceso durante labores de mantenimiento y control manual.

La clasificación y el tipo de cara de las bridas serán especificadas en la hoja de datos de cada instrumento.

3.2.2.5.8.2 Instrumentos sobre Tuberías y Recipientes

Las conexiones de los instrumentos deberán seleccionarse de acuerdo con las mejores prácticas de instalación. Todos los instrumentos deberán tener válvulas de drenaje y purga de 0,5 pulgadas NPT.

3.2.2.5.8.3 Instrumentos Montados en Soporte

Aquellos instrumentos que pudieren estar sometidos a vibraciones, ser inaccesibles, o representen un obstáculo, serán instalados en un soporte externo de acero al carbono de 2 pulgadas de diámetro.

Cuando el instrumento esté ubicado a una distancia mayor de 3 metros (m) de la conexión del proceso, se proveerá una válvula de bloqueo y venteo (o purga) adicional, adyacente al instrumento.

3.2.2.5.9 Cables de Instrumentación y Control

La cubierta externa de todos los cables deberá ser de material no-higroscópico, resistente a la luz solar, a la abrasión, a la llama y a la acción de solventes.

Se utilizarán cables armados con revestimiento metálico (tipo MC, *Metal Clad*) de aluminio corrugado continuo, impermeable, conocido como armadura metálica, que proveerá protección mecánica y protección contra humedad (líquidos y gases), siendo aptos para la instalación en interior o exterior, por medio de canalizaciones metálicas o no metálicas, bandejas porta-cables o directamente enterrados en áreas clasificadas o peligrosas Clase 1, División 1, Grupos C y D.

Se utilizarán cables aptos para bandejas porta-cable (tipo TC, *Tray Cable*), para instalación tanto en áreas clasificadas Clase 1, División 2, Grupos C y D, como en áreas no clasificadas. Los cables serán instalados en bandeja o conducto rígido (*conduit*), dependiendo del requerimiento.

El cable deberá tener una chaqueta de cloruro de polivinilo (PVC, *Polyvinyl Chloride*), que sea resistente a la luz solar y al crudo, y en las áreas que se requiera, a hidrocarburos como diesel y gasolina.

3.2.2.5.9.1 Cables de Instrumentación

Los cables de instrumentación serán pares y triadas trenzados, tendrán mínimo 6 cruces promedio por cada 30 centímetros (cm) de longitud, tendrán un cable de drenaje individual y los cables múltiples contarán con los drenajes individuales y un drenaje general.

La pantalla o lámina metálica individual y general de los cables de instrumentación, será una envoltura externa con cinta metalizada aplicada en forma helicoidal con traslape del 50 % para asegurar completo cubrimiento en las curvas, el material será una combinación de aluminio-poliéster. Estarán conformados por cables de cobre, el ensamblaje del haz de cables será de forma concéntrica, 7 hilos de cobre suave; deberán ser aislados individualmente para soportar hasta 300 Voltios, retardante a la llama y con temperatura máxima en

el conductor de 105 grados centígrados (°C); el calibre será # 16 AWG (*American Wire Gauge* - Sistema Norteamericano de Calibres de Alambres).

El código de colores de los conductores será negro y blanco para los pares; y negro, rojo y blanco para las triadas.

3.2.2.5.9.2 Cables de Control

Los cables de control estarán conformados por cables de cobre, el ensamblaje del haz de cables se hará en forma concéntrica, 7 hilos de cobre suave, aislamiento tipo XHHW-2 o THHN (retardante a la llama resistente al calor y la humedad); con temperatura máxima en el conductor de 90 grados centígrados (°C).

Serán cables sin pantalla, que deberán ser aislados individualmente para soportar hasta 600 Voltios, el calibre será # 16 AWG (*American Wire Gauge* - Sistema Norteamericano de Calibres de Alambres) ó # 14 AWG, dependiendo del tipo de circuito de control y la distancia donde se encuentre el instrumento o equipo.

3.2.2.5.9.3 Identificación de Cables

Se requiere la identificación de los cables tanto externa como internamente. La identificación externa será realizada mediante placas de acero inoxidable (316

SS), con impresión en bajo relieve y un tamaño de fuente adecuado, amarradas en cada uno de los extremos del cable; la identificación interna se realizará mediante marquillas termocontraíbles impresas en máquina, con un tamaño de fuente adecuado, colocadas en cada uno de los conductores del cable.

Los cables de instrumentación y control estarán asociados al instrumento, a la caja de conexiones o al panel de control, en una jerarquía de menor a mayor. La placa de identificación externa estará asociada al equipo menor, las marquillas internas deberán indicar el equipo asociado y adicional el punto exacto de partida y de llegada.

El código de identificación del cable estará de acuerdo con las normativas del Cliente Final.

3.2.2.5.9.4 Canalizaciones

Las canalizaciones para las señales de la instrumentación de campo y equipos de control local, serán diseñadas de acuerdo a los siguientes puntos:

- ✓ Las canalizaciones en áreas abiertas para llegar al instrumento, serán con bandejas porta cables (tipo ducto).
- ✓ Las canalizaciones para llevar múltiples cables, esencialmente de cajas de conexión a paneles de control, serán bandejas de aluminio tipo escalera.

- ✓ El tamaño de las bandejas será seleccionado considerando la cantidad de cables a instalar y el calibre de los mismos, que por lo general será # 16 AWG para pares simples. El espacio de reserva en las bandejas deberá ser entre 15 % y 20 % para colocación de cables futuros.
- ✓ Las bandejas que contengan cables de instrumentación y control podrán contener más de dos capas de cables. Los cables serán dispuestos de tal forma que se minimice la cantidad de cruces.
- ✓ Los cables con señales analógicas y discretas de 24 Voltios DC, se podrán instalar por la misma bandeja.
- ✓ Los cables de control y alimentación en corriente alterna, serán instalados de tal manera que estén separados de los cables de corriente directa, para evitar interferencias; a no menos de 30 pulgadas en una misma bandeja.
- ✓ Para los cables de instrumentación, solamente en los cruces de vías y entradas a edificios se utilizarán zanjas. Los cables que vayan directamente enterrados se protegerán con manguitos de PVC en los puntos de salida a la superficie del terreno.

3.2.2.5.10 Paneles y Cajas de Conexión

Los paneles y cajas de conexión, serán diseñados para recoger todas las señales analógicas y digitales de entradas y salidas provenientes de los instrumentos y equipos de campo; agruparán las señales en cables

multiconductores y las direccionarán hacia los diferentes paneles del sistema de control o seguridad.

Todos los paneles y cajas de conexión tendrán los siguientes componentes elementales:

- ✓ Doble fondo
- ✓ Canalización interna
- ✓ Etiquetas de cables y de la caja de conexión
- ✓ Borneras

Las dimensiones de cada uno de los paneles y cajas de conexión, así como del doble fondo, serán las más adecuadas para poder alojar a todas las borneras y accesorios teniendo en cuenta la reserva necesaria. Únicamente se deberá ocupar el doble fondo, no se tendrá ningún accesorio en las paredes internas del gabinete o caja.

Los paneles y cajas de conexión tendrán un perno (*servit post*), el cual servirá para realizar la conexión al sistema de puesta a tierra.

Los paneles para montaje en campo serán metálicos cuyo grado de protección será NEMA 4X (sellado contra agua y resistente a la corrosión), la fabricación será en acero inoxidable (316 SS), y el espesor mínimo será de 2,6 milímetros

(mm). Los componentes metálicos a ser instalados en el interior del gabinete deberán ser tropicalizados (aumento de la resistencia de las piezas galvanizadas contra la corrosión), a fin de protegerlos contra la acción de hongos, salitre y polvos corrosivos, para lo cual se usará inhibidores industriales de corrosión. El gabinete tendrá una luz fluorescente interior alimentada por 110 Voltios AC / 60 Hertzios (Hz), la misma que se encenderá por medio del accionamiento de un micro interruptor (*micro switch*), en el momento de abrir la puerta.

Los paneles serán de montaje en piso con patas de apoyo para ser instalados en ambiente externo.

Se tendrán dos tipos de paneles y cajas de conexión: para instalación en exteriores, en áreas no clasificadas y en áreas clasificadas, y deberán cumplir las siguientes especificaciones:

- ✓ En áreas no clasificadas se usarán cajas de conexión cuyo grado de protección será NEMA 4X (sellado contra agua y resistente a la corrosión), la fabricación será en acero inoxidable (316 SS) y el espesor mínimo será de 2,6 milímetros (mm), y los accesorios metálicos deberán ser tropicalizados a fin de protegerlos contra la acción de hongos, salitre y polvos corrosivos, además, tendrán doble fondo interno removible, fabricado en el mismo material de la caja (acero inoxidable 316 SS). La caja de conexiones será hermética, sin tapas removibles laterales ni superior; contará con una sola puerta delantera atornillada con sello de

neopreno, con bisagras continuas de acero inoxidable (316 SS) y para asegurar el sello hermético la puerta tendrá grapas (clamps), para poder cerrarla. Será para montaje en soporte o pared.

- ✓ En áreas clasificadas se utilizará cajas de conexión cuyo grado de protección equivalente será NEMA 7 (a prueba de explosión - *explosion proof*), con protección para exteriores; la fabricación será en aluminio. Deberá ser hermética, sin tapas removibles laterales ni superior; contará con una sola puerta delantera atornillada con sello de neopreno, con bisagras de acero inoxidable (316 SS), y para asegurar el sello hermético la puerta tendrá varios pernos de cabeza hexagonal de acero inoxidable con resorte y prisionero para evitar que se salgan de la puerta y permitir una confirmación visual de si están ajustados o no.

El ingreso de cables individuales y multiconductores se realizará por la parte inferior o lateral del gabinete o caja de conexión; en ningún caso se permitirá el ingreso de cables por la parte superior. Dentro de la caja se llevarán los cables sin chaqueta externa o armadura de acuerdo al tipo de cable a ser utilizado.

3.2.2.5.10.1 Identificación de Paneles y Cajas de Conexión

Para la identificación de los paneles y cajas de conexión, se utilizará el criterio de asignación de etiquetas (TAGs) del Cliente Final.

3.2.2.5.11 Sistema de Control

El Sistema de Control realizará el diagnóstico de procesos, el cual estará compuesto por diferentes módulos que permitirán el control automático de la plataforma. El sistema dispondrá de todos los equipos (*hardware*) y programas (*software*) requeridos para alcanzar una operación segura y realizar el monitoreo general del proceso.

Este sistema será el medio de interfaz entre el operador y las unidades de proceso, permitiendo un control seguro, confiable y continuo.

Las funciones que debe realizar el sistema de control serán:

- ✓ Procesamiento dinámico de la información en tiempo real
- ✓ Despliegue dinámico de los gráficos de la plataforma en la pantalla que estará instalada en el panel principal
- ✓ Medición y control del proceso
- ✓ Despliegue y reporte de la información del proceso y alarmas

El sistema será modular y con tecnología de última generación tanto en equipo (*hardware*) como en programas (*software*).

El sistema deberá ser seleccionado con la capacidad para manejar todas las señales de las unidades de proceso previstas en los diagramas de proceso e instrumentación (P&ID's), con un 20 % adicional mínimo para futuras ampliaciones, conforme a las mejores prácticas en la industria del petróleo. La memoria de los controladores deberá ser utilizada como máximo a un 80 % de la capacidad instalada, incluyendo el uso actual, futuro y las reservas.

La expansión del sistema deberá ser posible sin afectar el funcionamiento de aquellos controladores que están en operación. La red de control deberá usar tecnología (*Plug-and-Play*), es decir, enchufar y usar, de manera que no haya configuraciones demoradas o complejas para asignar una nueva dirección de red a él o (los) controlador (es) que se vayan añadiendo al proceso, y por ende a la red.

El sistema de control deberá permitir actualizaciones del programa (software) de aplicación y sistema operativo sin necesidad de tener que producir una parada del sistema ni de la plataforma (*shutdown*), ni perder la intervención del operador o acceso a cualquiera de las funciones de control.

El Sistema de Control garantizará una disponibilidad operativa y de integridad, también deberá tolerar fallas, de tal manera que una falla en cualquiera de sus componentes no ocasione la pérdida de operabilidad en más de un lazo de control.

El sistema de control permitirá la configuración falla segura (*fail-safe*), en caso de falla de cualquiera de sus componentes. Además, permitirá la remoción y cambio de cualquiera de sus partes sin necesidad de detener la operación del sistema o parar la unidad de procesos.

Los equipos deberán ser inmunes a interferencias electromagnéticas. Los equipos asociados al sistema de control operarán internamente en 24 Voltios DC alimentados desde una fuente; la alimentación externa será en 110 Voltios AC / 60 Hertzios (Hz) y además será provista desde un sistema de fuentes de potencia ininterrumpida (UPS - *Uninterruptible Power Supply*).

El panel de control suministrará 24 Voltios DC a los transmisores y cualquier otro dispositivo externo asociado al sistema de control que así lo requiera. Se usarán fuentes de poder independientes y redundantes para cada componente del sistema (controladores, dispositivos de manejo de entradas/salidas "I/O's", dispositivos de interfaz de comunicaciones), de manera que cualquier pérdida individual de alimentación no afecte la operación completa del sistema de control.

3.2.2.5.12 Sistema de Puesta a Tierra

3.2.2.5.12.1 Tierra General

Todos los paneles y cajas de conexiones, conductos, entre otros; se conectarán a la malla del sistema de tierra general de la plataforma.

3.2.2.5.12.2 Tierra de Instrumentación

Todos los instrumentos y equipos relacionados con las señales de los lazos de control de la plataforma, se conectarán a la malla de tierra.

Los cables de instrumentación con blindaje (*shield*), serán conectados a tierra en un solo punto que será la barra aislada de tierra de instrumentación del panel de control.

La red de tierra de instrumentación, estará conectada a la red de tierra general de la plataforma en un solo punto, mediante un conductor monopolar con cubierta exterior y con un dispositivo de acoplamiento tipo inductivo o resistivo no mayor a 1 ohmio (Ω) y 20 milihenrios (mH).

3.2.3 Desarrollo de Ingeniería de Detalle

Para el desarrollo de la Ingeniería de Detalle del Área de Instrumentación y Control se tuvo como base la información proporcionada por el Cliente Final, a partir de la cual se desarrolló un listado de entregables que abarque todo lo referente al Área de Instrumentación y Control y que esté acorde a la información proporcionada.

3.2.3.1 Listado de Documentos Base

A continuación se presenta un listado de documentos y planos proporcionados por el Cliente Final, los cuales fueron fundamentales en el desarrollo de la presente Ingeniería de Detalle.

a. ÁREA GENERAL

ITEM	CODIGO	DESCRIPCIÓN
1	S1120-BDD-D10-001	BASES Y CRITERIOS DE DISEÑO

b. ÁREA DE PROCESOS

ITEM	CODIGO	DESCRIPCIÓN
1	S1120-PLS-D20-001	SIMBOLOGÍA GENERAL
2	S1120-PLT-D20-002	DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN MÓDULO DE PRODUCCIÓN M-101
3	S1120-PLT-D20-003	DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN UNIDAD DE PRUEBA Y-101
4	S1120-PLT-D20-004	DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN SIST. INYECCIÓN DE QUÍMICOS, TANQUES Y SKID DE BOMBAS SK-141 Y SK-142
5	S1120-PLT-D20-005	DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS Y SKID DE BOMBAS SK- 143
6	S1120-PLT-D20-006	DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO SK-151

ITEM	CODIGO	DESCRIPCIÓN
7	S1120-PLT-D20-007	DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN SISTEMA DE AGUA DE SERVICIOS SK-161
8	S1120-PLT-D20-008	DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN SISTEMA DE DRENAJES

3.2.3.2 Listado de Entregables del Área de Instrumentación y Control

A continuación se presenta la lista de los entregables como parte de la Ingeniería de Detalle a desarrollar, en la que se listan todos y cada uno de los documentos y planos considerados en el área de Instrumentación y Control.

a. ÁREA INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL

ITEM	CODIGO	DESCRIPCIÓN
1	S1120-LIS-D60-001	LISTA DE INSTRUMENTOS
2	S1120-LIS-D60-002	LISTA DE CABLES
3	S1120-LIS-D60-003	LISTA DE SEÑALES
4	S1120-DOC-D60-001	MATRIZ CAUSA-EFECTO
5	S1120-HDD-D60-001	HOJA DE DATOS - INDICADOR DE PRESION
6	S1120-HDD-D60-002	HOJA DE DATOS - TRANSMISOR DE PRESION
7	S1120-HDD-D60-003	HOJA DE DATOS - VALVULA DE SEGURIDAD Y ALIVIO
8	S1120-HDD-D60-004	HOJA DE DATOS - INDICADOR DE TEMPERATURA

ITEM	CODIGO	DESCRIPCIÓN
9	S1120-HDD-D60-005	HOJA DE DATOS - TRANSMISOR DE TEMPERATURA
10	S1120-HDD-D60-006	HOJA DE DATOS - TERMOPOZO PARA INYECCION DE QUIMICOS
11	S1120-HDD-D60-007	HOJA DE DATOS - INDICADOR DE NIVEL
12	S1120-HDD-D60-008	HOJA DE DATOS - TRANSMISOR DE NIVEL
13	S1120-HDD-D60-009	HOJA DE DATOS - INTERRUPTOR DE NIVEL
14	S1120-HDD-D60-010	HOJA DE DATOS - VALVULA REGULADORA DE PRESION
15	S1120-HDD-D60-011	HOJA DE DATOS - VALVULA DE CIERRE/PARADA
16	S1120-HDD-D60-012	HOJA DE DATOS - VALVULA DE CONTROL ON/OFF
17	S1120-HDD-D60-013	HOJA DE DATOS - VALVULA SOLENOIDE
18	S1120-HDD-D60-014	HOJA DE DATOS - VALVULA NEUMATICA DE TRES VIAS
19	S1120-HDD-D60-015	HOJA DE DATOS - ORIFICIO DE RESTRICCION
20	S1120-PLN-D60-001	RUTEO Y CANALIZACIONES (PLANO GENERAL)
21	S1120-PLN-D60-002	RUTEO Y CANALIZACIONES (ÁREA 1)
22	S1120-PLN-D60-003	RUTEO Y CANALIZACIONES (ÁREA 2)
23	S1120-PLN-D60-004	RUTEO Y CANALIZACIONES (ÁREA 3)
24	S1120-PLN-D60-005	RUTEO Y CANALIZACIONES (ÁREA 4)
25	S1120-PLN-D60-006	RUTEO Y CANALIZACIONES (ÁREA 5)
26	S1120-PLN-D60-010	ESQUEMA EXTERNO PANEL PLC (PLC-100)
27	S1120-PLN-D60-011	ESQUEMA INTERNO PANEL PLC (PLC-100)
28	S1120-PLN-D60-012	ESQUEMA EXTERNO PANEL RIO (RIO-101)

ITEM	CODIGO	DESCRIPCIÓN
29	S1120-PLN-D60-013	ESQUEMA INTERNO PANEL RIO (RIO-101)
30	S1120-PLN-D60-014	ESQUEMA EXTERNO PANEL DE COMUNICACIONES
31	S1120-PLN-D60-015	ESQUEMA INTERNO PANEL DE COMUNICACIONES
32	S1120-PLN-D60-016	ESQUEMA EXTERNO PANEL TOAS
33	S1120-PLN-D60-017	ESQUEMA INTERNO PANEL TOAS
34	S1120-PLN-D62-001	UBICACION DE INSTRUMENTOS (PLANO GENERAL)
35	S1120-PLN-D62-002	UBICACION DE INSTRUMENTOS (ÁREA 1)
36	S1120-PLN-D62-003	UBICACION DE INSTRUMENTOS (ÁREA 2)
37	S1120-PLN-D62-004	UBICACION DE INSTRUMENTOS (ÁREA 3)
38	S1120-PLN-D62-005	UBICACION DE INSTRUMENTOS (ÁREA 4)
39	S1120-PLN-D62-006	UBICACION DE INSTRUMENTOS (ÁREA 5)
40	S1120-PLN-D62-007	UBICACION DE INSTRUMENTOS (ÁREA 6)
41	S1120-PLN-D62-008	UBICACION DE INSTRUMENTOS (ÁREA 7)
42	S1120-PLN-D63-001	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 SDT-101: LSH-101/PSH-101/TSH-101
43	S1120-PLN-D63-002	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 SDT-102: LSH-102/PSH-102/TSH-102
44	S1120-PLN-D63-003	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 SDT-103: LSH-103/PSH-103/TSH-103
45	S1120-PLN-D63-004	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 SDT-104: LSH-104/PSH-104/TSH-104
46	S1120-PLN-D63-005	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 SDT-105: LSH-105/PSH-105/TSH-105
47	S1120-PLN-D63-006	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 P-171: XS-171/XP-171/HS-171
48	S1120-PLN-D63-007	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 P-161: XS-161/XP-161/HS-161

ITEM	CODIGO	DESCRIPCIÓN
49	S1120-PLN-D63-008	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 P-162: XS-162/XP-162/HS-162
50	S1120-PLN-D63-009	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 PB-101
51	S1120-PLN-D63-010	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 PB-102
52	S1120-PLN-D63-011	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 PB-103
53	S1120-PLN-D63-012	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 JA-PLC-PS1/JA-PLC-PS2
54	S1120-PLN-D63-013	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 JA-SYSP-PS1/JA-SYSP-PS2
55	S1120-PLN-D63-014	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 VFD-101: XS-101
56	S1120-PLN-D63-015	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 VFD-102: XS-102
57	S1120-PLN-D63-016	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 VFD-103: XS-103
58	S1120-PLN-D63-017	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 VFD-104: XS-104
59	S1120-PLN-D63-018	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 VFD-105: XS-105
60	S1120-PLN-D63-019	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 PSL-151
61	S1120-PLN-D63-020	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 PIT-101A/PIT-101B/SDY-101
62	S1120-PLN-D63-021	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 PIT-102A/PIT-102B/SDY-102
63	S1120-PLN-D63-022	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 PIT-103A/PIT-103B/SDY-103
64	S1120-PLN-D63-023	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 PIT-104A/PIT-104B/SDY-104
65	S1120-PLN-D63-024	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 PIT-105A/PIT-105B/SDY-105
66	S1120-PLN-D63-025	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 PIT-114/SDY-106/ZSC-106/ZSO-106
67	S1120-PLN-D63-026	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 PIT-112
68	S1120-PLN-D63-027	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 PIT-113

ITEM	CODIGO	DESCRIPCIÓN
69	S1120-PLN-D63-028	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 LIT-171
70	S1120-PLN-D63-029	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 PIT-117
71	S1120-PLN-D63-030	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 PIT-161
72	S1120-PLN-D63-031	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 PIT-116
73	S1120-PLN-D63-032	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 XA-101 (STROBE LIGHT FOR ALARM)
74	S1120-PLN-D63-033	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 XA-102 (HORN ALARM)
75	S1120-PLN-D63-034	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 P-141: XP-141
76	S1120-PLN-D63-035	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 P-142: XP-142
77	S1120-PLN-D63-036	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 P-143: XP-143
78	S1120-PLN-D63-037	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 XP-SWGR100
79	S1120-PLN-D63-038	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 P-101: XPH-101/XPL-101
80	S1120-PLN-D63-039	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 P-102: XPH-102/XPL-102
81	S1120-PLN-D63-040	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 P-103: XPH-103/XPL-103
82	S1120-PLN-D63-041	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 P-104: XPH-104/XPL-104
83	S1120-PLN-D63-042	DIAGRAMA DE LAZO PLC-100 P-105: XPH-105/XPL-105
84	S1120-PLN-D63-051	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 XY-101A/ZSO-101A/ZSC-101A
85	S1120-PLN-D63-052	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 XY-101B/ZSO-101B/ZSC-101B
86	S1120-PLN-D63-053	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 XY-102A/ZSO-102A/ZSC-102A
87	S1120-PLN-D63-054	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 XY-102B/ZSO-102B/ZSC-102B
88	S1120-PLN-D63-055	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 XY-103A/ZSO-103A/ZSC-103A

ITEM	CODIGO	DESCRIPCIÓN
89	S1120-PLN-D63-056	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 XY-103B/ZSO-103B/ZSC-103B
90	S1120-PLN-D63-057	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 XY-104A/ZSO-104A/ZSC-104A
91	S1120-PLN-D63-058	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 XY-104B/ZSO-104B/ZSC-104B
92	S1120-PLN-D63-059	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 XY-105A/ZSO-105A/ZSC-105A
93	S1120-PLN-D63-060	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 XY-105B/ZSO-105B/ZSC-105B
94	S1120-PLN-D63-061	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 LSHH-171
95	S1120-PLN-D63-062	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 LSH-171
96	S1120-PLN-D63-063	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 LSL-171
97	S1120-PLN-D63-064	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 C-151: XS-151/XA-151/XA-151-1
98	S1120-PLN-D63-065	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 C-152: XS-152/XA-152/XA-152-1
99	S1120-PLN-D63-066	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 JA-RIO-PS1/JA-RIO-PS2
100	S1120-PLN-D63-067	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 JA-SYSR-PS1/JA-SYSR-PS2
101	S1120-PLN-D63-068	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 P-141: XS-141
102	S1120-PLN-D63-069	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 P-142: XS-142
103	S1120-PLN-D63-070	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 P-143: XS-143
104	S1120-PLN-D63-071	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 TIT-101
105	S1120-PLN-D63-072	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 TIT-102
106	S1120-PLN-D63-073	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 TIT-103
107	S1120-PLN-D63-074	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 TIT-104
108	S1120-PLN-D63-075	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 TIT-105

ITEM	CODIGO	DESCRIPCIÓN
109	S1120-PLN-D63-076	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 PIT-111
110	S1120-PLN-D63-077	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 PDIT-161
111	S1120-PLN-D63-078	DIAGRAMA DE LAZO RIO-101 PIT-115
112	S1120-PLN-D64-001	DIAGRAMA DE CONEXIONADO JB-100 (TB-DI) A PLC-100
113	S1120-PLN-D64-002	DIAGRAMA DE CONEXIONADO JB-101 (TB-DO) A PLC-100
114	S1120-PLN-D64-003	DIAGRAMA DE CONEXIONADO JB-102 (TB-AI) A PLC-100
115	S1120-PLN-D64-004	DIAGRAMA DE CONEXIONADO JB-102 (TB-DI) A PLC-100
116	S1120-PLN-D64-005	DIAGRAMA DE CONEXIONADO JB-103 (TB-DI) A RIO-101
117	S1120-PLN-D64-006	DIAGRAMA DE CONEXIONADO JB-103 (TB-AI) A RIO-101
118	S1120-PLN-D64-007	DIAGRAMA DE CONEXIONADO JB-104 (TB-DO) A PLC-100
119	S1120-PLN-D64-008	DIAGRAMA DE CONEXIONADO JB-105 (TB-DO) A RIO-101
120	S1120-PLN-D64-009	DIAGRAMA DE CONEXIONADO JB-106 (TB-DI) A RIO-101
121	S1120-PLN-D64-010	DIAGRAMA DE CONEXIONADO JB-107 (TB-DO) A PLC-100
122	S1120-PLN-D64-021	DIAGRAMA DE CONEXIONADO PLC-100 (SLOT-4)
123	S1120-PLN-D64-022	DIAGRAMA DE CONEXIONADO PLC-100 (SLOT-5)
124	S1120-PLN-D64-023	DIAGRAMA DE CONEXIONADO PLC-100 (SLOT-6)
125	S1120-PLN-D64-024	DIAGRAMA DE CONEXIONADO PLC-100 (SLOT-8)
126	S1120-PLN-D64-025	DIAGRAMA DE CONEXIONADO PLC-100 (SLOT-9)
127	S1120-PLN-D64-026	DIAGRAMA DE CONEXIONADO PLC-100 (SLOT-10)
128	S1120-PLN-D64-027	DIAGRAMA DE CONEXIONADO PLC-100 (SLOT-11)

ITEM	CODIGO	DESCRIPCIÓN
129	S1120-PLN-D64-028	DIAGRAMA DE CONEXIONADO PLC-100 (SLOT-12)
130	S1120-PLN-D64-029	DIAGRAMA DE CONEXIONADO PLC-100 (SLOT-13)
131	S1120-PLN-D64-030	DIAGRAMA DE CONEXIONADO PLC-100 (SLOT-14)
132	S1120-PLN-D64-031	DIAGRAMA DE CONEXIONADO PLC-100 (SLOT-15)
133	S1120-PLN-D64-032	DIAGRAMA DE CONEXIONADO RIO-101 (SLOT-1)
134	S1120-PLN-D64-033	DIAGRAMA DE CONEXIONADO RIO-101 (SLOT-2)
135	S1120-PLN-D64-034	DIAGRAMA DE CONEXIONADO RIO-101 (SLOT-3)
136	S1120-PLN-D64-035	DIAGRAMA DE CONEXIONADO RIO-101 (SLOT-4)
137	S1120-PLN-D64-036	DIAGRAMA DE CONEXIONADO RIO-101 (SLOT-5)
138	S1120-PLN-D64-037	DIAGRAMA DE CONEXIONADO RIO-101 (SLOT-6)
139	S1120-PLN-D64-038	DIAGRAMA DE CONEXIONADO RIO-101 (SLOT-7)
140	S1120-PLN-D64-039	DIAGRAMA DE CONEXIONADO RIO-101 (SLOT-8)
141	S1120-PLN-D64-040	DIAGRAMA DE CONEXIONADO RIO-101 (SLOT-10)
142	S1120-PLN-D64-041	DIAGRAMA DE CONEXIONADO RIO-101 (SLOT-11)
143	S1120-PLN-D64-042	DIAGRAMA DE CONEXIONADO RIO-101 (SLOT-12)
144	S1120-PLN-D64-051	DIAGRAMA DE CONEXIONADO RED DE VARIADORES
145	S1120-PLN-D65-001	ESQUEMA INTERNO CAJA DE CONEXIONES JB-100 (VDC)
146	S1120-PLN-D65-002	ESQUEMA INTERNO CAJA DE CONEXIONES JB-101 (VAC)
147	S1120-PLN-D65-003	ESQUEMA INTERNO CAJA DE CONEXIONES JB-102 (VDC)
148	S1120-PLN-D65-004	ESQUEMA INTERNO CAJA DE CONEXIONES JB-103 (VDC)

ITEM	CODIGO	DESCRIPCIÓN
149	S1120-PLN-D65-005	ESQUEMA INTERNO CAJA DE CONEXIONES JB-104 (VAC)
150	S1120-PLN-D65-006	ESQUEMA INTERNO CAJA DE CONEXIONES JB-105 (VAC)
151	S1120-PLN-D65-007	ESQUEMA INTERNO CAJA DE CONEXIONES JB-106 (VDC)
152	S1120-PLN-D65-008	ESQUEMA INTERNO CAJA DE CONEXIONES JB-107 (VAC)
153	S1120-PLN-D66-001	TÍPICO DE INSTALACIÓN DE VÁLVULA EN CABEZA DE POZO
154	S1120-PLN-D66-002	TÍPICO DE INSTALACIÓN DE CIRCUITO FUSIBLE
155	S1120-PLN-D66-003	TÍPICO DE INSTALACIÓN DE INSTRUMENTOS EN EL MULTIPLE
156	S1120-PLN-D66-004	TÍPICO DE INSTALACIÓN DE TRANSMISOR DE PRESIÓN
157	S1120-PLN-D66-005	TÍPICO DE INSTALACIÓN DE TERMOMETRO Y MANOMETRO
158	S1120-PLN-D66-006	TÍPICO DE INSTALACIÓN DE TRANSMISOR DE NIVEL
159	S1120-PLN-D66-007	TÍPICO DE INSTALACIÓN DE INTERRUPTOR E INDICADOR DE NIVEL
160	S1120-PLN-D66-008	TÍPICO DE INSTALACIÓN DE VÁLVULA ON-OFF
161	S1120-PLN-D66-009	TÍPICO DE INSTALACIÓN DE VÁLVULA DE CIERRE
162	S1120-PLN-D66-010	TÍPICO DE INSTALACIÓN DE BOTÓN DE PARO DE EMERGENCIA
163	S1120-PLN-D66-011	TÍPICO DE INSTALACIÓN DE VÁLVULA AUTOREGULADA
164	S1120-PLN-D66-012	TÍPICO DE INSTALACIÓN DE TRANSMISOR DE PRESIÓN EN CABEZA DE POZO
165	S1120-PLN-D66-013	TÍPICO DE INSTALACIÓN DE SIRENA Y LUZ ESTROBOSCOPICA
166	S1120-PLN-D68-001	ARQUITECTURA DE CONTROL
167	S1120-PLN-D68-002	DIAGRAMA DE BLOQUES (5 HOJAS)
168	S1120-LIS-D60-004	LISTA DE MATERIALES

CAPÍTULO IV

PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

4.1. Resultados

De lo expuesto en el capítulo anterior, se ha podido evidenciar la importancia de contar con un procedimiento para el desarrollo de una ingeniería de detalle en el área de Instrumentación y Control. Para esto se ha elaborado un diagrama de flujo que contempla el orden y los pasos a seguir para el correcto desarrollo de una ingeniería de este tipo. Estos pasos se listan a continuación:

- a. Para empezar a desarrollar los diferentes planos y documentos se debe contar con la siguiente información:
 - ✓ Diagramas de tubería e instrumentación (P&IDs)
 - ✓ Filosofía de operación y control
- b. Teniendo como base estos planos y documentos, se puede empezar a generar una lista de instrumentos y elaborar una arquitectura de control que contemple el diseño de toda la plataforma, además, teniendo en cuenta la operación de los diferentes procesos y el control requerido se podrá elaborar una matriz causa-efecto.

- c. Para el siguiente paso que contempla la elaboración de las diferentes hojas de datos, se deberá contar con la siguiente información adicional por parte de las demás áreas:

Mecánica

- ✓ Especificaciones de tuberías
- ✓ Especificaciones de válvulas

Procesos

- ✓ Balance de masa
- ✓ Características del fluido

Eléctrica

- ✓ Clasificación de áreas

- d. Con toda esta información, incluyendo el listado de instrumentos generado en un inicio, se puede generar cada una de las hojas de datos de los diferentes instrumentos encontrados en cada uno de los procesos, siempre y cuando no estén dentro de un skid o unidad paquete, ya que de ser así, se recomienda que dichos instrumentos vengan especificados por el proveedor de dicho skid.

- e. Una vez especificados todos los diferentes instrumentos encontrados, se puede empezar a realizar los planos típicos para el montaje de cada uno de ellos, según el tipo de instrumento y su ubicación en el proceso.
- f. Ahora bien, con la lista de instrumentos como guía y la arquitectura de control generada, se puede elaborar una lista de señales, y así clasificarlas por tipo y su ubicación en el proceso.
- g. Para el siguiente paso se requiere contar con el *Plot Plan* (plano maestro) de la Plataforma, de esta manera se obtendrán los planos de ubicación de equipos. Es importante tener en cuenta que para una mejor ubicación y presentación de dichos planos, se los deberá actualizar en su momento, con los planos de *Piping* (tuberías) que genera el área mecánica, en donde se pueden observar de manera más precisa las diferentes bocas y puntos de conexión al proceso de cada uno de los instrumentos.
- h. A continuación, con la lista de señales y la arquitectura de control, se elabora los diagramas de bloques, los cuales según la distribución que se considere, ayudarán a generar el listado de cables correspondiente.
- i. Con la información anterior, ya se tendría definido los paneles de control a utilizar y los diferentes racks remotos considerados según el diseño lo requiera, y así elaborar los esquemas tanto internos como externos de cada uno de los paneles mencionados.

- j. Ahora bien, con toda la información generada hasta el momento, se puede elaborar los diferentes diagramas de distribución AC/DC, diagramas de lazo y diagramas de conexionado.
- k. Debido a que en la mayoría de casos es muy común encontrar que las diferentes rutas de cables tanto eléctricos como de instrumentación y control comparten un mismo trazado en la mayor parte de la Plataforma, se procede a elaborar las rutas de cables de instrumentación y control teniendo como referencia la ruta de cables eléctricos.

4.2. Análisis de Resultados

De lo expuesto anteriormente en cuanto al desarrollo de una ingeniería de detalle, y teniendo en cuenta los pasos enunciados e indicados en el siguiente diagrama de flujo, se puede resumir lo siguiente:

Este desarrollo empieza con una correcta y minuciosa revisión tanto de los diagramas de tubería e instrumentación como de la filosofía de operación y control, documentos que los emite el área encargada del proceso y que son la parte clave y esencial de la ingeniería en el área de instrumentación y control, ya que pueden encontrarse errores o a su vez se podrían proponer mejoras que no hayan sido consideradas en el proceso o en su funcionamiento y de ser así, sería recomendable que esta información sea implementada y actualizada antes de comenzar a generar la documentación del área de instrumentación y control.

Una vez actualizada la información correspondiente, se tiene una visión general de todo el proceso con la cual se empieza a definir una arquitectura de control que contemple todas las señales involucradas en la plataforma, al mismo tiempo considerar de qué manera se las puede llevar hacia el cuarto de control teniendo en cuenta que muchos de los instrumentos de campo se encuentran a distancias lejanas del cuarto de control y que lo más recomendable sería empezar a concentrar las señales en paneles remotos (*RIO – Remote Input/Output*), con el fin de disminuir la cantidad de cables a ser ruteados y por medio de un protocolo de comunicación llevar las señales hacia el PLC Principal de la Plataforma.

Como en todo proceso es recomendable generar una lista de equipos, en este caso se empezó con un listado de instrumentos el cual formará parte de los entregables en el área de instrumentación y control y de ahí se empezó a definir el resto de documentos que son parte de la ingeniería, además de servir como una lista de chequeo para cada uno de los documentos que se empiezan a generar a partir de este punto, tales como hojas de datos, lista de señales, diagramas de bloque, ubicación de instrumentos, entre otros.

Un punto importante es la generación de las hojas de datos de cada uno de los instrumentos, ya que mucho dependen del lugar donde vayan a ser ubicados, el fluido que vayan manejar y la señal que se requiera llevar. Para este paso se cuenta con la respectiva información de las áreas mecánica, eléctrica y procesos, ya que ellas definen las especificaciones de tuberías, clasificación de áreas peligrosas y balances de masa y características de los fluidos respectivamente,

y así, una vez seleccionados los diferentes instrumentos, se generaron los planos típicos de montaje con el fin de considerar los materiales necesarios para su instalación.

Por otra parte, teniendo en cuenta la lista de señales y los diagramas de bloques que se pudieron generar en una etapa previa, se empezó a desarrollar el listado de cables junto con los esquemas externo e interno de los diferentes paneles de control, diagramas de lazo y conexiones de los respectivos instrumentos.

Como parte final y habiendo revisado toda la información generada, se definió las rutas de cables, para lo cual se toma como referencia la información del área eléctrica ya que es muy común compartir dicha ruta de cables conservando las distancias recomendadas.

De esta manera y manteniendo en lo posible el orden indicado en los pasos anteriores, se puede agilizar de forma más efectiva el desarrollo de una ingeniería de detalle en lo concerniente al área de instrumentación y control.

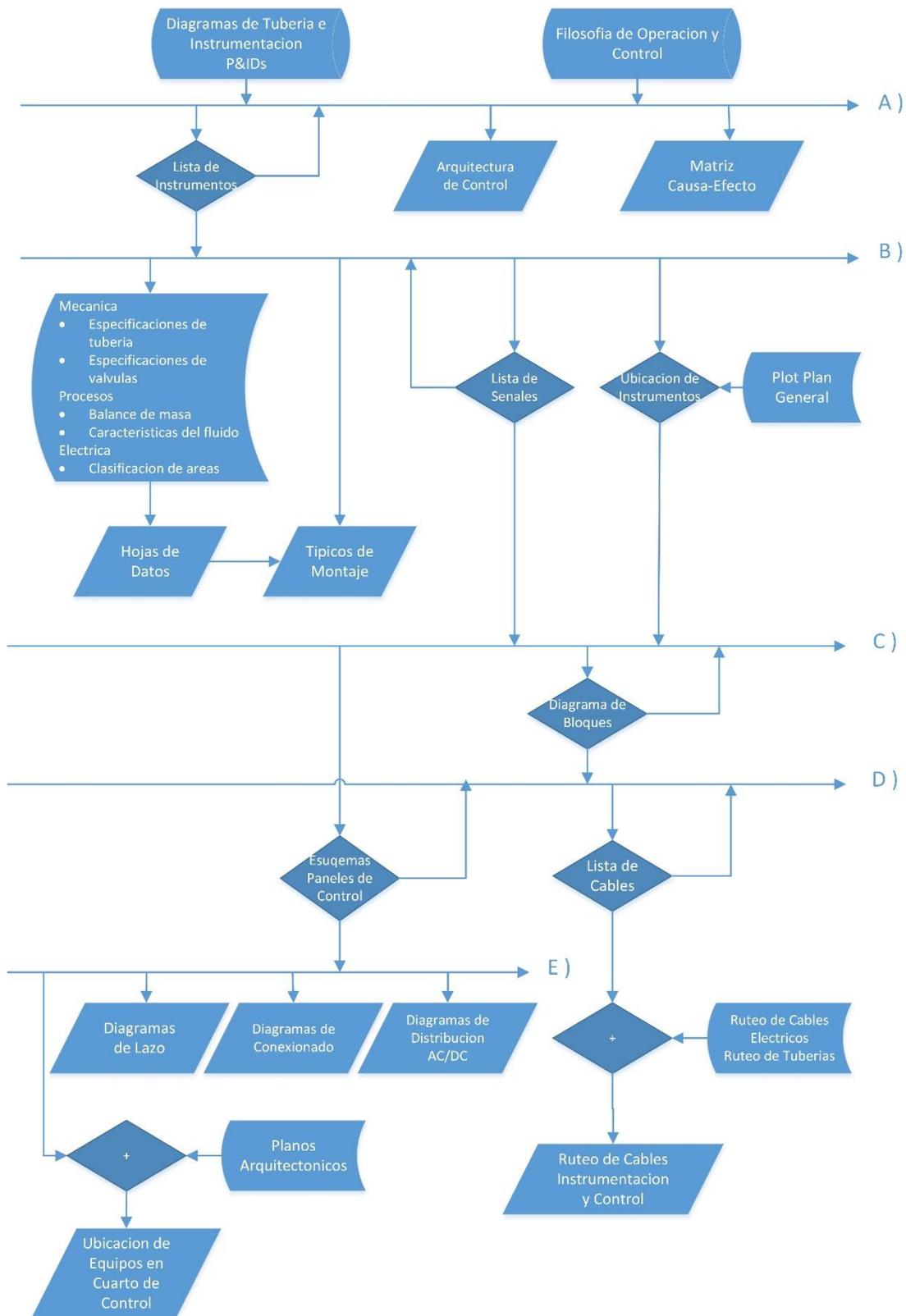


Figura 4.1 Diagrama de Flujo para el desarrollo de documentos en el área de I&C.

Fuente: (López, Diagrama de Flujo)

4.3. Costos del Proyecto

Para el desarrollo del presente proyecto se incurrió en varios gastos, detallados en la siguiente tabla:

ITEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Computador	1	\$650.00	\$650.00
Impresora	1	\$180.00	\$180.00
Resma de papel A4	3	\$5.00	\$15.00
Resma de papel A3	2	\$12.00	\$24.00
Internet mensual	12	\$24.50	\$294.00
Transporte mensual	32	\$15.00	\$480.00
Software AutoCad	1	\$10.00	\$10.00
Software Office	1	\$8.00	\$8.00
Fotocopias	1	\$80.00	\$80.00
Memoria USB 2.0	1	\$15.00	\$15.00
TOTAL			\$1,756.00

Tabla 4.1 Resumen de costos del Proyecto de Titulación.
Fuente: (López, 2014)

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- Hoy en día el tiempo es un factor importante en el desarrollo de este tipo de proyectos, ya que el país ha entrado en una etapa de construcción acelerada en el campo petrolero.
- Conocer y saber aplicar las normas adecuadas en este tipo de proyectos, agiliza el desarrollo de los mismos.
- Disponer de formatos estandarizados para la generación de planos y documentos, agiliza el desarrollo del proyecto y mejora la calidad del producto.
- La estandarización en cuanto a especificaciones de los diferentes sistemas, minimiza errores en el diseño.
- El disponer de una ingeniería previamente desarrollada y revisada, se convertiría en una excelente fuente de información para el dimensionamiento y selección en futuros proyectos.

Recomendaciones

- Fomentar en las diferentes empresas y empleadores la capacitación cada ciertos períodos de tiempo, ya que es imprescindible hoy en día teniendo en cuenta que un personal capacitado rinde más y mejor.
- Implementar revisiones internas de la documentación que se va a emitir, con el fin de minimizar cualquier posible error y poner en práctica un sistema de mejoramiento continuo.

- Regirse en lo posible al diagrama de flujo propuesto para optimizar tiempos y conservar un orden en la generación de documentación.
- Revisar periódicamente las diferentes normas aplicadas con el fin de mantener toda la información actualizada y entregar productos de mejor calidad.

BIBLIOGRAFÍA

- Automation, I. S. (2001). ANSI/ISA-S5.1. *Instrumentation Symbols and Identification*.
- Becerra, F. (16 de Noviembre de 2010). Presentación Elite Training. *Facilidades de Producción*.
- Becerra, F. (2010). Presentación Elite Training. *Curso de Producción - Bombas Electrosumergibles*.
- Ceja, I. (Marzo de 2011). Instrumentacion.
- Devold, H. (2010). *Oil and Gas Production Handbook*. Oslo: ABB.
- Espinosa, A. (2013). *Wikipedia*. Obtenido de http://es.wikipedia.org/wiki/Instrumentaci%C3%B3n_industrial
- Galicia, A. (2007). *Wikipedia*. Obtenido de <http://es.wikipedia.org/wiki/Petr%C3%B3leo>
- Gonzalez, J. (Febrero de 2011). *Saberes de Todos - Yacimientos*. Obtenido de <http://anyichasoy.blogspot.com/2010/10/bienvenidos-saberes-de-todos.html>
- López, D. (Junio de 2010). Piscina Desnatadora. Ecuador, Well Pad Ginta A, Repsol YPF.
- López, D. (Junio de 2010). Tanque Sumidero. Ecuador, Well Pad Ginta A, Repsol YPF.
- López, D. (Febrero de 2011). Múltiple de Producción. Ecuador, Campo VHR.
- López, D. (Marzo de 2011). Paquete de Químicos, Tanques y Bombas. Ecuador, Campo VHR.
- López, D. (Junio de 2012). Diagrama de Flujo. *Diagrama de Flujo para el desarrollo de documentos del área de I&C*. Quito, Ecuador.
- López, D. (Noviembre de 2014). Resumen de costos. *Resumen de costos del Proyecto de Titulación*. Quito, Ecuador.
- Morris, A. (2007). *Wikipedia*. Obtenido de <http://es.wikipedia.org/wiki/Calibraci%C3%B3n>
- Ortisa, M. (2007). *Wikipedia*. Obtenido de http://es.wikipedia.org/wiki/Yacimiento_petrol%C3%ADfero
- Rivera, A. (Septiembre de 2009). *Ingeniería conceptual, básica y de detalle*. Obtenido de <http://winred.com/negocios/ingenieria-conceptual-basica-y-de-detalle/gmx-niv114-con15657.htm>
- Smartpro. (2010). Bases y Criterios de Diseño. Lago Agrio, Ecuador.
- Solé, A. C. (1999). *Instrumentación Industrial*. Bogota: Alfomega S.A.
- Venegas, I. (29 de Enero de 2013). *Scribd*. Obtenido de <https://es.scribd.com/doc/122725737/Variables-Criticas-de-Los-Procesos>
- Yatte, F. (Febrero de 2009). Bombeo Hidraulico. *Principio y Funcionamiento del Bombeo Hidraulico*.
- YPF, R. (30 de Noviembre de 2008). Elenco y Contenidos - Documentos de Ingenieria. Ecuador.

ANEXO 1

Documentos Base - (ÁREA GENERAL)

ANEXO 2

Documentos Base - (ÁREA DE PROCESOS)

ANEXO 3

Entregables – (ÁREA DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL)