

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE ALMACENAMIENTO Y MEDICIÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN EN UNA EPF UTILIZANDO LOS PROGRAMAS PIPESIM Y PIPER

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN PETRÓLEOS

MARIO FERNANDO CHILLA PRIETO
mariofer_1992@hotmail.es

LUIS ALEJANDRO NIETO CÁRATE
luisanc1@hotmail.com

DIRECTOR: MSc. Ing. VINICIO MELO G.
vinicio.melo@epn.edu.ec

Quito, Mayo 2016

DECLARACIÓN

Nosotros, Mario Fernando Chilla Prieto, Luis Alejandro Nieto Cárate, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

MARIO FERNANDO
CHILLA PRIETO

LUIS ALEJANDRO
NIETO CÁRATE

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Mario Fernando Chilla Prieto y Luis Alejandro Nieto Cárate bajo mi supervisión.

MSc. Ing. Vinicio Melo G.
Director de Proyecto de
Titulación

AGRADECIMIENTOS

A mi padre, madre y hermano, por ser siempre mi soporte y apoyo en cada paso que doy en mi vida.

Al Ing. Luis Álvarez, por su paciencia, tiempo, dedicación y acertada dirección en el desarrollo del presente proyecto.

Al Ing. Vinicio Melo, por su tiempo y enseñanza durante mi carrera estudiantil y en el desarrollo de éste proyecto.

Al Ing. Álvaro Gallegos, por su paciencia y tiempo para para leer el presente proyecto.

A mi compañero Mario Chilla, por la paciencia y entrega para realizar éste proyecto de la mejor manera.

A mis compañeros, por los buenos momentos vividos cada semestre junto a todos ustedes.

A la Escuela Politécnica Nacional y mis profesores, por ser una guía y ejemplo durante toda mi carrera estudiantil.

Luis Alejandro Nieto Cárate

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a mis padres y hermanos por toda la motivación brindada para que cumpla con todas mis metas, también por ser mi soporte en cualquier circunstancia de la vida, nada de esto podría haber sido posible sin su ayuda.

Al ingeniero Luis Álvarez por la confianza y apoyo ofrecido para la realización del presente proyecto.

Al ingeniero Vinicio Melo por su dedicación, consejos y tiempo prestado para la elaboración del proyecto.

Al ingeniero Álvaro Gallegos por su tiempo y ayuda que fueron parte del presente.

A mi compañero Luis Nieto por su dedicación y apoyo para la culminación del proyecto.

A mis profesores y compañeros quienes fueron parte fundamental de toda mi etapa estudiantil. Finalmente a la Escuela Politécnica Nacional por ser mi alma máter.

Mario Fernando Chilla Prieto

DEDICATORIA

A mi hermano Mauricio, por ser la fuerza que me impulsa a conseguir nuevas metas.

A mis padres Luis y Wilma, por apoyarme y aconsejarme en cada decisión y en cada paso que voy dando en mi vida.

Luis Alejandro Nieto Cárate

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo a Dios y mis padres Patricio y Mariana, son mi inspiración que me motiva a dar lo mejor de mí para que sea una mejor persona.

A mis hermanos Gabriela y Anderson porque a cada momento que los veo, siento mi reflejo en un espejo.

Mario Fernando Chilla Prieto

CONTENIDO

| | |
|-------------------------------------------------------|------|
| DECLARACIÓN | II |
| CERTIFICACIÓN | III |
| CONTENIDO | VIII |
| SIMBOLOGÍA..... | XVI |
| RESUMEN | XIX |
| PRESENTACIÓN | XX |
| 1 CAPÍTULO 1 | 1 |
| 1.1 INTRODUCCIÓN | 1 |
| 1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA | 1 |
| 1.3 PROPUESTA DE SOLUCIÓN | 1 |
| 1.4 FORMULACIÓN Y SISTEMATIZACIÓN DEL PROBLEMA | 1 |
| 1.4.1 FORMULACIÓN..... | 1 |
| 1.4.2 SISTEMATIZACIÓN DEL PROBLEMA | 1 |
| 1.5 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN..... | 2 |
| 1.5.1 OBJETIVO GENERAL | 2 |
| 1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS | 2 |
| 1.6 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO | 2 |
| 1.6.1 PRÁCTICA..... | 2 |
| 1.6.2 HIPÓTESIS | 2 |
| 1.6.3 METODOLOGÍA | 2 |
| 1.7 ANÁLISIS FODA..... | 4 |
| 1.8 ÁRBOL DE PROBLEMAS..... | 6 |

| | | |
|-------------|----------------------------------------------------|----|
| 2 | CAPÍTULO 2 | 7 |
| 2.1 | CONCEPTO DE EPF | 7 |
| 2.2 | EQUIPOS DE UNA EPF | 7 |
| 2.2.1 | CABEZAL | 9 |
| 2.2.2 | DISTRIBUIDOR (MANIFOLD)..... | 10 |
| 2.2.3 | EQUIPOS PARA LA SEPARACIÓN PRIMARIA | 10 |
| 2.2.3.1 | Separador FWKO | 10 |
| 2.2.3.1.1 | Diseño generalizado de un separador trifásico..... | 11 |
| 2.2.3.1.1.1 | Asunciones..... | 12 |
| 2.2.3.1.1.2 | Teoría de asentamiento (Ley de Stokes) | 12 |
| 2.2.3.1.1.3 | Separación de tres fases..... | 14 |
| 2.2.3.1.1.4 | Tiempo de retención..... | 14 |
| 2.2.4 | TRATAMIENTO PARA EL GAS | 15 |
| 2.2.4.1 | Scrubber | 15 |
| 2.2.4.2 | KoD | 16 |
| 2.2.4.3 | Arrestallamas | 17 |
| 2.2.4.4 | Tea..... | 18 |
| 2.2.5 | TRATAMIENTO PARA EL PETRÓLEO | 19 |
| 2.2.5.1 | Bota de gas..... | 19 |
| 2.2.5.2 | Tanque de lavado | 19 |
| 2.2.5.3 | Tanques de almacenamiento..... | 20 |
| 2.2.5.4 | Bombas de transferencia | 21 |
| 2.2.6 | TRATAMIENTO PARA EL AGUA | 22 |
| 2.2.6.1 | Tanques de agua | 22 |
| 2.2.6.2 | Bombas de transferencia | 22 |

| | | |
|---------|-------------------------------------------------|----|
| 2.2.7 | TRATAMIENTO CON QUÍMICOS | 22 |
| 2.2.7.1 | Bombas de inyección de químicos..... | 22 |
| 2.2.7.2 | Tanques de almacenamiento con químicos..... | 23 |
| 2.2.8 | SISTEMA DE CONTINGENCIA | 23 |
| 2.3 | DISEÑO DE SEPARADORES Y TANQUES | 24 |
| 2.3.1 | SEPARADORES | 24 |
| 2.3.1.1 | Separador trifásico horizontal | 24 |
| 2.3.1.2 | Separador bifásico horizontal..... | 25 |
| 2.3.1.3 | Separador bifásico vertical..... | 26 |
| 2.3.2 | TANQUES..... | 27 |
| 2.4 | ACCESORIOS Y CONEXIONES DE UNA EPF..... | 27 |
| 2.4.1 | VÁLVULAS..... | 27 |
| 2.4.1.1 | Válvula de compuerta | 27 |
| 2.4.1.2 | Válvula de bola | 28 |
| 2.4.1.3 | Válvula Check | 29 |
| 2.4.2 | ACOPLES | 29 |
| 2.4.3 | LÍNEAS | 29 |
| 2.5 | PROPIEDADES DEL FLUIDO | 29 |
| 2.5.1 | PRUEBA DE SEDIMENTOS BÁSICOS Y AGUA (BS&W)..... | 30 |
| 2.5.2 | GRAVEDAD API | 30 |
| 2.5.3 | VISCOSIDAD CINEMÁTICA | 31 |
| 2.5.4 | SALINIDAD | 31 |
| 2.6 | FLUJO EN TUBERÍAS HORIZONTALES | 31 |
| 2.6.1 | FLUJO MONOFÁSICO | 31 |
| 2.6.1.1 | Ecuación general del gradiente de presión..... | 32 |

| | | |
|-----------|-----------------------------------------------------------|----|
| 2.6.1.2 | Cálculo del factor de fricción | 32 |
| 2.6.2 | FLUJO MULTIFÁSICO..... | 33 |
| 2.6.2.1 | Definiciones básicas de flujo multifásico..... | 34 |
| 2.6.2.1.1 | Colgamiento | 34 |
| 2.6.2.1.2 | Colgamiento sin deslizamiento | 35 |
| 2.6.2.1.3 | Velocidad superficial..... | 35 |
| 2.6.2.1.4 | Velocidad real..... | 35 |
| 2.6.2.1.5 | Velocidad bifásica..... | 36 |
| 2.6.2.1.6 | Densidad del líquido sin deslizamiento..... | 36 |
| 2.6.2.1.7 | Densidad bifásica | 36 |
| 2.6.2.1.8 | Viscosidad del líquido | 36 |
| 2.6.2.1.9 | Viscosidad bifásica | 36 |
| 2.6.2.2 | Patrones de flujo | 37 |
| 2.6.2.2.1 | Patrones de flujo multifásico en tubería horizontal | 38 |
| 2.6.2.3 | Correlaciones de flujo multifásico horizontal | 39 |
| 2.6.2.3.1 | Beggs y Brill..... | 39 |
| 2.7 | DESCRIPCIÓN DE LOS PROGRAMAS..... | 44 |
| 2.7.1 | PIPESIM..... | 44 |
| 2.7.2 | PIPER | 49 |
| 3 | CAPÍTULO 3..... | 54 |
| 3.1 | INTRODUCCIÓN | 54 |
| 3.2 | CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PRODUCCIÓN..... | 56 |
| 3.3 | DIMENSIONAMIENTO Y SIMULACIÓN DEL ESCENARIO BASE ... | 57 |
| 3.3.1 | TRAMO PRINCIPAL Y SEPARADORES..... | 58 |
| 3.3.2 | TRATAMIENTO PARA EL PETRÓLEO..... | 64 |

| | | |
|---------|-------------------------------------------------------|-----|
| 3.3.3 | TRATAMIENTO PARA EL GAS | 67 |
| 3.3.4 | TRATAMIENTO PARA EL AGUA | 70 |
| 3.4 | PROPUESTAS DE ALTERNATIVAS PARA LA OPTIMIZACIÓN | 72 |
| 3.4.1 | ANÁLISIS DE ALTERNATIVA 1 | 72 |
| 3.4.2 | ANÁLISIS DE ALTERNATIVA 2 | 76 |
| 3.4.3 | ANÁLISIS DE ALTERNATIVA 3 | 80 |
| 3.4.4 | ANÁLISIS DE ALTERNATIVA 4 | 82 |
| 4 | CAPÍTULO 4 | 83 |
| 4.1 | ANÁLISIS TÉCNICO DEL PROYECTO | 83 |
| 4.1.1 | MÉTODO DE JERARQUÍAS ANALÍTICAS | 85 |
| 4.2 | ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO | 89 |
| 4.2.1 | COSTOS DE EQUIPOS Y PERSONAL | 89 |
| 4.2.2 | DEFINICIÓN DE CONCEPTOS | 91 |
| 4.2.2.1 | Capex | 91 |
| 4.2.2.2 | Opex | 92 |
| 4.2.2.3 | Ingreso | 92 |
| 4.2.2.4 | Egreso | 92 |
| 4.2.2.5 | Ahorro | 92 |
| 4.2.3 | BENEFICIOS DE OPTIMIZACIÓN | 92 |
| 5 | CAPÍTULO 5 | 94 |
| 5.1 | CONCLUSIONES | 94 |
| 5.2 | RECOMENDACIONES | 96 |
| 6 | GLOSARIO | 99 |
| 7 | REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 97 |
| 8 | ANEXOS | 100 |

LISTA DE TABLAS

| No | DESCRIPCIÓN | PÁGINA |
|-----------|---------------------------------------------------------------------|---------------|
| 1.1 | Matriz FODA aplicado al proyecto desarrollado | 5 |
| 2.1 | Comportamiento de las partículas de líquido en función de su tamaño | 14 |
| 2.2 | Propiedades de fluido | 30 |
| 2.3 | Clasificación del petróleo según su °API | 30 |
| 2.4 | Patrones de flujo según Beggs y Brill | 42 |
| 2.5 | Constantes para determinar $H_L(o)$ | 42 |
| 3.1 | Propiedades de fluidos de producción de campo | 56 |
| 3.2 | Producciones actuales de los pozos | 57 |
| 3.3 | Caídas de presión de los pozos hasta el manifold | 60 |
| 3.4 | Caídas de presión del manifold hasta el separador | 61 |
| 3.5 | Dimensionamiento de separadores de producción y de prueba | 62 |
| 3.6 | Dimensionamiento de bota de gas | 64 |
| 3.7 | Caída de presión en línea separador de producción-bota de gas | 65 |
| 3.8 | Dimensionamiento del tanque de almacenamiento de petróleo | 66 |
| 3.9 | Caída de presión en línea bota de gas-tanque de almacenamiento | 66 |
| 3.10 | Dimensionamiento del scrubber de alta | 67 |
| 3.11 | Caída de presión en línea separador de producción-scrubber de alta | 68 |
| 3.12 | Caída de presión en línea bota de gas-scrubber de baja | 69 |
| 3.13 | Caída de presión en línea separador de producción-tanque de agua | 70 |
| 3.14 | Caída de presión en línea scrubber N°1-scrubber N°3 | 74 |
| 3.15 | Dimensionamiento del KoD | 78 |
| 3.16 | Caída de presión en la línea scrubber N°1-KoD | 78 |
| 4.1 | Matriz HAZOP de las alternativas planteadas | 84 |
| 4.2 | Tabla numérica de Saaty | 85 |
| 4.3 | Matriz de criterios | 86 |
| 4.4 | Matriz de criterios normalizada | 87 |
| 4.5 | Valores de índice aleatorio | 88 |
| 4.6 | Matriz de alternativas | 89 |
| 4.7 | Gastos de operación actual | 90 |
| 4.8 | Gastos de escenario base virtual y alternativas | 91 |
| 4.9 | Tabla comparativa | 93 |

LISTA DE GRÁFICOS

| No | DESCRIPCIÓN | PÁGINA |
|-----------|-----------------------------------------------------------------|---------------|
| 1.1 | Dirección de proyectos según Project Management Institute (PMI) | 3 |
| 1.2 | Procesos de la dirección de proyectos | 4 |
| 1.3 | Interacción entre grupos de procesos de proyecto | 4 |
| 1.4 | Árbol de problemas de proyecto | 6 |
| 2.1 | Diagrama de flujo de una facilidad de producción | 8 |
| 2.2 | Símbolos del diagrama de flujo de una facilidad de producción | 9 |
| 2.3 | Cabezal | 9 |
| 2.4 | Distribuidor (manifold) | 10 |
| 2.5 | Separador | 11 |
| 2.6 | Diseño de FWKO | 11 |
| 2.7 | Asentamiento por gravedad | 13 |
| 2.8 | Scrubber | 16 |
| 2.9 | KoD | 17 |
| 2.10 | Arrestallamas | 18 |
| 2.11 | Tea | 18 |
| 2.12 | Bota de gas | 19 |
| 2.13 | Tanque de lavado | 20 |
| 2.14 | Tanque de almacenamiento | 21 |
| 2.15 | Bomba de transferencia | 21 |
| 2.16 | Bomba de inyección | 23 |
| 2.17 | Válvula de compuerta | 28 |
| 2.18 | Válvula de bola | 28 |
| 2.19 | Válvula check | 29 |
| 2.20 | Patrones de flujo multifásico en tubería horizontal | 38 |
| 2.21 | Modelo físico de tramo de facilidad (Pipesim) | 45 |
| 2.22 | Ingreso de datos en manifold | 46 |
| 2.23 | Ingreso de datos en línea de flujo | 46 |
| 2.24 | Caracterización de fluidos de producción | 47 |
| 2.25 | Selección de correlación e ingreso de caudal de fluido | 48 |
| 2.26 | Resultado de simulación (Pipesim) | 49 |
| 2.27 | Interfase principal de Piper | 50 |
| 2.28 | Modelo físico de tramo de facilidad (Piper) | 50 |
| 2.29 | Productividad del pozo | 51 |
| 2.30 | Propiedades de fluido del pozo | 52 |
| 2.31 | Datos de tubería | 52 |
| 2.32 | Ícono "Present Forecast" | 53 |
| 2.33 | Resultados de simulación (Piper) | 53 |

| No | DESCRIPCIÓN | PÁGINA |
|-----------|------------------------------------------------|---------------|
| 3.1 | Escenario actual | 55 |
| 3.2 | Configuración pozo-manifold | 58 |
| 3.3 | Caída de presión del pozo al manifold | 59 |
| 3.4 | Configuración manifold-separador de producción | 60 |
| 3.5 | Pérdidas de presión con choke | 61 |
| 3.6 | Separador de producción | 63 |
| 3.7 | Separador de prueba | 64 |
| 3.8 | Bota de gas | 65 |
| 3.9 | Tanque de almacenamiento | 67 |
| 3.10 | Scrubber de alta | 68 |
| 3.11 | Scrubber de baja | 69 |
| 3.12 | Tanque de agua | 70 |
| 3.13 | Escenario base virtual | 71 |
| 3.14 | Diagrama de fuerzas de una gota de líquido | 73 |
| 3.15 | Alternativa 1 | 75 |
| 3.16 | Scrubber a implementarse | 76 |
| 3.17 | Alternativa 2 | 77 |
| 3.18 | KoD a implementarse | 79 |
| 3.19 | Fuerzas que actúan dentro del KoD | 79 |
| 3.20 | Alternativa 3 | 81 |
| 4.1 | Porcentaje de criterios | 88 |

SIMBOLOGÍA

| SÍMBOLO | SIGNIFICADO | DIMENSIONES |
|-----------------------|-------------------------------------------------|-------------|
| A | Área de la sección de la partícula. | L^2 |
| A_p | Área de la tubería. | L^2 |
| A_w | Altura fraccional del agua | L |
| bbls | Barriles | L^3 |
| bapd | Barriles de agua por día | L^3/t |
| bppd | Barriles de petróleo por día | L^3/t |
| bfpd | Barriles de fluido por día (agua y petróleo) | L^3/t |
| B_g | Factor volumétrico del gas | |
| B_o | Factor volumétrico del petróleo | |
| B_t | Factor volumétrico total (gas y petróleo) | |
| B_w | Factor volumétrico del agua | |
| C_D | Coefficiente de arrastre | |
| cp | Centipoises | M/Lt |
| d | Diámetro de tubería | L |
| d_m | Diámetro de la partícula | L |
| D | Diámetro de tanque de almacenamiento | L |
| F_B | Fuerza de flotación | M |
| F_D | Fuerza de arrastre | M |
| f_T | Factor de fricción | |
| f_{ns} | Factor de fricción sin resbalamiento | |
| pie ³ /bbl | Pies cúbicos por barril | |
| g | Constante gravitacional | L/t^2 |
| G_g | Flujo másico del gas | M/L^2t |
| G_L | Flujo másico del líquido | M/L^2t |
| G_T | Flujo másico total | M/L^2t |
| h_o | Altura del petróleo | L |
| $(h_o)_{máx.}$ | Altura máxima del petróleo | L |
| h_w | Altura del agua | L |
| H_L | Fracción de volumen del líquido | L^3 |
| lbm | Libra masa | M |
| L_{eff} | Longitud efectiva del recipiente | L |
| L_{ss} | Longitud de costura a costura | L |
| md | Milidarcys (0.001 darcys) | L^2 |
| MM | Abreviatura utilizada para indicar millones | |
| N_{Re} | Número de Reynolds | |
| N_{FR} | Número de Froude | |
| psi | Libras fuerza por pulgada cuadrada | M/Lt^2 |
| psia | Libras fuerza por pulgada cuadrada absolutas | M/Lt^2 |
| psig | Libras fuerza por pulgada cuadrada manométricas | M/Lt^2 |
| P_1 | Presión inicial | M/Lt^2 |
| P | Presión del recipiente | M/Lt^2 |

| SÍMBOLO | SIGNIFICADO | DIMENSIONES |
|-----------------|--------------------------------------------------------------------|--------------------|
| \bar{P} | Presión promedio | M/Lt ² |
| q _g | Tasa de producción de gas | L ³ /t |
| q _L | Tasa de producción de líquido (agua y petróleo) | L ³ /t |
| q _o | Tasa de producción de petróleo | L ³ /t |
| q _w | Tasa de producción de agua | L ³ /t |
| R | Relación gas-petróleo. | |
| R _s | Razón gas disuelto – petróleo (solubilidad del gas en el petróleo) | |
| T | Temperatura | T |
| t _{ro} | Tiempo de retención del petróleo | t |
| t _{rw} | Tiempo de retención del agua | t |
| V _m | Velocidad de la mezcla | L/t |
| V _{SG} | Velocidad superficial del gas | L/t |
| V _{SL} | Velocidad superficial del líquido | L/t |
| V _t | Velocidad terminal | L/t |
| WOR | Razón agua-petróleo | |
| λ | Movilidad (k/μ) | L ³ t/M |
| λ _L | Movilidad del líquido | L ³ t/M |
| μ | Micro | |
| μ | Viscosidad | M/Lt |
| μ _g | Viscosidad del gas | M/Lt |
| μ _o | Viscosidad del petróleo | M/Lt |
| μ _w | Viscosidad del agua | M/Lt |
| μ _m | Viscosidad de la mezcla | M/Lt |
| ρ | Densidad | M/L ³ |
| ρ _g | Densidad del gas | M/L ³ |
| ρ _m | Densidad de la mezcla | M/L ³ |
| ρ _o | Densidad del petróleo | M/L ³ |
| ρ _w | Densidad del agua | M/L ³ |
| Σ | Tensión interfacial | M/t ² |
| σ _L | Tensión interfacial del líquido | M/t ² |
| σ _o | Tensión interfacial del petróleo | M/t ² |
| σ _w | Tensión interfacial del agua | M/t ² |
| °C | Grados Celsius | T |
| °F | Grados Fahrenheit | T |
| γ _g | Gravedad específica del gas | |
| γ _L | Gravedad específica del líquido | |
| γ _o | Gravedad específica del petróleo | |
| °API | Grado API | |
| ΔSG | Diferencial de gravedades específicas | |
| ΔP | Diferencial de presión | M/Lt ² |
| μm | Micrones | L |

| SÍMBOLO | SIGNIFICADO | DIMENSIONES |
|----------------|---------------------------|--------------------|
| Z | Factor de compresibilidad | |

RESUMEN

En la primera parte del proyecto se muestra la descripción del problema de investigación, los objetivos que se van a resolver, la metodología que se seguirá en el proyecto, además de un análisis FODA y un árbol de problemas.

En el capítulo 2 se describen los fundamentos básicos de una Facilidad de Producción Temprana (EPF), los equipos que componen las diferentes líneas (gas, petróleo y agua), además se estudia el dimensionamiento de los diferentes equipos que permiten un óptimo funcionamiento para la facilidad, la descripción de los diferentes accesorios que se utilizan comúnmente en una facilidad y las propiedades de los fluidos de producción. También se realiza la descripción de los diferentes tipos de flujo que se encuentran en una tubería horizontal. Finalmente se da una breve descripción de los programas Pipesim y Piper que ayudaron en la simulación.

En el tercer capítulo se describen las condiciones actuales de la facilidad, para realizar el redimensionamiento y simulación del escenario base propuesto. A continuación del escenario base se presentan cuatro propuestas para los diferentes problemas que se prevé ocurrirán en la facilidad y que optimizarán el proceso de almacenamiento y medición de fluidos.

A continuación el cuarto capítulo se realiza un análisis técnico del proyecto además de un análisis HAZOP de las amenazas o riesgos que pueden ocurrir al no aplicar las propuestas planteadas. Conjuntamente se realiza un análisis económico del proyecto.

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

PRESENTACIÓN

Como consecuencia de la declinación de la producción en los campos, las facilidades de producción tempranas no desempeñan un correcto funcionamiento debido a que han sido dimensionadas con datos que han sufrido cambios. El presente trabajo es una guía para el dimensionamiento de los equipos que conforman la facilidad temprana con datos actuales, con la finalidad de tener una mejor eficiencia en la operación.

El análisis también se enfoca en la optimización de del proceso de almacenamiento y medición de fluidos de producción, solucionando los problemas que podrían ocurrir en un futuro mediante diferentes escenarios que pueden ser aplicados a la facilidad que es diseñada.

En los capítulos que conforman la tesis se puede observar, el procedimiento para el diseño de los equipos de superficie que conforman la facilidad temprana con datos que se acoplan a la realidad de la facilidad. Se muestra un análisis de jerarquías para poder analizar la importancia que tiene cada escenario propuesto y de esta manera poder entender que parámetros son importantes al momento de tomar una decisión entre la elección de los escenarios.

Un análisis HAZOP finalmente es presentado para tomar en cuenta los riesgos que implica no implementar cada escenario propuesto, finalmente un análisis de costos de los nuevos equipos así como de sus escenarios.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA Y METODOLOGÍA A SEGUIR

1.1 INTRODUCCIÓN

La finalidad del presente capítulo es dar a conocer la metodología a seguir, para solucionar problemas y dar el cumplimiento de los objetivos y alcance del proyecto.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El problema surge de la necesidad de mejorar las condiciones de producción, por lo que es necesario diseñar equipos que conforman una EPF (Facilidad de producción temprana). Además de disponer de opciones que permitan la optimización del almacenamiento y la medición de fluidos de producción en una EPF, teniendo en cuenta la necesidad del cliente y los problemas que podrían suscitarse a futuro.

1.3 PROPUESTA DE SOLUCIÓN

La solución que se plantea es proponer y simular alternativas que permitan la optimización del proceso de almacenamiento y medición de fluidos de la EPF.

De esta manera poder solucionar los problemas que podrían aquejar a futuro en la EPF que será diseñada.

1.4 FORMULACIÓN Y SISTEMATIZACIÓN DEL PROBLEMA

1.4.1 FORMULACIÓN

- ¿Es posible optimizar los procesos de almacenamiento y medición de fluidos con la simulación de diferentes alternativas de diseño de una facilidad temprana de producción?

1.4.2 SISTEMATIZACIÓN DEL PROBLEMA

- ¿Es necesario la optimización del proceso de almacenamiento y medición de fluidos de producción en una EPF?
- ¿El alcance de este estudio cumple las expectativas del cliente?
- ¿Es posible mejorar la producción con un correcto dimensionamiento de equipos de una EPF?

- ¿El presente proyecto representa un alto costo económico como de personal?

1.5 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.5.1 OBJETIVO GENERAL

- Realizar el estudio para la optimización de los procesos de almacenamiento y medición de fluidos de producción en una EPF utilizando los programas Pipesim y Piper.

1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estudiar los componentes de una EPF y las propiedades de los fluidos de producción con el fin de seleccionar los equipos que permitan la optimización de su almacenamiento y medición.
- Proponer alternativas de los procesos de almacenamiento y medición de fluidos de producción en una EPF.
- Simular el proceso de almacenamiento y medición de fluidos de producción, utilizando los programas Pipesim y Piper.
- Realizar un análisis técnico - económico de los equipos que permitirán la optimización del proceso de almacenamiento y medición.

1.6 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

1.6.1 PRÁCTICA

El planteamiento del proyecto se realiza debido a la necesidad que tienen los técnicos para un correcto dimensionamiento de equipos y conexiones, con el fin de optimizar el proceso de almacenamiento y medición de los fluidos provenientes del pozo productor, considerando las propiedades de los fluidos y la producción. Con la ayuda de los programas Pipesim, Piper y Excel se simulará la optimización del proceso de almacenamiento y medición de los fluidos.

1.6.2 HIPÓTESIS

El proyecto tiene una justificación práctica por lo cual no se plantea una hipótesis a ser demostrada.

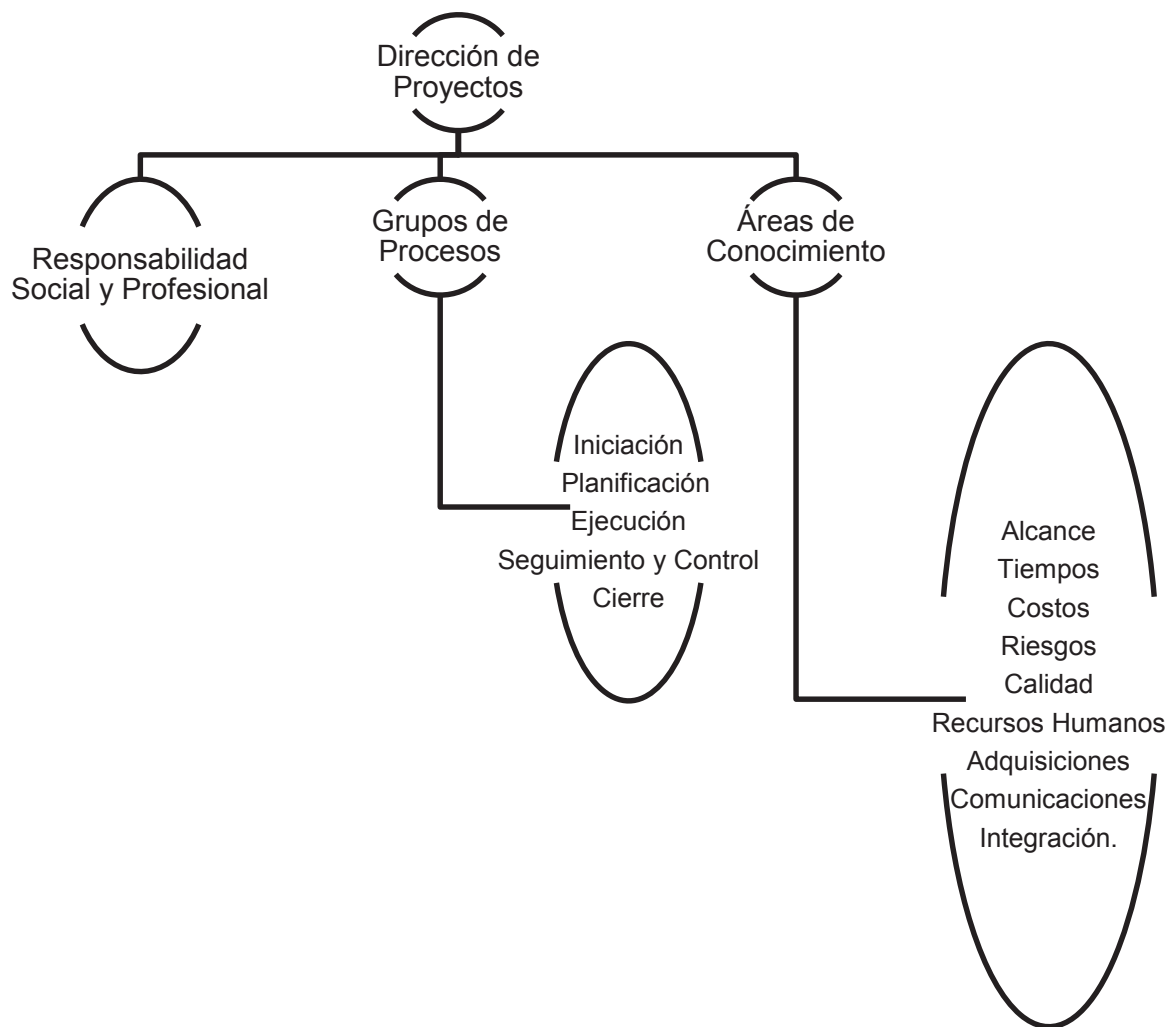
1.6.3 METODOLOGÍA

La metodología que va a realizarse en el proyecto será la propuesta por el Project Management Institute (PMI), estableciéndose un proyecto con

interacciones iterativas y en una sola fase. A fin de satisfacer los requerimientos que involucran el proyecto se va a tener en cuenta la dirección de proyectos, considerando un sumario de conocimientos, técnicas y herramientas a las actividades.

El gráfico 1.1 esquematiza a la dirección de proyectos establecida según el Project Management Institute (PMI).

GRÁFICO 1.1 DIRECCIÓN DE PROYECTOS SEGÚN PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI)

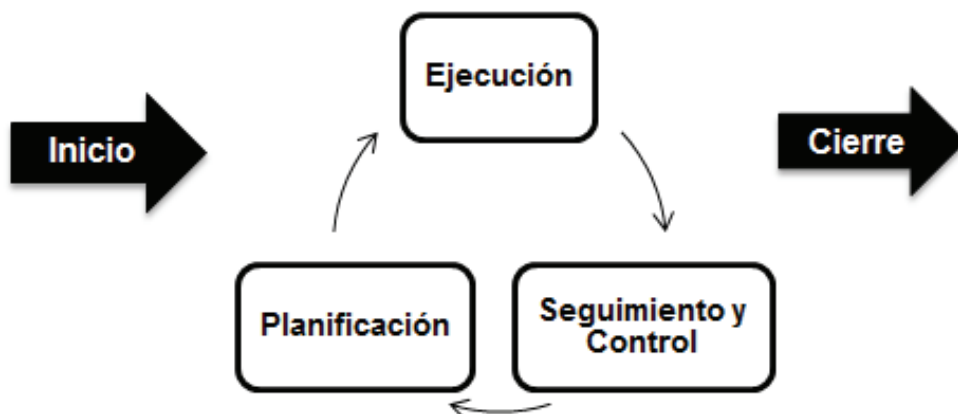


Fuente: La interacción entre los procesos de la Dirección de Proyectos según La guía del PMBOK, 2012.

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

El gráfico 1.2 resume los procesos de la dirección de proyectos.

GRÁFICO 1.2 PROCESOS DE LA DIRECCIÓN DE PROYECTOS



Fuente: La interacción entre los procesos de la Dirección de Proyectos según La guía del PMBOK, 2012.

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

El gráfico 1.3 muestra la interacción entre los grupos de procesos que va a presentar el proyecto. Relacionando el nivel de actividad con el tiempo, indicando los procesos del proyecto que son: inicio, planificación, ejecución, seguimiento y control y cierre.

GRÁFICO 1.3 INTERACCIÓN ENTRE GRUPOS DE PROCESOS DEL PROYECTO



Fuente: La interacción entre los procesos de la Dirección de Proyectos según La guía del PMBOK, 2012.

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

1.7 ANÁLISIS FODA

El análisis FODA, también conocido como matriz FODA, es una metodología de estudio de la situación de una empresa o un proyecto, analizando sus

características internas y su situación externa en una matriz cuadrada, que tiene como objetivo buscar un concepto claro y conciso, en el que los datos se convierten en información para poder tomar decisiones.

La Tabla 1.1 muestra en resumen la matriz FODA aplicada al proyecto desarrollado.

TABLA 1.1
MATRIZ FODA APLICADA AL PROYECTO DESARROLLADO

| FORTALEZAS | DEBILIDADES |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> • Optimización del proceso de medición de fluidos de producción en una EPF. • Optimización del proceso de almacenamiento de fluidos de producción en una EPF. • Simulación de diferentes alternativas de los procesos de almacenamiento y medición de fluidos de producción en una EPF. • Control en los procesos de almacenamiento y medición de la producción. • Dimensionamiento de una facilidad temprana de producción. • Optimización de equipos ya existentes en una facilidad temprana de producción. • Análisis de pérdidas de presión en tuberías y accesorios. • Optimización de costos y aumentos de beneficios. • Aporte significativo a la industria petrolera. | <ul style="list-style-type: none"> • No se podrá simular ciertas partes de los casos posibles. • Necesidad de conocer todos los problemas que se generan en una EPF. • Los equipos o elementos que no consten en los simuladores no podrán ser simulados. • El manejo de los programas. |
| OPORTUNIDADES | AMENAZAS |
| <ul style="list-style-type: none"> • Aplicación del proyecto en cualquier campo. • Generar mayor competencia entre empresas para la elaboración de nuevos estudios. • Fomentar competitividad para realizar acciones en beneficio de la industria y en la mejora de la producción. • Optimizar la producción de petróleo en los campos del oriente ecuatoriano. • Contratos favorables en la industria petrolera. | <ul style="list-style-type: none"> • Dificultad de aceptación de la propuesta en la industria petrolera. • Competencia con propuestas similares. • No obtener resultados aceptables con las simulaciones. |

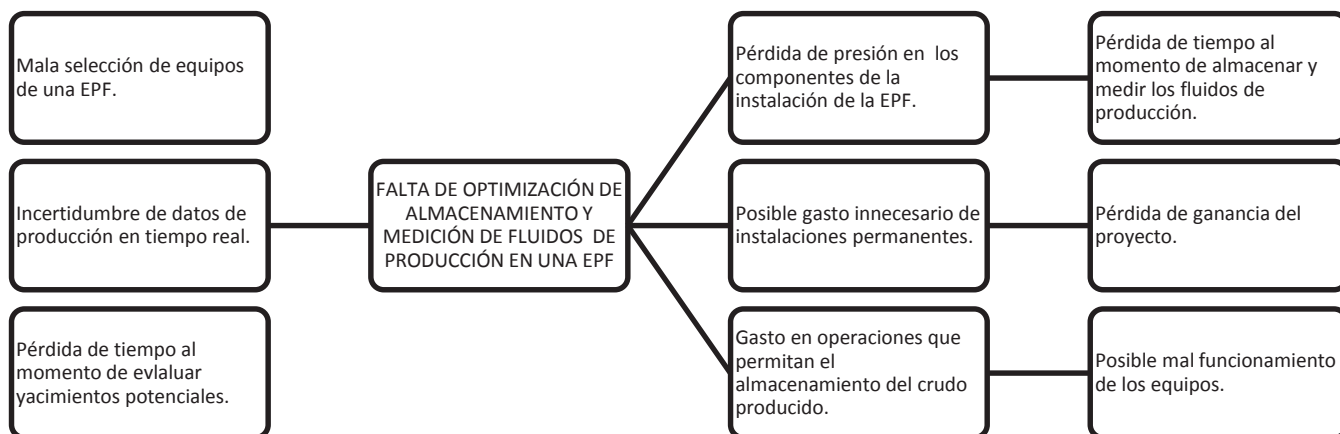
Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

1.8 ÁRBOL DE PROBLEMAS

El árbol de problemas es una ayuda importante para entender la problemática a resolver. En él se expresan, en encadenamiento tipo causa/efecto, las condiciones negativas percibidas por los involucrados en relación con el problema en cuestión.

En el gráfico 1.4 analiza los problemas del proyecto planteado relacionando las causas y los efectos que pueden ocurrir.

GRÁFICO 1.4 ÁRBOL DE PROBLEMAS DEL PROYECTO



Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA DE UNA EPF Y DESCRIPCIÓN DE LOS PROGRAMAS PIPESIM Y PIPER PARA SU APLICABILIDAD

2.1 CONCEPTO DE EPF

EPF son las siglas de “Early Production Facilities”, que son facilidades de producción temprana que permiten conocer datos de producción en tiempo real de un campo. Una EPF sirve para evaluar el desempeño de un yacimiento antes de que se instalen facilidades de producción permanentes, de tal manera que ayuda con la toma de decisiones rápidamente según lo antes mencionado.

Los equipos que son usados en la EPF sirven para el procesamiento de crudo, agua de formación y el gas proveniente de los pozos hasta la salida de la facilidad.

2.2 EQUIPOS DE UNA EPF

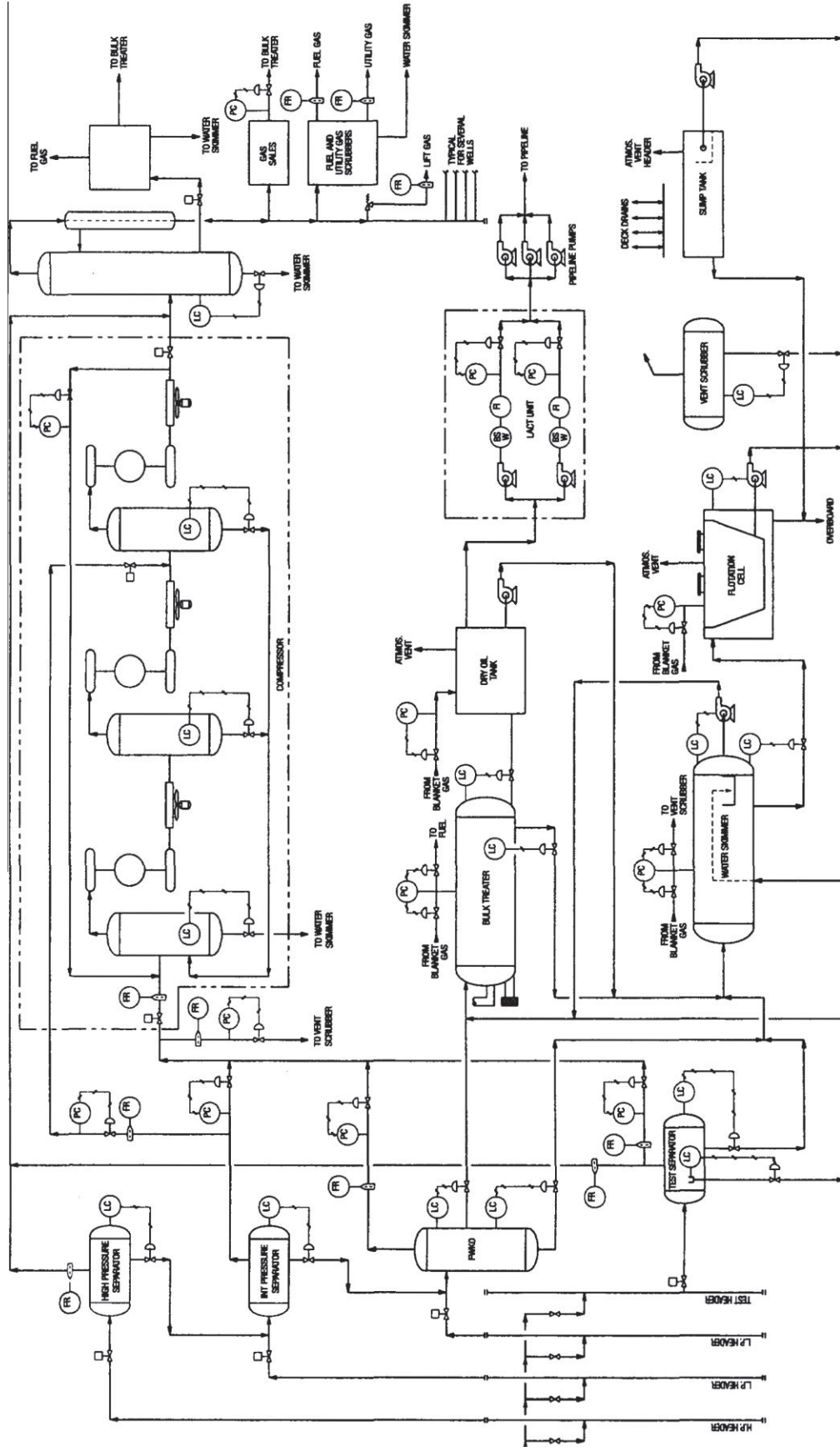
Una facilidad de producción consta de equipos que permitan el tratamiento del gas, petróleo y agua. Un diagrama de flujo típico que muestra lo mencionado se encuentra en el gráfico 2.1.

Una facilidad de producción temprana también permite el tratamiento del gas petróleo y agua, sin embargo al ser temporal posee menos equipamiento que una central de procesamiento de fluidos (CPF).

Entre los procesos que conforman el tratamiento de los fluidos en una facilidad de producción temprana, después de la separación primaria se pueden encontrar: tratamiento para el gas, tratamiento para el petróleo y tratamiento para el agua. Después de realizarse todos los procesos de tratamiento en las diferentes líneas se procede con la quema de gas, transporte del petróleo e inyección o tratamiento del agua.

En el gráfico 2.1 se puede ver una distribución básica en superficie que contiene equipos y accesorios tales como: separadores, tanques, válvulas, tuberías, bombas. Estos equipos y accesorios ayudan con la correcta separación de los fluidos.

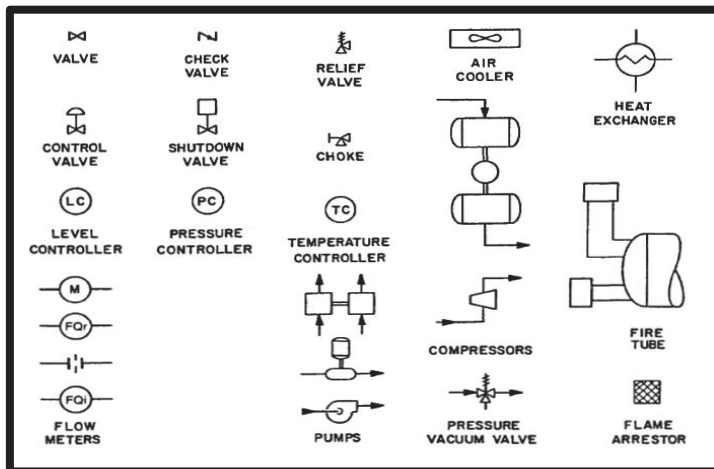
GRÁFICO 2.1 DIAGRAMA DE FLUJO DE UNA FACILIDAD DE PRODUCCIÓN



Fuente: Surface Production Operations, 1998
 Elaborado por: Ken Arnold, Maurice Stewart

El significado de los símbolos que se encuentran en el diagrama está en el gráfica 2.2.

GRÁFICO 2.2 SÍMBOLOS DEL DIAGRAMA DE FLUJO DE UNA FACILIDAD DE PRODUCCIÓN



Fuente: Surface Production Operations, 2008
Elaborado por: Ken Arnold, Maurice Stewart

2.2.1 CABEZAL

El cabezal es la base en la cual se construye el pozo, el cabezal tiene la capacidad de sostener la tubería de revestimiento y tubería de producción concéntricamente en el pozo, así mismo se puede instalar un árbol de navidad que permita el control del flujo del pozo de producción.

En el gráfico 2.3 se visualiza un ejemplo real de un cabezal de producción que se utiliza en campo.

GRÁFICO 2.3 CABEZAL



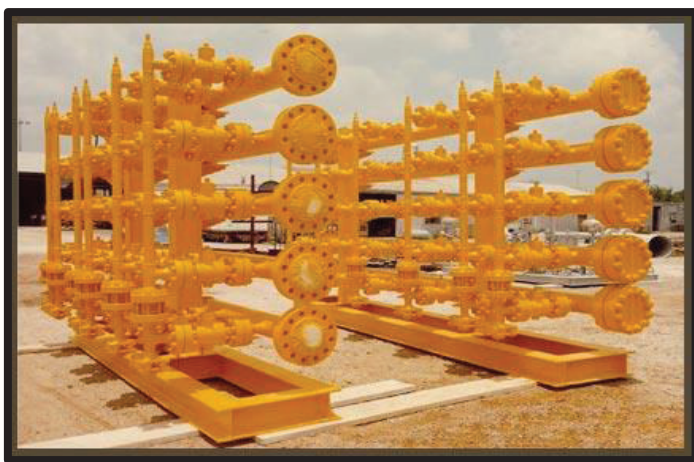
Fuente: SINOMACH, 2013
Elaborado por: SINOMACH

2.2.2 DISTRIBUIDOR (MANIFOLD)

Los distribuidores son un conjunto de tuberías y válvulas que sirven para recolectar la producción de uno o varios pozos, con el fin de poder controlarlos y distribuirlos. Estos pueden ser diseñados según la normas ANSI y API para varias clases de presión y diferentes tamaños de tuberías.

En el gráfico 2.4 se observa un ejemplo real de un distribuidor o más conocido como manifold.

GRÁFICO 2.4 DISTRIBUIDOR (MANIFOLD)



Fuente: EN-FAB, 2009
Elaborado por: EN-FAB

2.2.3 EQUIPOS PARA LA SEPARACIÓN PRIMARIA

Conforman los que intervienen en la primera separación de los fluidos después de que salen del pozo.

2.2.3.1 Separador FWKO

Los separadores, como su nombre lo indica, son usados para separar los fluidos que son producidos. Esta separación ocurre a ciertas condiciones de presión y temperatura de trabajo, que son consideradas cuando se realiza su diseño.

Uno de los separadores más usados especialmente cuando se tiene mucha cantidad de agua entre los fluidos provenientes del pozo es el “separador de agua libre”, más conocido como “Free Water Knockout” (FWKO). Es conocido

de esta manera ya que es diseñado para poder separar el agua libre del petróleo y emulsiones, así como el gas es separado del fluido.

Para el diseño de los separadores de agua libre se deben considerar: asunciones, la teoría de asentamiento, la separación de tres fases, el tiempo de retención y la ecuación de asentamiento.

En el gráfico 2.5 se visualiza un ejemplo de un separador de producción.

GRÁFICO 2.5 SEPARADOR

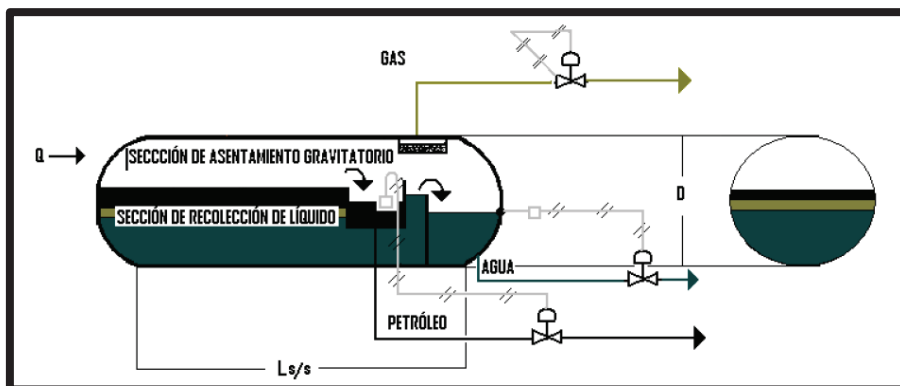


Fuente: SICA, 2004
Elaborado por: SICA

2.2.3.1.1 Diseño generalizado de un separador trifásico

En el gráfico 2.6 se observa un esquema para el diseño de un separador de agua libre, donde se pueden observar las diferentes secciones de recolección de líquido y asentamiento gravitatorio.

GRÁFICO 2.6 DISEÑO DE FWKO



Fuente: Estudio del uso del gas natural para generación eléctrica en el Bloque 18, 2010

Elaborado por: Adrián de la A y Luis Álvarez

$L_{s/s}$ = Longitud del separador hasta el punto de cordón de suelda, tomando en cuenta las normas de seguridad (longitud de costura a costura)

Q = Caudal de ingreso al separador

2.2.3.1.1.1 Asunciones

Para realizar el diseño de un separador se debe tomar en cuenta el porcentaje de llenado de agua (25%, 50%, etc.), también llamado el nivel de la selección de recolección de líquido.

Para el caso del crudo ecuatoriano se va a tomar el nivel de la selección de recolección de líquido de 50% con un tiempo de retención de 5-10 minutos ya que son los valores más usuales utilizados en dicho crudo.

2.2.3.1.1.2 Teoría de asentamiento (Ley de Stokes)

La partícula comienza a caer a una velocidad (V) cuando la fuerza de gravedad es igual a la fuerza de arrastre.

$$F_D = F_G \quad (2.1)$$

$$F_D = C_D \cdot A \cdot \rho \left[\frac{V_t^2}{2g} \right] \quad (2.2)$$

Donde:

F_D = fuerza de arrastre, lb

F_G = fuerza de gravedad, lb

C_D = coeficiente de arrastre

A = área de la sección de la partícula, pie²

ρ = densidad de Fase Continua, lb/pie³

V_t = velocidad terminal, pie/s

g = gravedad, pie²/s

Si el flujo es laminar, obedece a la Ley de Stokes, por lo tanto:

$$C_D = \frac{24}{Re} \quad (2.3)$$

$$V_t = 1.78 \times 10^{-6} \frac{(\Delta SG) d m^2}{\mu} \quad (2.4)$$

Donde:

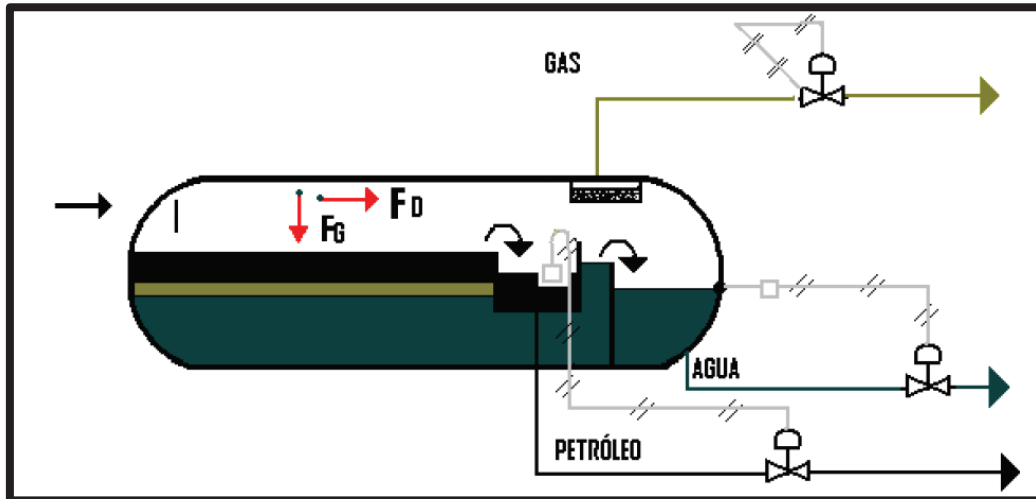
Re = número de Reynolds

μ = viscosidad del gas, cp

ΔSG = diferencia de gravedades específicas
 d_m = diámetro de la partícula, micrones

En el gráfico 2.7 se muestra el diagrama de las fuerzas en el interior del separador trifásico.

GRÁFICO 2.7 ASENTAMIENTO POR GRAVEDAD



Fuente: Estudio del uso del gas natural para generación eléctrica en el Bloque 18, 2010

Elaborado por: Adrián de la A y Luis Álvarez

F_B = Fuerza de flotación

$F_B = F_D$ Aceleración cero, la partícula se mueve a V_t .

Si el flujo fuera laminar:

$$V_t = 1.78 \times 10^{-6} \frac{(\Delta SG) d_m^2}{\mu} \quad (2.5)$$

Pero, en realidad el flujo se considera turbulento:

$$V_t = 0.0204 \left[\left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) d_m \right]^{\frac{1}{2}} \quad (2.6)$$

Donde:

ρ_l = densidad del líquido, lb/pie³.

ρ_g = densidad del gas, lb/pie³.

En la tabla 2.1 se encuentra cómo se comportan las partículas según su tamaño.

TABLA 2.1
COMPORTAMIENTO DE LAS PARTÍCULAS DE LÍQUIDO EN FUNCIÓN DE SU TAMAÑO

| Tamaño de la partícula | Efecto |
|-------------------------------------|-------------------------------------------------|
| 10 micrones < d_m < 100 micrones | Retenidas por el extractor de neblina |
| 400 micrones < d_m < 500 micrones | Se asientan por el efecto de gravedad |
| < 10 micrones | Se depositan en la zona de retención de líquido |

FUENTE: Ken Arnold & Maurice Stewart (2008). Surface Production Operations, USA. Edit. Gulf Publishing Company USA, Edición 3
 Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

2.2.3.1.1.3 Separación de tres fases

Los fluidos del yacimiento se encuentran en dos etapas: líquida y gaseosa, y pueden estar en las fases: petróleo, agua y gas.

Para tener una emulsión, es necesario tener presente los siguientes factores:

- Dos fluidos inmiscibles (petróleo y agua).
- Agitación o turbulencia
- Elemento emulsificante (sólidos del yacimiento, parafinas, asfaltenos, etc.)

Para romper la emulsión se debe tomar en cuenta los siguientes factores:

- Diferencia de densidad entre las fases.
- Tamaño de las partículas de agua dispersas.
- Viscosidad.
- Tensión interfacial.
- Presencia de agentes emulsificantes.

2.2.3.1.1.4 Tiempo de retención

Es el tiempo que se necesita para que a una presión del operador, el gas y el líquido lleguen a un equilibrio y las partículas inicien el proceso de asentamiento. Este tiempo puede variar desde segundos hasta pocos minutos.

Pruebas realizadas en crudos de Estado Unidos dieron resultados de un tiempo de retención de 30 segundos a 3 minutos, en cambio, en el crudo del Oriente Ecuatoriano dieron resultados de 5 a 10 minutos.

El tiempo de retención afecta proporcionalmente al tamaño del separador y a la calidad de separación, es decir, a mayor tiempo, mayores serán las dimensiones del separador y la calidad de separación también se incrementará.

Si hay presencia de espuma el tiempo de retención tiende a aumentar hasta 3 o 4 veces el tiempo establecido, por lo que se deberán utilizar químicos con efectos antiespumantes, además de este efecto se tiene la dificultad de que la espuma ocupa más espacio, con lo que el volumen para recolección de líquidos y gases varía, con la consecuencia de una mala separación de fases; y por último al tener espuma en demasía el líquido no estará en dos fases; sino más bien en tres, lo que resulta difícil de controlar; ya que el separador no se diseña para esa situación.

Capacidad de líquido en separadores verticales:

$$D^2 h = \frac{t_R Q}{0.12} \quad (2.7)$$

Donde:

D= diámetro del separador, pulg

h= altura del separador, pie

t_R= tiempo de retención, s

Q= caudal de fluido, BFPD

Para un separador de tres fases, los tiempos de retención para el petróleo y el agua están relacionados mediante:

$$h_o + h_w = \frac{t_{RO} Q_o + t_{RW} Q_w}{0.12 D^2} \quad (2.8)$$

Donde:

h_o= altura del nivel de petróleo, pie

h_w= altura del nivel de agua, pie

t_{RO}= tiempo de retención del petróleo, s

t_{RW}= tiempo de retención del agua, s

Q_o= caudal de petróleo, BPPD

Q_w= caudal de agua, BAPD

2.2.4 TRATAMIENTO PARA EL GAS

2.2.4.1 Scrubber

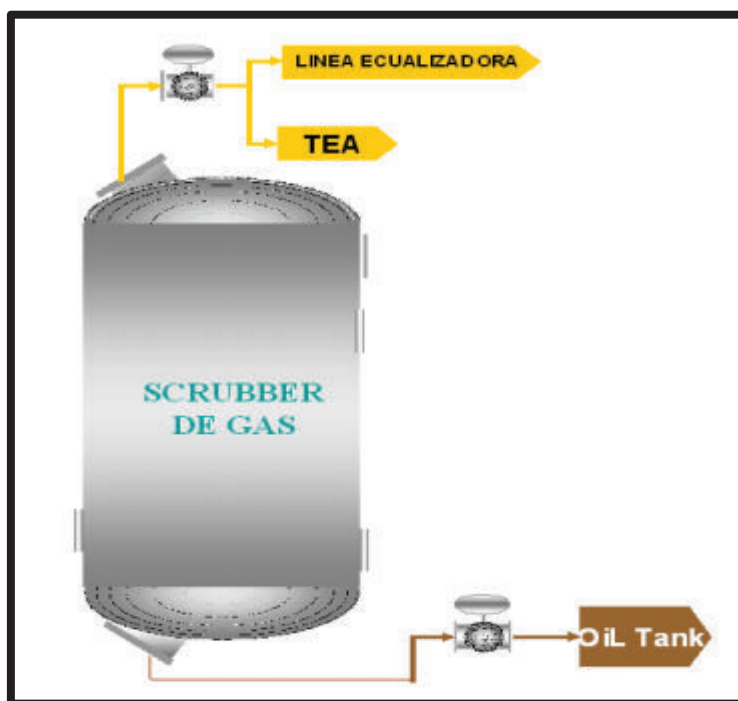
Una torre lavadora o “scrubber” es un equipo que puede remover partículas o gases por impacto o intercepción con un líquido lavador que puede remover partículas entre 0.2 y 10 micras.

El principal mecanismo que utiliza para remover el condensado es aumentar el tamaño de las partículas para que estas sean removidas fácilmente. El mecanismo secundario consiste en atrapar las partículas de condensado en el extractor de neblina para que por efecto de la gravedad caigan a la parte inferior del scrubber.

El scrubber puede ser utilizado en líneas de alta (alta cantidad de gas) como en líneas de baja (baja cantidad de gas), denominados scrubber de alta y scrubber de baja respectivamente.

En el gráfico 2.8 se muestra un scrubber con sus dos salidas, en la parte superior sale el gas, y por la parte inferior la cantidad de condensado separado y recolectado.

GRÁFICO 2.8 SCRUBBER



Fuente: Estudio y evaluación de las facilidades de superficie para optimizar el sistema de venteo de gas en la estación Villano A de Agip Oil Ecuador B. V, 2007
Elaborado por: Sandra Carrillo

2.2.4.2 KoD

Significa "Knock out Drum", son separadores horizontales que aíslan el crudo condensado y los sólidos del gas natural, también conocidos como depósitos de almacenamiento a presión (alta o baja presión).

El gas de alta presión pasa por un separador KoD de alta presión, en donde tiene la función de realizar otra separación de las partículas de líquido sobrante en el gas que vienen del separador. Con el gas de baja tiene el mismo procedimiento pero llega a un KoD de baja presión.

Los residuos que quedan al pasar el flujo por los scrubbers y KoD's son denominados condensados, toman dos caminos: volver a los separadores o a los tanques de lavado, después ingresar nuevamente al proceso de tratamiento.

En el gráfico 2.9 se muestra un KoD utilizado en un campo petrolero.

GRÁFICO 2.9 KoD



Fuente: SICA, 2004
Elaborado por: SICA

2.2.4.3 Arrestallamas

Impide que el fuego del mechero haga combustión con el gas dentro de la tubería que está comunicada con el scrubber.

En el gráfico 2.10 se puede observar unos ejemplos de los diferentes tipos de arrestallamas usadas en campo.

GRÁFICO 2.10 ARRESTALLAMAS



Fuente: Protectoseal, 2015
Elaborado por: Protectoseal

2.2.4.4 Tea

Es el equipo que recibe el gas remanente del sistema de gas para ser quemado.

Se utiliza para quemar o recuperar el gas en solución que no se ha podido separar completamente en los separadores, tanques de lavado y botas de gas. De tal forma que se pueda cumplir con las normativas de emisiones de gas.

En el gráfico 2.11 se puede observar una tea en funcionamiento.

GRÁFICO 2.11 TEA



Fuente: Diseño de las facilidades de producción del campo Drago aplicando tecnología de nueva generación, 2011
Elaborado por: Geovanny Oña

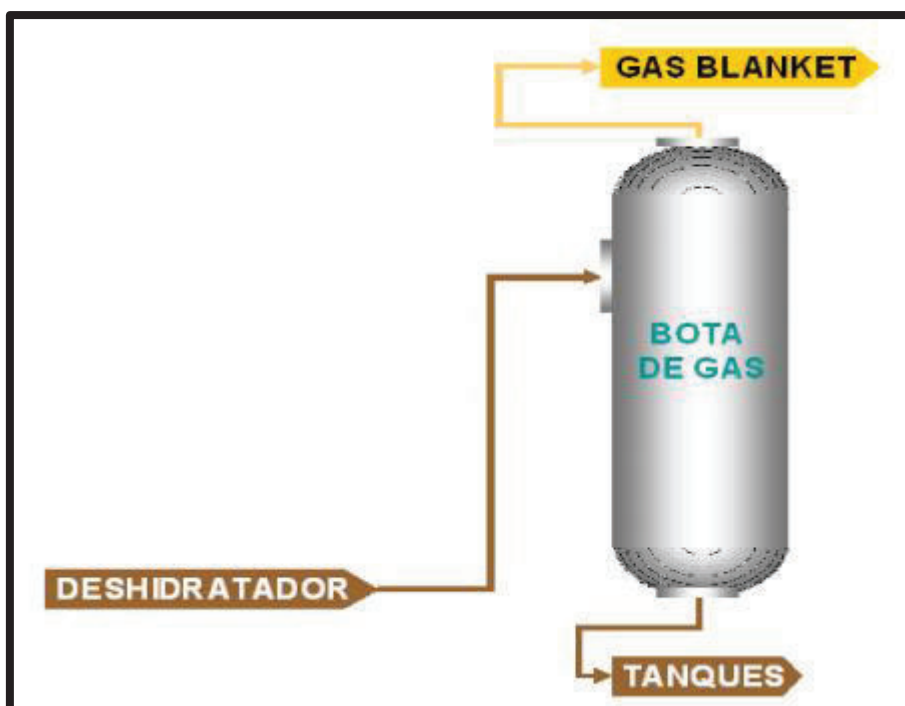
2.2.5 TRATAMIENTO PARA EL PETRÓLEO

2.2.5.1 Bota de gas

La bota de gas es un separador vertical que sirve para liberar el gas que se encuentra disuelto en el líquido. En su interior consta de dos cilindros verticales concéntricos que ayudan con la eliminación del gas. Por el cilindro interno sube el petróleo y agua hasta chocar con un deflector, descendiendo por el espacio anular para ingresar al tanque de lavado.

En el gráfico 2.12 se encuentra el esquema de una bota de gas donde se encuentra la entrada al mismo, en la parte superior la salida de gas y en la parte inferior la salida del crudo.

GRÁFICO 2.12 BOTA DE GAS



Fuente: Estudio y evaluación de las facilidades de superficie para optimizar el sistema de venteo de gas en la estación Villano A de Agip Oil Ecuador B. V, 2007
Elaborado por: Sandra Carrillo

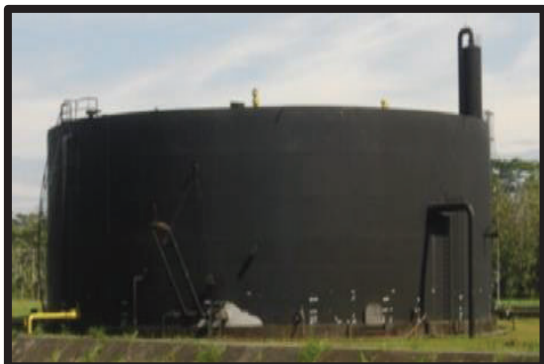
2.2.5.2 Tanque de lavado

Un tanque de lavado sirve para eliminar el agua del petróleo, cuando el petróleo ingresa al tanque las gotas de agua se encuentran atrapadas en el fondo en forma de colchón, después gracias a un tiempo adecuado de tratamiento o retención, un demulsificante químico rompe la emulsión formada entre el agua y el petróleo.

De esta manera el agua es eliminada por la parte inferior del tanque, mientras que el petróleo ya puede ser enviado al tanque de almacenamiento, con un porcentaje de agua muy bajo.

En el gráfico 2.13 se puede ver un tanque de lavado utilizado en campo petrolero.

GRÁFICO 2.13 TANQUE DE LAVADO



Fuente: Optimización en los procesos en las facilidades de producción en el campo Sacha, estación Sacha Central, 2009
Elaborado por: Jiménes Cintya

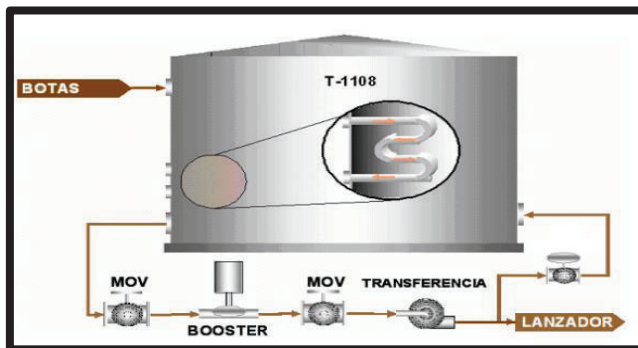
2.2.5.3 Tanques de almacenamiento

Sirven para almacenar el petróleo con una cantidad mínima de agua. De esta manera ya se pueden conocer las propiedades del petróleo, cuando ya ha sido tratado.

Comúnmente son cilíndricos y tienen como finalidad la recepción del petróleo que viene de los tanques de lavado y de esta manera albergan el crudo que será bombeado.

En el gráfico 2.14 se observa el fluido proveniente de la bota de gas que ingresa al tanque de almacenamiento, para posteriormente ser enviado mediante las bombas.

GRÁFICO 2.14 TANQUE DE ALMACENAMIENTO



Fuente: Estudio y evaluación de las facilidades de superficie para optimizar el sistema de venteo de gas en la estación Villano A de Agip Oil Ecuador B. V, 2007
Elaborado por: Sandra Carrillo

2.2.5.4 Bombas de transferencia

También conocidas como bombas de potencia. Tienen un cigüeñal movido por una fuente externa que generalmente es un motor eléctrico o de combustión, banda o cadena. Generalmente se usan engranes entre el motor y el cigüeñal para reducir la velocidad de salida del elemento motor.

Cuando se mueven a velocidad constante, las bombas de potencia proporcionan un gasto casi constante para una amplia variación de la columna, y tiene buena eficiencia.

En el gráfico 2.15 se puede ver una bomba de transferencia que comúnmente se usa en un campo petrolero.

GRÁFICO 2.15 BOMBA DE TRANSFERENCIA



Fuente: Análisis técnico-económico para la optimización de facilidades tempranas de producción para crudo pesado en el suroriente ecuatoriano con metodología desarrollada por la empresa Sertecpet, 2014
Elaborado por: Elvis Gómez y Nixon Vilcaguano

2.2.6 TRATAMIENTO PARA EL AGUA

2.2.6.1 Tanques de agua

Los tanques donde se dirige el agua después del separador generalmente son recipientes metálicos con la capacidad de almacenar fluidos eficientemente. El diseño y la construcción de estos tanques va depender de las características físico-químicas de los líquidos por almacenar.

2.2.6.2 Bombas de transferencia

Estas bombas son las mismas usadas para el tratamiento de petróleo y están explicadas anteriormente.

2.2.7 TRATAMIENTO CON QUÍMICOS

2.2.7.1 Bombas de inyección de químicos

Tienen la función de prevenir la formación y/o eliminar la espuma. Este equipo está formado por un recipiente que contiene una mezcla de silicón y gasoil, una bomba con su respectivo contador acoplado al recipiente, la cual inyecta esa mezcla en un sitio previamente determinado como el más adecuado para inyectar y contrarrestar formación de espuma en los tanques de la estación.

El sitio de inyección de la química varía de una instalación a otra, dependiendo de las características de los crudos. En algunos casos, la inyección se hace en el múltiple de producción, en otros, antes o después de los separadores de producción y en otros en las tuberías de entrada de los fluidos a los tanques de almacenamiento temporal.

La bomba de inyección de sustancias químicas inyecta los reactivos químicos al sistema a una razón predeterminada que debe ser proporcional a la producción del pozo. Las pruebas en frascos indican la cantidad requerida para el tratamiento adecuado de una determinada cantidad de emulsión de petróleo crudo. Una vez que esta razón entre el compuesto y la emulsión se ha determinado, es el deber del empleado ajustar la bomba inyectora para agregar la cantidad necesaria.

La mayoría de los diseños del equipo de producción especifican la inyección de compuestos químicos en el cabezal del pozo, o corriente arriba del separador. Por supuesto, la presión a esos puntos de la tubería es más alta que la de la atmósfera.

Por lo tanto, la mayoría de las bombas de inyección de sustancias químicas se fabrican para superar las presiones que comúnmente se encuentran en las líneas de flujo de los pozos de petróleo.

En el gráfico 2.16 se puede observar una bomba de inyección que se usa comúnmente en un campo petrolero.

GRÁFICO 2.16 BOMBA DE INYECCIÓN



Fuente: Análisis técnico-económico para la optimización de facilidades tempranas de producción para crudo pesado en el suroriente ecuatoriano con metodología desarrollada por la empresa Sertecpet, 2014
Elaborado por: Elvis Gómez y Nixon Vilcaguano

2.2.7.2 Tanques de almacenamiento con químicos

Los tanques de almacenamiento de sustancias químicas se utilizan para guardar petróleo sin refinar, productos del petróleo (diésel, gasolina), gas natural licuado, propano, fertilizantes y otras sustancias químicas, además permiten guardar sustancias químicas para empleo en el lugar donde se encuentran y para traslado a un vehículo o a un barco.

2.2.8 SISTEMA DE CONTINGENCIA

El sistema de contingencia sirve para ayudar al personal a responder de manera rápida y eficaz en los eventos de emergencia que puedan suscitarse.

El sistema de contingencia está conformado por:

- Alarmas y señalización
- Prevención y manejo de accidentes químicos
- Extintores

2.3 DISEÑO DE SEPARADORES Y TANQUES

A continuación se presenta el procedimiento para realizar el dimensionamiento de separadores y tanques.

2.3.1 SEPARADORES

Se presenta el diseño para separadores bifásicos y trifásicos.

2.3.1.1 Separador trifásico horizontal

Procedimiento para el dimensionamiento de un separador trifásico horizontal:

1. El primer paso para diseñar un separador trifásico es establecer los diseños básicos. Esto incluye especificar las tasas de fluido máximas y mínimas, presión y temperatura de operación, etc.
2. Elegir un tiempo de retención del petróleo $(t_r)_o$ y del agua $(t_r)_w$.
3. Calcular $(h_o)_{\max}$. Usar una gota de 500 micrones si no hay otra información disponible.

$$(h_o)_{\max} = 1.28 \times 10^{-3} \frac{(t_r)_o (\Delta SG) d_m^2}{\mu} \quad (2.9)$$

Donde:

$h_{o\max}$ = altura máxima de petróleo, pie.

Para 500 micrones,

$$(h_o)_{\max} = 320 \frac{(t_r)_o (\Delta SG)}{\mu} \quad (2.10)$$

4. Calcular A_w/A :

$$\frac{A_w}{A} = (0.5) \frac{Q_w (t_r)_w}{(t_r)_o Q_o + (t_r)_w Q_w} \quad (2.11)$$

Donde:

A_w = área de agua, pie².

5. Determinar β (ver ANEXO No 1)
6. Calcular d_{\max} :

$$d_{\max} = \frac{(h_o)_{\max}}{\beta} \quad (2.12)$$

Donde:

d_{\max} = diámetro máximo del separador, pulg
 β = factor de dimensionamiento de separadores

Nota: d_{\max} depende de Q_o , Q_w , $(t_r)_o$ y $(t_r)_w$.

7. Calcular combinaciones de d , L_{eff} para d menor que d_{\max} que satisfaga la capacidad de gas. Usar una gota de 100 micrones si no hay otra información disponible.

$$dL_{\text{eff}} = 420 \left(\frac{TZQ_g}{P} \right) \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2} \quad (2.13)$$

Donde:

L_{eff} = longitud eficiente, pie

T = temperatura, F

Z = factor de compresibilidad de los gases

P = presión, psi

8. Calcular combinaciones de d , L_{eff} para d menor que d_{\max} que satisfaga el tiempo de retención del agua y petróleo.

$$d^2 L_{\text{eff}} = 1.42 \left[(t_r)_o Q_o + (t_r)_w Q_w \right] \quad (2.14)$$

9. Determinar la longitud de costura a costura.

$$L_{ss} = L_{\text{eff}} + \frac{d}{12} \quad (\text{capacidad de gas}) \quad (2.15)$$

$$L_{ss} = \frac{4}{3} L_{\text{eff}} \quad (\text{capacidad de líquido}) \quad (2.16)$$

10. Seleccionar un diámetro y distancia razonable. Las relaciones de esbeltez ($12L_{ss} / d$) del orden de 3 a 5 son comunes.
11. Cuando se hace la selección final, es más económico seleccionar el tamaño del separador estándar.

2.3.1.2 Separador bifásico horizontal

Procedimiento para el dimensionamiento de un separador bifásico horizontal:

1. El primer paso para diseñar un separador horizontal es establecer los diseños básicos. Esto incluye especificar las tasas de fluido máximas y mínimas, presión y temperatura de operación, etc.
2. Preparar una tabla con los valores calculados de L_{eff} para valores seleccionados de d para la capacidad de gas:

$$dL_{eff} = 420 \left[\frac{TZQ_g}{P} \right] \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2} \quad (2. 17)$$

Calcular L_{ss} :

$$L_{ss} = L_{eff} + \frac{d}{12} \quad (\text{para la capacidad de gas}) \quad (2. 18)$$

3. Para los mismo valores de d , calcular los valores de L_{eff} para la capacidad de líquido, y poner los valores en la misma tabla:

$$d^2 L_{eff} = \frac{t_r Q_l}{0.7} \quad (2. 19)$$

Calcular L_{ss} :

$$L_{ss} = \frac{4}{3} L_{eff} \quad (\text{capacidad de líquido}) \quad (2. 20)$$

4. Para cada d , debe ser usado un L_{eff} .
5. Seleccionar un diámetro y longitud razonable. Las relaciones de esbeltez ($12L_{ss} / d$) del orden de 3 a 4 son comunes. Ésta no debe exceder a 5.
6. Cuando se hace la selección final, es más económico seleccionar el tamaño del separador estándar.

2.3.1.3 Separador bifásico vertical

Procedimiento para el dimensionamiento de un separador bifásico vertical:

1. El primer paso para diseñar un separador vertical es establecer los diseños básicos. Esto incluye especificar las ratas de fluido máximas y mínimas, presión y temperatura de operación, etc.
2. Determinar el mínimo valor de d requerido. Cualquier diámetro mayor al calculado puede ser usado.

$$d^2 = 5040 \left[\frac{TZQ_g}{P} \right] \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2} \quad (2. 21)$$

3. Para un d seleccionado, calcular la altura del volumen de líquido h :

$$d^2 h = \frac{t_r Q_l}{0.12} \quad (2. 22)$$

4. Con d y h , L_{ss} puede ser calculado por:

$$L_{ss} = \frac{h + 76}{12} \quad (\text{para diámetros} \leq 36 \text{ pulg.}) \quad (2. 23)$$

$$L_{ss} = \frac{h + d + 40}{12} \quad (\text{para diámetros} > 36 \text{ pulg.}) \quad (2. 24)$$

5. Seleccionar un diámetro y distancia razonable. Verificar si las relaciones de esbeltez ($12L_{ss} / d$) está entre 3 y 5.
6. Cuando se hace la selección final, es más económico seleccionar el tamaño del separador estándar.

2.3.2 TANQUES

Procedimiento para el dimensionamiento de un tanque de almacenamiento.

Para hallar el diámetro de un tanque de almacenamiento se lo calcula con la siguiente fórmula:

$$D = \sqrt{\frac{V \times 5.61 \times 4}{\pi \times h}} \quad (2. 25)$$

Donde:

V= volumen, pie³

2.4 ACCESORIOS Y CONEXIONES DE UNA EPF

Los accesorios y conexiones de una EPF están comprendidas por: válvulas, acoples y líneas, que se detallan a continuación:

2.4.1 VÁLVULAS

Las válvulas pueden ser de tres diferentes tipos: válvula de compuerta, válvula de bola o válvula Check.

2.4.1.1 Válvula de compuerta

Esta válvula controla el paso del flujo mediante un disco vertical que tiene cara plana, normalmente su uso no es frecuente debido a que no son recomendadas para regulación y estrangulamiento pues el disco podría ser erosionado.

En el gráfico 2.17 se muestra una válvula de compuerta con el nombre de su respectiva parte.

GRÁFICO 2.17 VÁLVULA DE COMPUERTA



Fuente: Valvias, 2013
Elaborado por: Valvias

2.4.1.2 Válvula de bola

La válvula de bola es de un cuarto de vuelta, en el distribuidor ayuda a dirigir los fluidos hacia el separador, una bola agujerada es la que permite el paso del flujo son usados cuando se requiere una apertura rápida.

En el gráfico 2.18 se puede ver la parte interna de una válvula de bola que se utiliza comúnmente en los campos petroleros.

GRÁFICO 2.18 VÁLVULA DE BOLA



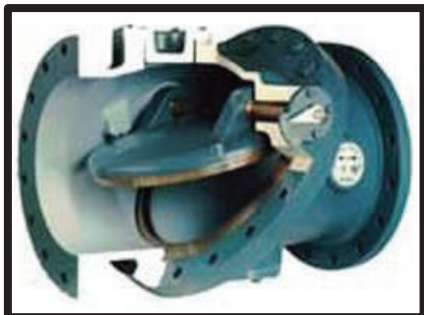
Fuente: Valvias, 2013
Elaborado por: Valvias

2.4.1.3 Válvula Check

La válvula check es usada para evitar el retorno del fluido, esto se debe a que cuando el flujo se encuentra circulando en el sentido deseado, la válvula se abre y cuando se encuentra en sentido contrario ésta se cierra.

En el gráfico 2.19 se puede observar una válvula check y su parte interna.

GRÁFICO 2.19 VÁLVULA CHECK



Fuente: Valvias, 2013
Elaborado por: Valvias

2.4.2 ACOPLES

Los acoples usados son codos de 90° que permiten el desvío del fluido. Las tes que ayudan a realizar fabricación en las líneas de la tubería, las bridas sirven para conectar tuberías con equipos o accesorios.

2.4.3 LÍNEAS

Las líneas permiten conducir los fluidos hacia los equipos donde reciben el tratamiento y almacenamiento. Comúnmente se usan tuberías de acero de carbono debido a que resisten alta presión cuando conducen los fluidos de producción. Al espesor de la tubería se lo conoce como cédula y normalmente en la industria son usadas la cédula 40 y cédula 80, para diferentes diámetros disponibles.

2.5 PROPIEDADES DEL FLUIDO

Para la obtención de una correcta selección y diseño de los equipos y el material con el que se fabrican tomando en cuenta las normas correspondientes, es necesario conocer las propiedades del fluido.

Para la construcción de los equipos se debe conocer una serie de propiedades, entre las más relevantes se mencionan en la siguiente tabla:

TABLA 2.2
PROPIEDADES DEL FLUIDO

| Propiedad | Unidad |
|-------------------------------|-----------------------------------------|
| BS&W | % |
| Gravedad API | °API |
| Viscosidad Cinemática | [m ² /s] o centiStokes (cSt) |
| Salinidad equivalente de NaCl | ppm |

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

2.5.1 PRUEBA DE SEDIMENTOS BÁSICOS Y AGUA (BS&W)

Es una prueba que permite conocer el porcentaje de agua y sedimentos contenidos en el fluido que se analiza.

Para poder estimar la cantidad del petróleo que se va a producir se debe conocer el porcentaje de agua que contenga el fluido del pozo, además para evitar problemas de corrosión e incrustaciones en la tubería de producción se debe conocer si inyectar o no anticorrosivo y anti escala en el fluido del pozo.

Para conocer que tan contaminado se encuentra el fluido se debe conocer el porcentaje de sedimentos que contenga el petróleo.

2.5.2 GRAVEDAD API

Es una escala de medición creada por el Instituto Americano del Petróleo y utilizada para hidrocarburos, basándose en su peso específico, es decir con relación al agua.

La gravedad API puede ser clasificada de la siguiente forma, según la tabla 2.3.

TABLA 2.3
CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO SEGÚN SU °API

| Crudo | Gravedad API |
|--------------|--------------------|
| Extrapesado | °API < 10 |
| Pesado | 10 ≤ °API < 22.3 |
| Mediano | 22.3 ≤ °API < 31.1 |
| Liviano | 31.1 ≤ °API < 39 |
| Superliviano | ≥ 39 |

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

2.5.3 VISCOSIDAD CINEMÁTICA

Viscosidad se define como la resistencia que tiene cualquier sustancia a fluir, que depende directamente de la temperatura y presión a la que esté sometido el fluido que se esté manejando.

Es una propiedad importante en la industria petrolera ya que permite conocer que equipos debemos tener en superficie para poder manejar un determinado fluido.

La viscosidad cinemática es igual al cociente entre la viscosidad absoluta y la densidad del fluido en $[m^2/s]$ o centiStokes (cSt) en donde $1 m^2/s = 1'000,000 cSt$.

2.5.4 SALINIDAD

Es una prueba que permite conocer la cantidad de sal en partes por millón (ppm) que contiene el agua de formación que se encuentra en el fluido de pozo.

Para conocer la cantidad de químico que se necesita inyectar para inhibir la corrosión y las incrustaciones que se puede generar en las tuberías se debe conocer cuál es la salinidad del agua de formación contenida en el petróleo.

2.6 FLUJO EN TUBERÍAS HORIZONTALES

2.6.1 FLUJO MONOFÁSICO

Cómo el flujo de fluidos en una tubería depende en gran medida del diámetro de la tubería o de las características del fluido: velocidad, densidad, viscosidad dinámica, dentro de la tubería, el fluido monofásico puede ser turbulento o laminar.

En el flujo laminar, las capas de fluido se deslizan suavemente una sobre otra. El intercambio del Momentum es a escala molecular. Las inestabilidades se amortiguan por la viscosidad, produciendo fuerzas de cizalla viscosas que resiste el movimiento relativo del fluido de las capas adyacentes. El perfil de velocidad del flujo laminar incrementa uniformemente en una manera parabólica de la pared del tubo hacia el interior a través de la tubería.

Típicamente, el flujo laminar es encontrado bajo condiciones de flujo lento, por ejemplo cerca del fondo del pozo. En la mayoría de los pozos, el flujo turbulento es la norma. En el flujo turbulento, el flujo exhibe un movimiento errático con un intercambio de Momentum y localmente circulan corrientes vórtices lo que resulta en un perfil de velocidad más plana a través de la tubería.

2.6.1.1 Ecuación general del gradiente de presión

La ecuación 2.26 representa la ecuación general del gradiente de presión y es el punto de inicio para determinar las pérdidas a lo largo de la tubería si se conocen las características tales como rugosidad y longitud.

$$\left(\frac{\partial P}{\partial L}\right)_{total} = \frac{1}{144} \left(\frac{g\rho \text{sen } \theta}{g_c} + \frac{f\rho V^2}{2g_c d} + \frac{\rho \Delta V^2}{2g_c \Delta Z} \right) \quad (2.26)$$

Donde:

- $\frac{g\rho \text{sen } \theta}{144 g_c}$ = gradiente de presión por elevación, psi/pie.
- $\frac{f\rho V^2}{288g_c d}$ = gradiente de presión por fricción, psi/pie.
- $\frac{\rho \Delta V^2}{288g_c \Delta Z}$ = gradiente de presión por aceleración, psi/pie.

2.6.1.2 Cálculo del factor de fricción

El carácter de flujo del fluido de un pozo es determinado por el número adimensional de Reynolds, N_{Re} :

$$N_{Re} = \frac{\rho V d}{\mu} \quad (2.27)$$

Donde:

d = diámetro interno de la tubería, pie.

V = velocidad de la mezcla multifásica, pie/s.

ρ = densidad de la mezcla multifásica, lb/pie³.

Si el N_{Re} es menor de 2000, el flujo será laminar, y si el N_{Re} es mayor de 4000, el flujo será turbulento, con una región de transición entre ellos. En la región de transición, el perfil de flujo depende si el fluido está libre de disturbios, especialmente en el área de entrada del fluido.

El cálculo del gradiente de presión es dependiente del factor de fricción. El procedimiento requiere determinar el número de Reynolds y evaluar si el flujo es laminar o turbulento.

Si existe flujo laminar ($N_{Re} \leq 2000$), entonces el factor de fricción será:

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \quad (2.28)$$

Para flujo transición ($2000 < N_{Re} < 4000$) la ecuación propuesta por Colebrook¹ requiere de un proceso de ensayo y error por lo que se puede expresar como:

$$f = -2 \log \left(\frac{2.51}{N_{Re} \sqrt{f}} + \frac{\xi}{3.7} \right) \quad (2.29)$$

Los valores de f_s son supuestos para calcular f_c , hasta que se aproximen a una tolerancia aceptable. El valor inicial de f_s se puede obtener de las ecuaciones explícitas para tubería lisa.

Para flujo turbulento ($N_{Re} \geq 4000$) se utilizan las siguientes ecuaciones empíricas asociadas a tuberías rugosas, donde la rugosidad puede tener un efecto significativo sobre el factor de fricción, el análisis dimensional sugiere que dicho efecto se debe al valor relativo al diámetro interno de la tubería, ε/d .

Ecuación de Jain¹ para $5 \times 10^3 < N_{Re} < 10^8$:

$$f = \left[1.14 - 2 \log \left(\frac{\xi}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right) \right]^{-2} \quad (2.30)$$

Zigrang y Sylvester¹ presentan una ecuación explícita para determinar el factor de fricción:

$$F_c = \left[-2 \log \left[\frac{\xi}{3.7} - \frac{5.02}{N_{Re}} \log \left(\xi - \frac{5.02}{N_{Re}} \log \left(\frac{\xi}{3.7} + \frac{13}{N_{Re}} \right) \right) \right] \right]^{-2} \quad (2.31)$$

2.6.2 FLUJO MULTIFÁSICO

El flujo multifásico es el movimiento de gas libre y de líquido, el gas puede estar mezclado en forma homogénea con el líquido o pueden existir formando un oleaje donde el gas empuja al líquido desde atrás o encima de él, provocando en algunos casos crestas en la superficie del líquido, puede darse el caso en el cual el líquido y el gas se mueven en forma paralela, a la misma velocidad y sin perturbación relevante sobre la superficie de la interfase gas-líquido. La energía se libera tanto en el flujo vertical como en el horizontal cuando el fluido se desplaza desde el yacimiento hacia la superficie. Mientras el fluido permanezca

¹ Genić S., Arandjelović I., Kolendić P., Jarić M., Budimir N. y Genić V.: A Review of Explicit Approximations of Colebrook's Equation, pp. 1 y 2, 2011.

en el yacimiento poseerá dicha energía. Por lo tanto, se requiere un buen diseño de los equipos del pozo, línea de flujo, estranguladores, separadores y de otras conexiones para utilizarla al máximo. El diseño óptimo, debe tomar en cuenta las diferentes variables que afecten el proceso en el pozo para un estudio detallado del comportamiento del flujo multifásico en cada uno de estos componentes.

El flujo multifásico se desplaza a través de la tubería vertical y horizontal, el cual comprende el estrangulador, la línea de flujo, hasta llegar al separador y los tanques de almacenamiento. El flujo multifásico de gas y líquido, ocurre frecuentemente durante la fase de extracción de petróleo, en el área química y en industrias que guarden relación con dichos parámetros.

Durante el trayecto del flujo vertical y horizontal, la producción del pozo puede ser afectada por la existencia de válvulas, reducción de tuberías y los necesarios estranguladores de flujo.

Los estranguladores de flujo están generalmente colocados en el cabezal o en algunos casos en el fondo del pozo o a nivel del múltiple de producción, todos principalmente con el objeto de controlar el caudal, imponiendo una contra-presión a la formación.

Además, el flujo de fluidos en una tubería involucra elementos que favorecen o impiden su movimiento, entre los cuales se puede mencionar la fricción, factor que se produce por el contacto del fluido con las paredes de la tubería. Para determinar el régimen de flujo que se tiene, (laminar o turbulento) se debe analizar la mayor o menor velocidad con que fluyen los fluidos a través de las tuberías, el factor de entrapamiento es el porcentaje de líquido que se encuentra en un momento cualquiera en un intervalo de tubería. Otros parámetros, son la relación gas-líquido y el porcentaje de agua y sedimentos, el diámetro de la tubería, la viscosidad del petróleo, reuniéndose una cantidad de variables que regulan las ecuaciones de balance de energía y presión.

2.6.2.1 Definiciones básicas de flujo multifásico

2.6.2.1.1 Colgamiento

Relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo y el volumen de la sección aludida. El remanente del segmento de tubería es ocupado por gas, el cual es referido como un colgamiento de gas.

$$H_L = \frac{V_L}{V_P} \quad (2.32)$$

$$H_L + H_G = 1 \quad (2.33)$$

Donde:

V_L = volumen de líquido, pie³.

V_P = volumen de la sección, pie³.

2.6.2.1.2 Colgamiento sin deslizamiento

Es el hold up del líquido, en el caso que tanto el gas como el líquido viajen a iguales velocidades. Se puede calcular directamente conociendo las tasas de flujo de cada fase, o a través de las velocidades superficiales.

$$\lambda_L = \frac{Q_L}{Q_L + Q_G} = \frac{V_{SL}}{V_m} \quad (2.34)$$

$$\lambda_G = \frac{Q_G}{Q_L + Q_G} = 1 - \lambda_L \quad (2.35)$$

Donde:

V_{SL} = velocidad superficial del líquido, pie/s.

V_m = velocidad media, pie/s.

2.6.2.1.3 Velocidad superficial

Se define como la velocidad a la cual se supone fluye una fase a través de toda la sección transversal de la tubería.

$$V_{SG} = \frac{Q_G}{A} \quad (2.36)$$

$$V_{SL} = \frac{Q_L}{A} \quad (2.37)$$

Donde:

A = área transversal de la tubería, pie².

V_{SG} = velocidad superficial del gas, pie/s.

2.6.2.1.4 Velocidad real

Es la relación entre la velocidad superficial de la fase para el área real transversal ocupada por el fluido.

$$V_G = \frac{V_{SG}}{1 - H_L} \quad (2.38)$$

$$V_L = \frac{V_{SL}}{1 - H_L} \quad (2.39)$$

Donde:

V_L = velocidad real del líquido, pie/s.

V_G = velocidad real del gas, pie/s.

2.6.2.1.5 Velocidad bifásica

Corresponde a la velocidad de la mezcla considerando la fase líquida y gaseosa.

$$V_m = V_{SL} + V_{SG} \quad (2.40)$$

2.6.2.1.6 Densidad del líquido sin deslizamiento

Se calcula a partir de la densidad del agua y petróleo, considerando que no hay resbalamiento entre las fases.

$$\rho_L = \rho_o \lambda_o + \rho_w \lambda_w \quad (2.41)$$

2.6.2.1.7 Densidad bifásica

Es la densidad de la mezcla calculada a partir de la densidad del líquido y la densidad del gas considerando deslizamiento entre fases.

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad (2.42)$$

2.6.2.1.8 Viscosidad del líquido

Se determina a partir de las viscosidades del petróleo y agua sin considerar deslizamiento entre bases.

$$\mu_L = \mu_o \lambda_o + \mu_w \lambda_w \quad (2.43)$$

2.6.2.1.9 Viscosidad bifásica

Se calcula usando la fracción de agua y petróleo como factor de peso.

Con resbalamiento $\mu_s = (\mu_L)^{H_L} (\mu_g)^{H_G} \quad (2.44)$

Sin resbalamiento $\mu_n = \mu_L \lambda_L + \mu_G \lambda_G \quad (2.45)$

2.6.2.2 Patrones de flujo

Los patrones de flujo existen cuando se tiene flujo simultáneo de las fases de gas y de líquido, distribuidas en la tubería en diferentes configuraciones relacionadas con la distribución espacial. Su existencia depende de:

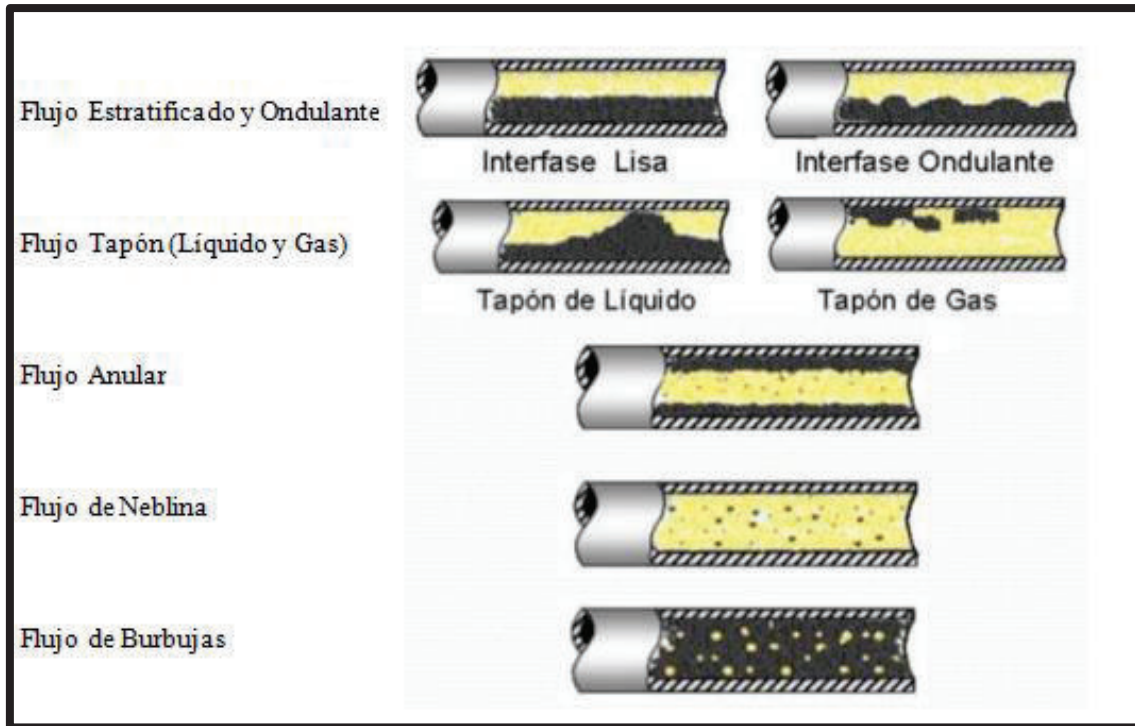
- ❖ Caudales de gas y líquido.
- ❖ Variables geométricas, diámetros de tubería y ángulo de inclinación.
- ❖ Propiedades físicas de las fases en densidad, viscosidad y tensiones superficiales.

Diferentes regímenes tendrán diferentes ecuaciones para el cálculo del gradiente de presión. La solución de estas ecuaciones es muy compleja debido al gran número de variables relacionadas con ambas fases, por ello el primer objetivo es determinar el patrón de flujo existente bajo las condiciones dadas; es importante tener claro el régimen de flujo a definir, pues eso implica el diseño del pozo y las líneas de flujo, además del levantamiento artificial y consideraciones operacionales.

Parámetros o regímenes de flujo en tuberías verticales, horizontales e inclinadas. Los patrones de flujo son las distintas configuraciones que forman dos o más fases al fluir juntas por un conducto. Éstos han sido estudiados tanto teórica como experimentalmente con el objetivo de explicar sus ventajas y desventajas en el transporte de crudos.

2.6.2.2.1 Patrones de flujo multifásico en tubería horizontal

GRÁFICO 2.20 PATRONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍA HORIZONTAL



Fuente: Flujo Natural-Producción II, 2012

Elaborado por: Gabriel Socorro

Flujo Estratificado: Las burbujas de gas se unen formando una fase gaseosa que se mueve en la parte superior de la tubería, quedando líquido en la parte inferior con una interfase continua y lisa.

Flujo Ondulante: Semejante al anterior pero se rompe la continuidad de la interfase por ondulaciones en la superficie del líquido originadas por el incremento de la velocidad del gas.

Flujo Tapón de líquido: Las crestas de las ondulaciones pueden llegar hasta la parte superior de la tubería, tapándola y ocasionando gran turbulencia en el flujo.

Flujo Tapón de gas: Las burbujas aumentan de tamaño hasta llenar la parte superior de la tubería.

Flujo Anular: Una película del líquido cubre las paredes de la tubería, y el gas fluye por el interior, llevando partículas de líquido en suspensión.

Flujo de Burbuja: Las burbujas de gas se mueven a lo largo de la parte superior de la tubería, la fase continua es el líquido que transporta las burbujas de gas.

Flujo de Neblina: El líquido está completamente disperso en el gas, la fase continua es el que lleva en suspensión las gotas del líquido.

2.6.2.3 Correlaciones de flujo multifásico horizontal

Las correlaciones más usadas para calcular las pérdidas de presión por fricción son de: Dukler, Eaton y Beggs y Brill. La correlación con menor porcentaje de error es la de Beggs y Brill, por lo que es la correlación que se va a utilizar para realizar los cálculos.

2.6.2.3.1 Beggs y Brill

Corrieron pruebas de laboratorio usando mezcla de aire y agua fluyendo en tuberías acrílicas de 90 pies de longitud y de 1 a 1.5 pulgadas de diámetro interior. Para un total de 27 pruebas en flujo vertical, se obtuvo un error porcentual promedio de 1.43 % y una desviación standard de 6.45 %, desarrollando un esquema similar al de flujo multifásico horizontal.

Los autores establecieron ecuaciones según los regímenes de flujo segregado, intermitente y distribuido para el cálculo del hold up líquido y definieron el factor de fricción bifásico independientemente de los regímenes de flujo.

Procedimiento de cálculo:

1) Conocida P_1 , asumir la caída de presión ΔP .

2) Calcular presión promedio:

$$\bar{P} = P_1 + \frac{\Delta P}{2} \quad \text{si } P_1 \text{ es la presión corriente abajo.} \quad (2.46)$$

$$\bar{P} = P_1 - \frac{\Delta P}{2} \quad \text{si } P_1 \text{ es la presión corriente arriba.} \quad (2.47)$$

3) Del análisis PVT o correlaciones correspondientes, calcular a \bar{P} y \bar{T} :
 $R_s, B_o, B_w, \mu_o, \mu_w, \mu_g, \sigma_o, \sigma_w, Z$

4) Calcular la densidad relativa del aceite:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + {}^0API} \quad (2.48)$$

5) Calcular las densidades de gas y líquido en lb_m/pie^3 a \bar{P} y \bar{T} :

$$\rho_L = \rho_o \left(\frac{1}{1+WOR} \right) + \rho_w \left(\frac{WOR}{1+WOR} \right) \quad (2.49)$$

$$\rho_o = \frac{(350\gamma_o + 0.0764R_s\gamma_g)}{5.6146B_o} \quad (2.50)$$

$$\rho_w = \frac{350\gamma_w}{5.615B_o} \quad (2.51)$$

$$\rho_g = \frac{0.0764\gamma_g (\bar{P} + 14.7) 520}{14.7(\bar{T} + 460)Z} \quad (2.52)$$

Donde:

WOR= relación agua petróleo.

R_s= relación gas petróleo.

γ_o= gravedad específica del petróleo.

γ_g= gravedad específica del gas.

B_o= factor volumétrico del petróleo, BL/BF.

6) Calcular los gastos de gas y líquido in situ en pie^3/s (a condiciones de escurrimiento):

$$q_g = \frac{3.27 \times 10^{-7} Z q_o (R - R_s) (\bar{T} + 460)}{(\bar{P} + 14.7)} \quad (2.53)$$

$$q_L = 6.49 \times 10^{-5} (q_o B_o + q_w B_w) \quad (2.54)$$

7) Calcular las velocidades superficiales del gas, líquido y la mezcla in situ:

$$A_p = \frac{\pi}{4} d^2 \quad (2.55)$$

$$V_{sL} = \frac{144q_L}{A_p} \quad (2.56)$$

$$V_{sg} = \frac{144q_g}{A_p} \quad (2.57)$$

La velocidad de la mezcla se la calcula con la fórmula 2.30.

8) Calcular el flujo másico de gas, líquido y total:

$$G_L = \rho_L V_{sL} \quad (2.58)$$

$$G_g = \rho_g V_{sg} \quad (2.59)$$

$$G_T = G_L + G_g \quad (2.60)$$

9) Calcular el colgamiento de líquido sin resbalamiento con la fórmula 2.38.

10) Calcular el número de Froude (N_{FR}), la viscosidad del líquido y de la mezcla, y la tensión superficial del líquido:

$$N_{FR} = \frac{V_m^2}{g d / 12} \quad (2.61)$$

$$\mu_L = \mu_o \left(\frac{1}{1+WOR} \right) + \mu_w \left(\frac{WOR}{1+WOR} \right) \quad (2.62)$$

$$\sigma_L = \sigma_o \left(\frac{1}{1+WOR} \right) + \sigma_w \left(\frac{WOR}{1+WOR} \right) \quad (2.63)$$

La viscosidad de la mezcla se calcula con la fórmula 2.44.

11) Calcular el Número de Reynolds sin resbalamiento y el número de velocidad del líquido:

$$N_{Re} = \frac{G_T d / 12}{6.72 \times 10^{-4} \mu_m} \quad (2.64)$$

El número de velocidad del líquido se calcula con la fórmula 2.52.

12) Para determinar el patrón de flujo, calcular los parámetros correlacionados, L_1 , L_2 , L_3 , y L_4 :

$$L_1 = 316 \lambda_L^{0.302} \quad (2.65)$$

$$L_2 = 0.009252 \lambda_L^{-2.4684} \quad (2.66)$$

$$L_3 = 0.1 \lambda_L^{-1.4516} \quad (2.67)$$

$$L_4 = 0.5 \lambda_L^{-6.738} \quad (2.68)$$

13) Determinar el patrón de flujo:

Según las condiciones determinadas con los anteriores pasos, se procede a observar el tipo de patrón de flujo, según los límites que se muestran en la tabla 2.4:

TABLA 2.4
PATRONES DE FLUJO SEGÚN BEGGS Y BRILL

| Patrón de Flujo | Limites |
|-----------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Segregado | $\lambda < 0.01$ y $N_{FR} < L_1$ o $\lambda \geq 0.01$ y $N_{FR} < L_2$ |
| Intermitente | $0.01 \leq \lambda < 0.4$ y $L_3 < N_{FR} \leq L_1$ o $\lambda \geq 0.4$ y $L_3 < N_{FR} < L_4$ |
| Distribuido | $\lambda < 0.4$ y $N_{FR} \geq L_1$ o $\lambda \geq 0.4$ y $N_{FR} > L_4$ |
| Transición | $\lambda \geq 0.01$ y $L_2 \leq N_{FR} \leq L_3$ |

FUENTE: The technology of Artificial Lift Methods, Vol 1, 1977
Elaborado por: Kermit Brown & Dale Beggs

14) Calcular el hold up del líquido, en función del tipo de patrón de flujo:

$$H_{L(0)} = \frac{a\lambda_L^b}{N_{FR}^c} \quad (2.69)$$

Las constantes para la ecuación anterior se presentan en la tabla 2.5:

TABLA 2.5
CONSTANTES PARA DETERMINAR $H_L(0)$

| Patrón de flujo | a | b | c |
|-----------------|-------|--------|--------|
| Segregado | 0.98 | 0.4846 | 0.0868 |
| Intermitente | 0.845 | 0.5351 | 0.0173 |
| Distribuido | 1.065 | 0.5824 | 0.0609 |

FUENTE: The technology of Artificial Lift Methods, Vol 1, 1977
Elaborado por: Kermit Brown & Dale Beggs

Si el patrón de flujo es transición, es necesario interpolar entre los valores de flujo segregado e intermitente:

$$H_{L(0)TRANSICIÓN} = AH_{L(0)SEG} + BH_{L(0)INT} \quad (2.70)$$

$$A = \frac{L_3 - N_{FR}}{L_3 - L_2} \quad (2.71)$$

$$B = 1 - A \quad (2.72)$$

15) Calcular la densidad de la mezcla:

$$\rho_m = \rho_L(H_L) + \rho_g(1 - H_L) \quad (2.73)$$

16) Calcular la relación del Factor de Fricción de las dos fases (f_T) con respecto al Factor de Fricción sin resbalamiento (f_{ns}):

$$\frac{f_T}{f_{ns}} = e^S \quad (2.74)$$

$$S = \frac{\ln Y}{-0.0523 + 3.182 \ln Y - 0.8725 (\ln Y)^2 + 0.01853 (\ln Y)^4} \quad (2.75)$$

$$Y = \frac{\lambda}{[H_{L(0)}]^2} \quad (2.76)$$

17) El valor de "S" se indetermina en un punto del intervalo $1 < Y < 1.2$; para "Y" en éste intervalo, la función S se calcula con:

$$S = \ln(2.2Y - 1.2) \quad (2.77)$$

18) Calcular el Factor de Fricción sin considerar el resbalamiento:

$$f_{ns} = \left[2 \log \left(\frac{N_{Re}}{4.5223 \log(N_{Re}) - 3.8215} \right) \right]^{-2} \quad (2.78)$$

$$f_{ns} = 0.0056 + \frac{0.5}{(N_{Re})^{0.32}} \quad (2.79)$$

19) Calcular el Factor de Fricción de las dos fases:

$$f_T = f_{ns} \frac{f_T}{f_{ns}} \quad (2.80)$$

20) Calcular:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\left(\frac{f_T G_m V_m}{2g_c d^{12}} \right)}{1 - \frac{\rho_m V_m V_{sg}}{144 g_c (\bar{P} + 14.7)}} \quad (2.81)$$

Si la caída de presión estimada en el primer paso y la calculada en el paso anterior no son iguales, entonces se usa el valor calculado en el paso anterior como valor asumido para el primer paso y se repite todo el proceso. El proceso se repite hasta conseguir que el valor asumido sea igual al calculado. La presión en $L \pm \Delta L$ es $P_1 \pm \Delta P$.

Si se va a utilizar en una tubería inclinada la fórmula para calcular la caída de presión es:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\frac{g}{g_c} \rho_m \text{sen} \theta + \left(\frac{12 f_T G_m V_m}{2 g_c d} \right)}{(144) \left(1 - \frac{\rho_m V_m V_{sg}}{144 g_c P} \right)} \quad (2.82)$$

2.7 DESCRIPCIÓN DE LOS PROGRAMAS

2.7.1 PIPESIM

El programa de análisis del sistema de producción Pipesim constituye una forma minuciosa, rápida y eficiente de ayudar a incrementar la producción y conocer el potencial del yacimiento de interés.

Pipesim no sólo modela el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, sino que también tiene en cuenta el desempeño de la línea de flujo y de las instalaciones de superficie para proveer un análisis integral del sistema de producción.

Pipesim ha sido diseñado para que pueda ser utilizado en un amplio rango de sistemas, ya sean actuales o un poco más antiguos.

El simulador tiene las siguientes características:

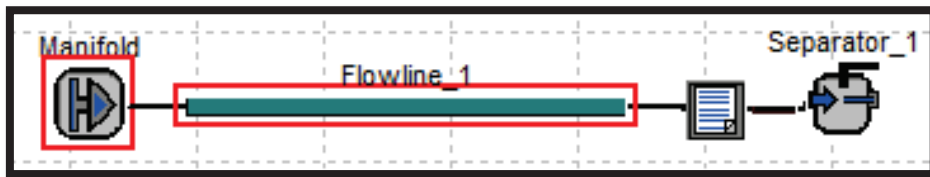
- Permite el estudio tanto de unidades segmentadas estáticas como de unidades segmentadas dinámicas, lo cual lo hace ser un simulador más completo y versátil.

- La entrada de datos al simulador puede hacerse de múltiples maneras, ya sea mediante la introducción manual de tablas de reserva (estáticas o dinámicas), o cargando la información desde ficheros, o mediante la inserción de un vector de colisión inicial, o incluso mediante la síntesis de una tabla de reserva a partir de un ciclo determinado del diagrama de estados que representa la ocupación de la unidad segmentada.
- El simulador permite una configuración multi-idioma completa en español y en inglés, posibilitando el cambio de idioma en cualquier momento que se esté ejecutando el programa.

Básicamente se debe realizar los siguientes pasos para el uso del programa:

- Construir el modelo físico tal como se muestra en el gráfico 2.21, en donde se puede observar al distribuidor conectado al separador con una línea de flujo, además de un reporte al inicio del separador:

GRÁFICO 2.21 MODELO FÍSICO DE TRAMO DE FACILIDAD (PIPESIM)



Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

- Después de construir el modelo se procede a ingresar los datos en los componentes que conforman el tramo de la facilidad, así como muestra el gráfico 2.22, en donde se puede ingresar los valores de las condiciones de temperatura y presión que se encuentran en el distribuidor.

GRÁFICO 2.22 INGRESO DE DATOS EN MANIFOLD

Source - Manifold

Properties | General

Temperature: 120.5 F

Pressure: 120 psia

Aceptar Cancelar Ayuda

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

- De la misma manera para la línea de flujo, y si se dispone de la eficiencia del separador, también se lo debe realizar, como muestra el gráfico 2.23, donde se pueden ingresar los valores de los parámetros de la línea de flujo tales como: ondulaciones, distancia horizontal, elevación, diámetro interno, espesor, rugosidad y temperatura ambiente.

GRÁFICO 2.23 INGRESO DE DATOS EN LÍNEA DE FLUJO

Flowline - Flowline_1

Properties | Heat Transfer | General

Preferred Pipe Description: Simple View Schematic

Rate of Undulations: 0 / 1000

Horizontal Distance: 200 ft

Elevation Difference: 0 ft

Inner Diameter: 6 inches

Wall Thickness: 0.5 inches

Roughness: 0.001 inches

Ambient Temperature: 60 F

NOTE: Set a negative elevation difference to model a pipe going DOWN with the flow direction

Aceptar Cancelar Ayuda

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

- Escribir las propiedades del fluido en el módulo que muestra el gráfico 2.24, tales como: corte de agua, relación gas petróleo, gravedad específica del gas y agua y °API del petróleo.

GRÁFICO 2.24 CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN

DEFAULT - Black Oil Properties

Black Oil Properties | Viscosity Data | Advanced Calibration Data | Contaminants | Thermal Data

Import...
Export

Fluid Name: [Fluido] Optional Comment: []

Stock Tank Properties

WCut: [60] [%]
GOR: [240] [scf/STB]
Gas S.G.: [0.652]
Water S.G.: [1.02]
API: [26.4]

Calibration Data at Bubble Point
(Optional but Recommended)

Pressure: [] [psia]
Temperature: [] [F]
Sat. Gas: [] [scf/STB]

Solution Gas Correlation

Rs and Pb: [Lasater]

Aceptar Cancelar Ayuda

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

- Posteriormente se tiene que seleccionar las correlaciones que se usan en los cálculos, así como lo muestra el gráfico 2.25, en donde se debe seleccionar el tipo de flujo que se tiene y posteriormente la correlación a usarse:

GRÁFICO 2.25 SELECCIÓN DE CORRELACIÓN E INGRESO DE CAUDAL DE FLUIDO

Flow Correlation Comparison

Calculated Variable

Inlet Pressure

Outlet Pressure

Liquid Rate

User variable

Default Profile Plot

Elevation vs Pressure

Elevation vs Temperature

Pressure vs Total Distance

Temperature vs Total Distance

Measured Data...

Flow Correlation Type

Horizontal

Vertical

| | Include | Horizontal Flow Correlations | Source |
|----|-------------------------------------|------------------------------------------|--------|
| 1 | <input checked="" type="checkbox"/> | Beggs & Brill Original | bja |
| 2 | <input type="checkbox"/> | Beggs & Brill, Taitel Dukler map | bja |
| 3 | <input type="checkbox"/> | Beggs & Brill Revised | bja |
| 4 | <input type="checkbox"/> | Beggs & Brill Revised, Taitel Dukler map | bja |
| 5 | <input type="checkbox"/> | Baker Jardine Revised | bja |
| 6 | <input type="checkbox"/> | Dukler, AGA & Flanagan | bja |
| 7 | <input type="checkbox"/> | Dukler, AGA & Flanagan (Eaton Holdup) | bja |
| 8 | <input type="checkbox"/> | Lockhart & Martinelli | bja |
| 9 | <input type="checkbox"/> | Lockhart & Martinelli, Taitel Dukler map | bja |
| 10 | <input type="checkbox"/> | Mukherjee & Brill | bja |

Run Model

Profile Plot...

Summary File...

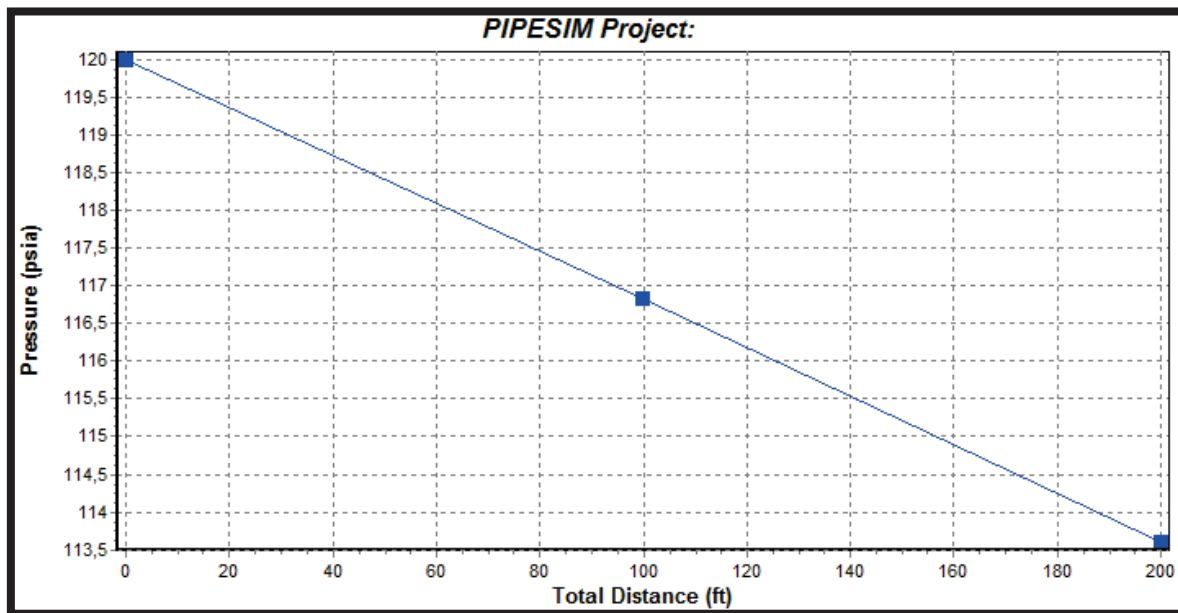
Output File...

OK Cancel Help

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

- Finalmente se debe correr el modelo tal como muestra el gráfico 2.26, donde se puede observar la caída de presión que se tiene respecto a la distancia, así mismo se puede realizar un análisis de sensibilidad, donde se obtendrán más resultados cuando se cambia cierto parámetro.

GRÁFICO 2.26 RESULTADO DE SIMULACIÓN (PIPESIM)



Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

2.7.2 PIPER

Piper es un programa de IHS que permite integrar todos los procesos desde el depósito hasta el punto de entrega.

Es una herramienta fácil de usar que resuelve los diseños de sistemas de recolección complicada y escenarios operativos. Los usuarios pueden crear fácilmente un modelo utilizando técnicas de arrastrar y soltar en la pantalla, hacer referencia a su sistema a la ubicación correcta de SIG, y la base de shapefiles y las imágenes para ver la topografía y la cultura de la zona. IHS Piper se puede utilizar para identificar los cuellos de botella del sistema y modelar el impacto de nuevos pozos, cambios de compresores, los bucles de línea, las interconexiones del sistema, ya sea para una sola fase o flujo de dos fases.

Las operaciones que se pueden realizar con Piper son:

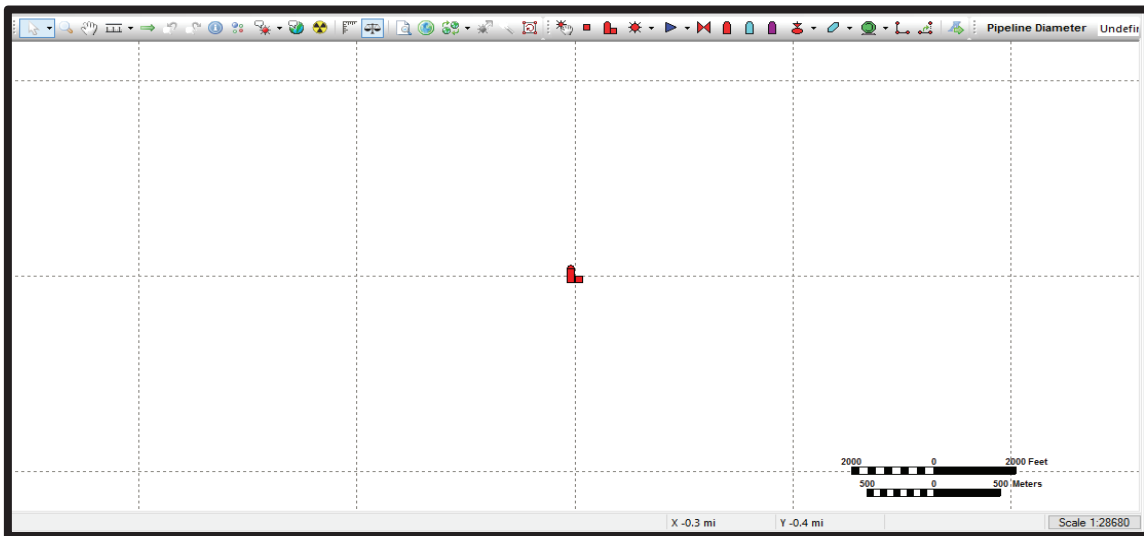
- Optimizar la producción por los cuellos de botella que identifican, inconsistencias de datos, carga líquida y elevar potencial.
- Ejecutar múltiples escenarios para determinar los efectos de la perforación de relleno, la compresión y la capacidad de los gasoductos en las previsiones económicas.
- Construir modelos activos integrados para la gestión óptima y pronósticos precisos.

- Pronóstico producción de gas y líquidos de gas de boca de pozo o frente a la formación.
- Modelo y administrar los costos operativos y de capital.
- Evaluar el impacto de los cambios en el sistema de reunión de capacidad de entrega.
- Evaluar y valor del sistema pozo individual/completa.

Para realizar un ejemplo básico se siguen los siguientes pasos para el uso del programa:

- Se selecciona la opción de modo cartesiano para poder dibujar la facilidad que se desee y aparece una interfase como el gráfico 2.27.

GRÁFICO 2.27 INTERFASE PRINCIPAL DE PIPER



Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

- De acuerdo al tipo de facilidad que se quiera simular se seleccionan los componentes unidos con “Links” como se muestra en el gráfico 2.28.

GRÁFICO 2.28 MODELO FÍSICO DE TRAMO DE FACILIDAD (PIPER)



Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

- Para el ingreso de datos, se da un clic derecho en el equipo y seguido un clic izquierdo en editar.
- A continuación va a aparecer un cuadro en el que se entra a “Well Deliverability” (productividad del pozo) para ingresar los datos de caudales de gas, petróleo y agua como indica el gráfico 2.29.

GRÁFICO 2.29 PRODUCTIVIDAD DEL POZO

| | Well Name | Reservoir Attached | Fixed Gas Rate MMscfd | Fixed Oil Rate stb/d | Fixed Water Rate stb/d |
|----|-------------------|--------------------|--------------------------|-------------------------|---------------------------|
| 1 | Fixed Rate Well 1 | | 1.000 | 500.00 | 700.00 |
| 2 | | | | | |
| 3 | | | | | |
| 4 | | | | | |
| 5 | | | | | |
| 6 | | | | | |
| 7 | | | | | |
| 8 | | | | | |
| 9 | | | | | |
| 10 | | | | | |
| 11 | | | | | |
| 12 | | | | | |
| 13 | | | | | |
| 14 | | | | | |
| 15 | | | | | |
| 16 | | | | | |
| 17 | | | | | |
| 18 | | | | | |
| 19 | | | | | |
| 20 | | | | | |
| 21 | | | | | |
| 22 | | | | | |
| 23 | | | | | |
| 24 | | | | | |
| 25 | | | | | |

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

- Para ingresar los datos de las propiedades del fluido se ingresa en “Well Fluid Properties” (propiedades de fluido del pozo) como indica el gráfico 2.30, en donde se tiene que ingresar las propiedades del fluido tales como: gravedad específica del gas, °API del petróleo y gravedad específica del agua.

GRÁFICO 2.30 PROPIEDADES DE FLUIDO DEL POZO

The screenshot shows the 'Well Editor' window. On the left is a 'Date Tree' with dates from Feb 01, 2016 to Nov 01, 2018. Below it is a 'Wells' list with 'Fixed Rate Well 1' selected. The main area contains several property input sections:

- Measured Properties:** G = 0.652
- Gas Composition:** CO₂, H₂S, N₂ (each with a % input field)
- Oil Properties:** γ_o = 26.4 °API
- Water Properties:** γ_w = 1.020, Salinity = 0 ppm
- Reservoir Properties:** G = 0.650 (with a 'Use Reservoir Properties' checkbox)
- Gas Properties:** CO₂, H₂S, N₂ (each with a % input field)

Buttons for 'OK' and 'Cancel' are visible in the top right corner.

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

- Una vez ingresadas las características del fluido, se da clic derecho en la tubería y se pone en editar como se muestra en el gráfico 2.31 y se ingresa los datos de la tubería, tales como: diámetro interno, distancia de la tubería, elevación y rugosidad.

GRÁFICO 2.31 DATOS DE TUBERÍA

The screenshot shows the 'Gathering System' window with a table of pipe data. The table has the following columns: Source Node, Destination Node, ID, Pipe Length (in ft), Map Distance (in ft), Bearing (in degrees), Elev Change (in ft), and Roughness (in in). The first row is highlighted in blue.

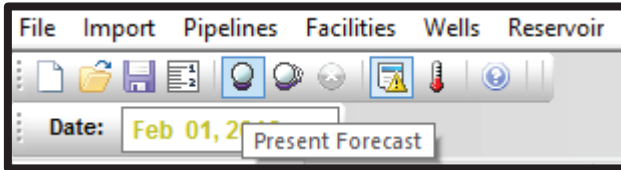
| | Source Node | Destination Node | ID | Pipe Length in ft | Map Distance in ft | Bearing ° | Elev Change in ft | Roughness in in |
|----|--------------|------------------|-------|----------------------|-----------------------|--------------|----------------------|--------------------|
| 1 | Node 2 16-02 | Node 1 16-02 | 6.000 | 200 | 200 | 90 | | 0.001000 |
| 2 | | | | | | | | |
| 3 | | | | | | | | |
| 4 | | | | | | | | |
| 5 | | | | | | | | |
| 6 | | | | | | | | |
| 7 | | | | | | | | |
| 8 | | | | | | | | |
| 9 | | | | | | | | |
| 10 | | | | | | | | |
| 11 | | | | | | | | |
| 12 | | | | | | | | |
| 13 | | | | | | | | |
| 14 | | | | | | | | |
| 15 | | | | | | | | |
| 16 | | | | | | | | |
| 17 | | | | | | | | |
| 18 | | | | | | | | |
| 19 | | | | | | | | |
| 20 | | | | | | | | |
| 21 | | | | | | | | |
| 22 | | | | | | | | |
| 23 | | | | | | | | |
| 24 | | | | | | | | |
| 25 | | | | | | | | |

Buttons for 'OK' and 'Cancel' are visible in the top right corner.

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

- Finalmente se da clic en “Present Forecast” (pronóstico presente) en el ícono que se indica en el gráfico 2.32.

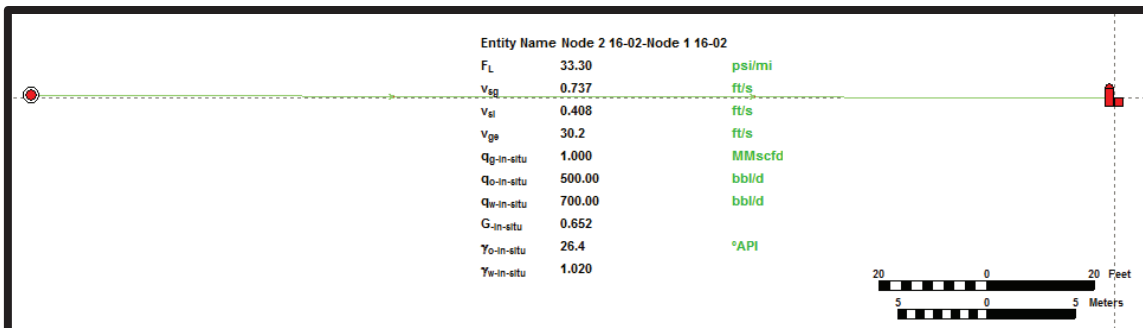
GRÁFICO 2.32 ÍCONO “PRESENT FORECAST”



Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

- Al momento de aplastar el ícono, automáticamente aparecen los resultados que se necesitan y aparecen en la facilidad propuesta como indica el gráfico 2.33, en el que se muestran los resultados de: pérdida por fricción, velocidad superficial del gas y del líquido, caudales de agua gas y petróleo, grado API del petróleo y gravedad específica del agua.

GRÁFICO 2.33 RESULTADOS DE SIMULACIÓN (PIPER)



Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

CAPÍTULO 3

ALTERNATIVAS Y SIMULACIÓN DE LOS PROCESOS DE ALMACENAMIENTO Y MEDICIÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN EN UNA EPF

3.1 INTRODUCCIÓN

En un campo petrolero ecuatoriano que viene produciendo alrededor de 30 años, se han analizado las actuales facilidades tempranas con cada uno de sus componentes, pues la producción ha venido decayendo a pesar de la ingeniería de producción aplicada con diferentes métodos de levantamiento artificial.

En el presente capítulo se plantean, diseñan y analizan las alternativas para poder optimizar y mejorar la funcionalidad del proceso de almacenamiento y medición de fluidos de producción en una EPF.

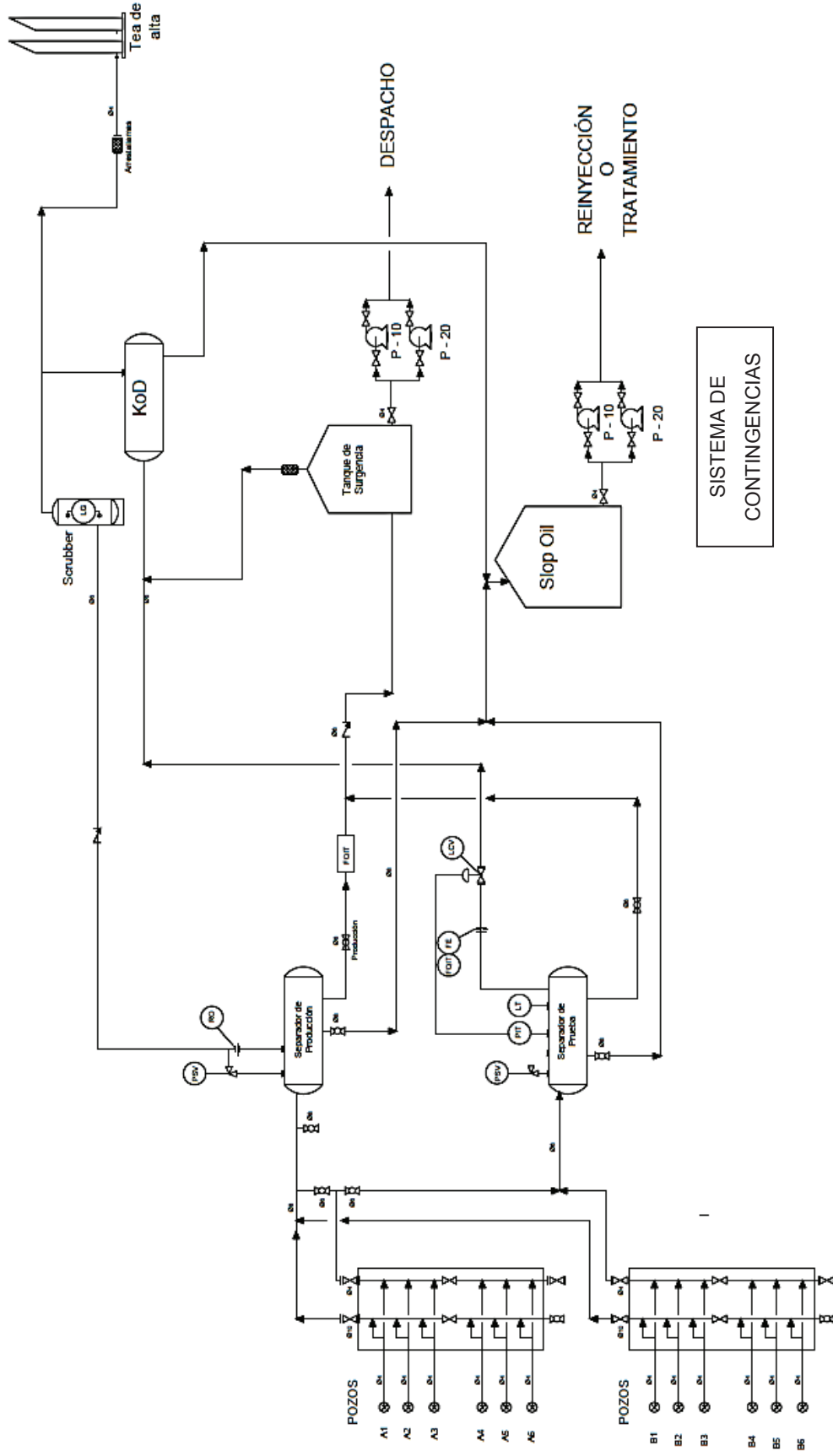
Para los escenarios que son analizados, se toman en cuenta los factores que disminuyen la eficiencia de la funcionalidad de la EPF, y se plantea la solución para cada caso. Posteriormente tanto la EPF base, así como las oportunidades de mejora son simuladas con ayuda de los programas Pipesim, Piper y Microsoft Excel.

Los problemas para la funcionalidad de la EPF, que se prevén van a ocurrir en la operación básicamente son los siguientes: presencia de condensado en ciertos componentes de la EPF, aumento de producción y falta de control de niveles automáticos.

Estos problemas son solucionados en las diferentes oportunidades de mejora que son planteadas y estudiadas.

El gráfico 3.1 muestra las facilidades de producción que están operando actualmente, las cuales son definidas como el escenario actual.

GRÁFICO 3.1 ESCENARIO ACTUAL



Fuente: Ing. Luis Álvarez, P&ID Tivacuno, 2015
 Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

3.2 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PRODUCCIÓN

Para el campo donde se realiza el estudio para la optimización del proceso de almacenamiento y medición de los fluidos de la EPF, el análisis se efectúa con 8 pozos (A1, A2, A3, A4, A6, B1, B2 y B4) debido a que 4 pozos (A5, B3, B5 y B6) ya no están produciendo, cuyas propiedades de los fluidos se encuentran resumidas en la tabla 3.1.

**TABLA 3.1
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO**

| Propiedad | Valor |
|-----------------------------------------|-------|
| G.E. del gas | 0,652 |
| °API | 26,4 |
| Tensión superficial del petróleo (D/cm) | 30,2 |
| Viscosidad del petróleo (cp) | 3,07 |
| Viscosidad del gas (cp) | 0,02 |
| Rs (bl/pc) | 14,4 |
| Factor volumétrico del petróleo (bl/BF) | 1,065 |
| z | 0,94 |
| G.E. del agua | 1,02 |
| WOR (bl/BF) | 1,5 |
| Viscosidad del agua (cp) | 0,89 |
| Tensión superficial del agua (D/cm) | 70,2 |
| Factor volumétrico del agua (bl/BF) | 1,03 |

Fuente: Ing. Luis Álvarez, Datos de fluidos de producción Tivacuno, 2015
Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

En la tabla 3.2 se presentan los datos de los ocho pozos a ser analizados, se muestran caudales y su relación gas-petróleo. El BS&W promedio de los 8 pozos es del 60%.

TABLA 3.2
PRODUCCIONES ACTUALES DE LOS POZOS

| Pozo | Presión cabezal (psi) | Caudal de fluido (BFPD) | Caudal de agua (BAPD) | Caudal de petróleo (BPPD) | GOR (PCS/BF) |
|--------------|--------------------------|----------------------------|--------------------------|---------------------------------|-----------------|
| Pozo 1 | 120,1 | 1240,4 | 868,5 | 371,9 | 236,5 |
| Pozo 2 | 118,3 | 1450,2 | 867,1 | 583,1 | 215,2 |
| Pozo 3 | 117,6 | 1389,6 | 820,9 | 568,7 | 194,8 |
| Pozo 4 | 118,9 | 1485,8 | 887,9 | 597,9 | 224,5 |
| Pozo 5 | 128,5 | 1504,4 | 900,4 | 604,0 | 245,7 |
| Pozo 6 | 124,6 | 1335,7 | 894,8 | 440,9 | 225,3 |
| Pozo 7 | 122,1 | 1440,5 | 834,0 | 606,5 | 236,9 |
| Pozo 8 | 119,6 | 1350,6 | 830,6 | 520,0 | 265,4 |
| TOTAL | | 11197,2 | 6904,2 | 4293,0 | 1844,3 |

Fuente: Ing. Luis Álvarez, Datos de producción Tivacuno, 2015
Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

3.3 DIMENSIONAMIENTO Y SIMULACIÓN DEL ESCENARIO BASE

La EPF base es analizada tramo a tramo con el fin de verificar su correcto funcionamiento operacional. Para el estudio se realiza el cálculo de las pérdidas de presión en las líneas, con la finalidad de estudiar la operación de los equipos que pertenecen a la EPF, además se considera el dimensionamiento de los componentes que son parte del proceso de almacenamiento y medición de los fluidos de producción.

Para poder optimizar espacio se va a utilizar un manifold con los 8 pozos productores.

Los tramos que son analizados son los siguientes:

- Tramo principal (pozo-manifold y manifold-separadores)

Para la línea de petróleo los tramos son:

- Separador de producción-bota de gas.
- Bota de gas-tanque de almacenamiento.

Para la línea de gas:

- Separador de producción-scrubber de alta.
- Bota de gas-scrubber de baja.

Para la línea del agua:

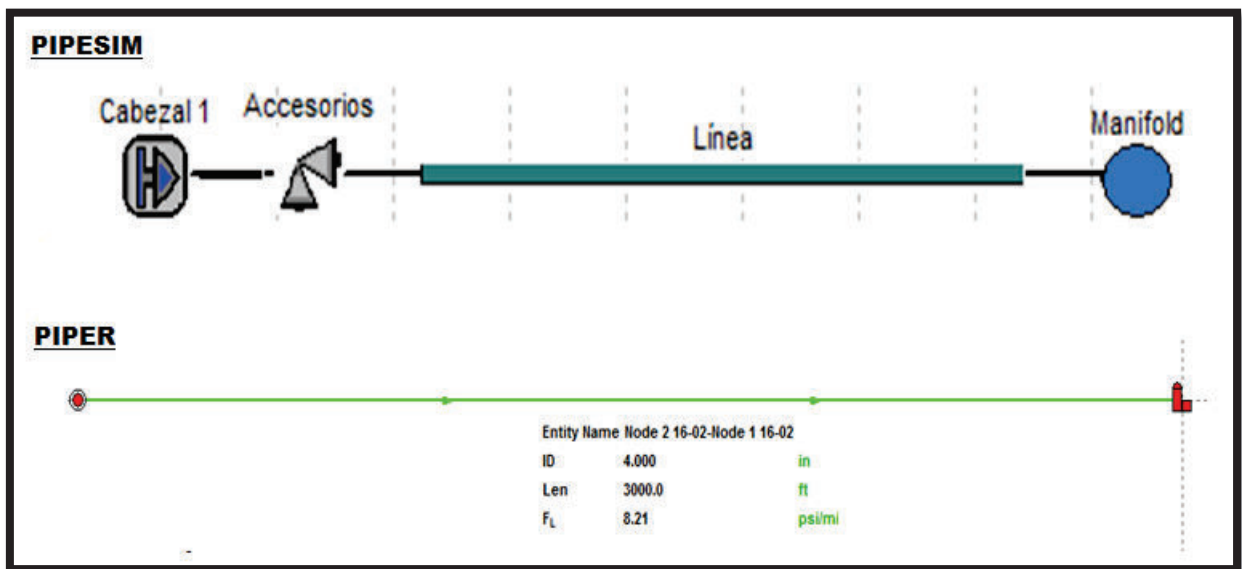
- Separador de producción-tanque de agua.

3.3.1 TRAMO PRINCIPAL Y SEPARADORES

En el primer tramo se toma en cuenta que cada uno de los ocho pozos se encuentra a una distancia de 3000 pies del manifold. El manifold permite la salida de dos líneas hacia la EPF, una que direcciona el flujo hacia el separador de producción y otra hacia un separador de prueba. Además de una línea que permita el flujo directo hacia el despacho en caso de realizar una operación de mantenimiento o instalación.

La simulación del primer tramo (pozo-manifold) de la EPF de acuerdo con el gráfico 3.2 muestra la configuración que tienen los 8 pozos a estudiarse, tomando en cuenta que el “estrangulador” ya considera las pérdidas mínimas en los accesorios.

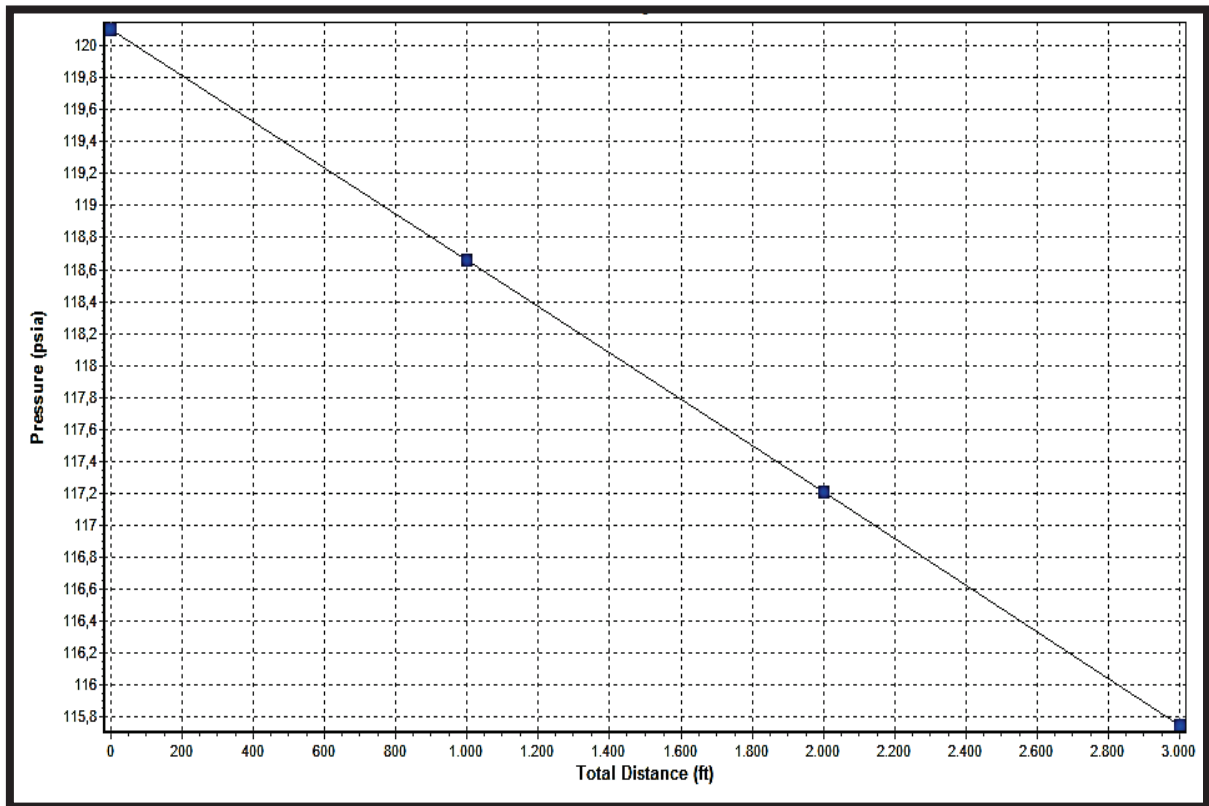
GRÁFICO 3.2 CONFIGURACIÓN POZO MANIFOLD



Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

Después de correr la simulación se puede notar la pérdida de presión que existe en este tramo, tal como muestra el gráfico 3.3.

GRÁFICO 3.3 CAÍDA DE PRESIÓN DEL POZO A MANIFOLD



Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

En el caso del programa Piper la pérdida de presión se calcula con la siguiente fórmula:

$$P = \frac{F_L * L}{5280} = \frac{8,21 * 3000}{5280} = 4,66(\text{psi}) \quad (3.1)$$

Para los demás pozos la pérdida es muy similar y se encuentra resumida en la tabla 3.3.

TABLA 3.3
CAÍDAS DE PRESIÓN DE LOS POZOS HASTA EL MANIFOLD

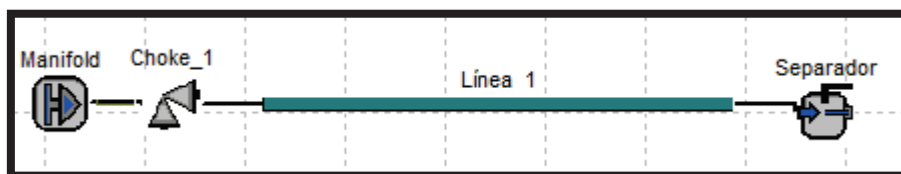
| Pozo | Caída de presión (psi) | | Presión de llegada al manifold (psi) | | |
|--------|------------------------|-------|--------------------------------------|--------|----------|
| | PIPESIM | PIPER | PIPESIM | PIPER | PROMEDIO |
| Pozo 1 | 4,39 | 4,66 | 115,71 | 115,44 | 115,58 |
| Pozo 2 | 5,56 | 7,02 | 112,74 | 111,28 | 112,01 |
| Pozo 3 | 4,83 | 6,42 | 112,77 | 111,18 | 111,98 |
| Pozo 4 | 6,01 | 7,52 | 112,89 | 111,38 | 112,14 |
| Pozo 5 | 6,10 | 7,61 | 122,40 | 120,89 | 121,65 |
| Pozo 6 | 4,73 | 5,44 | 119,87 | 117,11 | 118,49 |
| Pozo 7 | 5,72 | 7,49 | 116,38 | 114,61 | 115,50 |
| Pozo 8 | 5,46 | 6,90 | 116,64 | 112,70 | 114,68 |

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

Después del ingreso de la producción hacia el manifold existe un estrangulador que permite regular la presión de operación del separador.

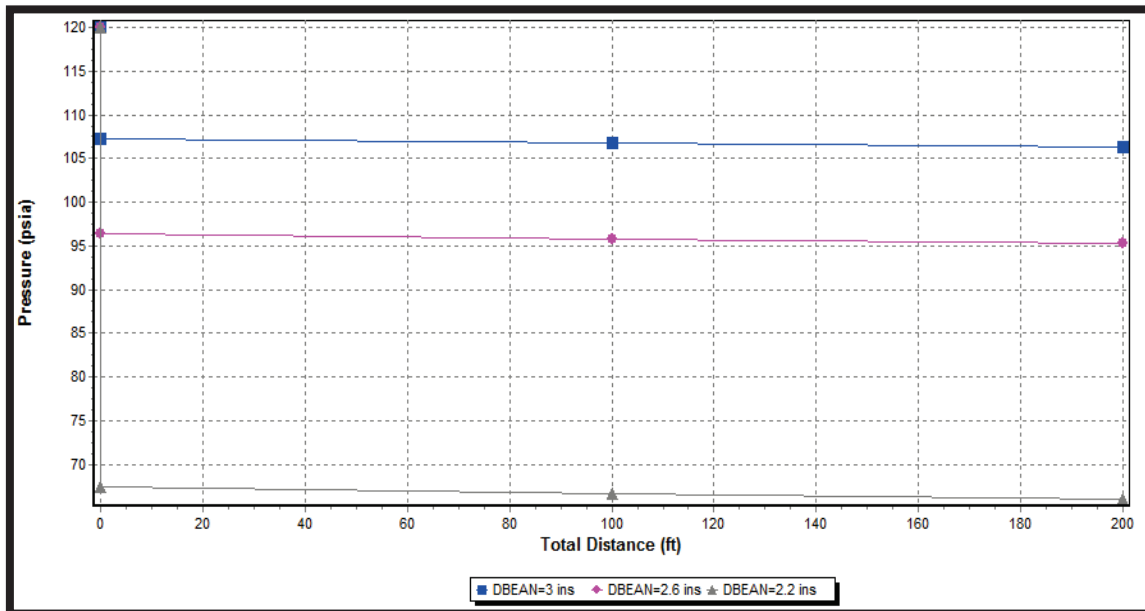
En el gráfico 3.4 se puede apreciar la configuración que se tiene en el tramo del manifold y del separador.

GRÁFICO 3.4 CONFIGURACIÓN MANIFOLD-SEPARADOR DE PRODUCCIÓN



Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

GRÁFICO 3.5 PÉRDIDAS DE PRESIÓN CON CHOKE



Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

Según el gráfico 3.5 se puede observar la manera de controlar la presión dependiendo del tamaño del estrangulador, con la finalidad de que la presión que llegue al final del tramo sea la suficiente para poder ingresar en el separador de producción. En la tabla 3.4 se muestran las presiones con las que llega hacia el separador dependiendo del diámetro del orificio del estrangulador.

TABLA 3.4
CAÍDAS DE PRESIÓN DEL MANIFOLD HASTA EL SEPARADOR

| Diámetro de estrangulador (pulg) | Presión de operación del separador (psia) |
|----------------------------------|-------------------------------------------|
| 3 | 106,30 |
| 2,6 | 95,24 |
| 2,2 | 66,01 |

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

Como se puede observar el diámetro de 2,2 pulgadas es la mejor opción debido a que este proporciona la presión más cercana a la presión de operación del separador, además de no ser tan elevada para que la placa deflectora que se encuentre en el separador sufra menor impacto.

Los equipos que continúan son los separadores de producción y de prueba. El separador de producción es horizontal trifásico, para su dimensionamiento se toma en cuenta las propiedades descritas en la tabla 3.1, se estima que van a ingresar 11200 BFPD, con flujos parciales de: 6900 BAPD, 4300 BPPD y 0,98 MMscfd. Las producciones que se están considerando son las producciones totales de los ocho pozos que están produciendo. El tiempo de retención con el que se trabaja para el separador de producción será de 8 minutos de acuerdo a estudios realizados en crudos del Oriente Ecuatoriano.

Para el separador de prueba debido a que maneja producción solo del pozo que se está analizando, el caudal para diseño es de 1500 BFPD, de donde 900 BAPD, 600 BPPD y 0,03 MMscfd. Estos valores se toman debido a que son las producciones máximas de uno de los ocho pozos. El tiempo de retención para este separador es de 10 minutos, tiempo que es necesario para obtener una mejor separación y realizar la medición de las propiedades del fluido.

La presión de diseño para los separadores es de 91 psi pues la presión de diseño debe ser de 0-25 psi mayor a la presión de operación. Se toma el valor de 25 para que se tenga un mayor rango de operatividad.

Los resultados para el dimensionamiento del separador de producción y de prueba son los que se muestran en la tabla 3.5.

**TABLA 3.5
DIMENSIONAMIENTO DE SEPARADORES DE PRODUCCIÓN Y DE PRUEBA**

| SEPARADOR DE PRODUCCIÓN | | | |
|--------------------------------|--------------------|--------------------|-------------------|
| d (pulg) | Leff (pie) | Lss (pie) | RE |
| 60 | 35,34222222 | 47,12296296 | 9,42459259 |
| 72 | 24,54320988 | 32,72427984 | 5,45404664 |
| 84 | 18,03174603 | 24,04232804 | 3,43461829 |
| 96 | 13,80555556 | 18,40740741 | 2,30092593 |
| SEPARADOR DE PRUEBA | | | |
| d (pulg) | Leff (pie) | Lss (pie) | RE |
| 36 | 16,43518519 | 21,91358025 | 7,30452675 |
| 48 | 9,244791667 | 12,32638889 | 3,08159722 |
| 60 | 5,916666667 | 7,888888889 | 1,57777778 |
| 72 | 4,108796296 | 5,478395062 | 0,91306584 |

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

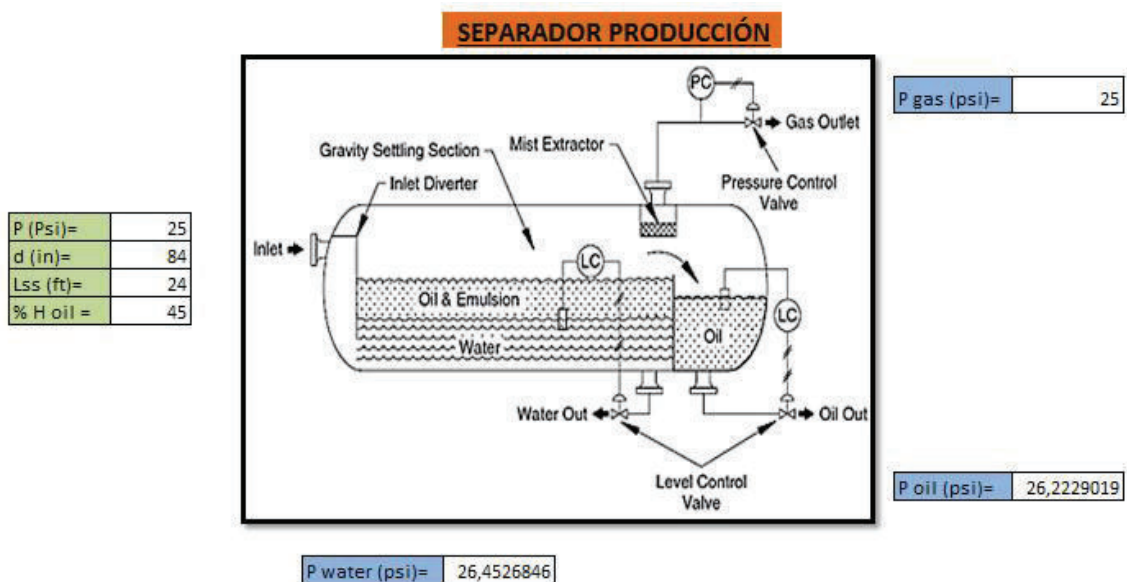
Según la tabla 3.5 se puede concluir que el separador de producción debe tener un diámetro de 84 pulgadas y una longitud de costura a costura de 24,04 pies, de acuerdo a la relación de esbeltez.

El separador de prueba debe tener un diámetro de 48 pulgadas y una longitud de costura a costura de 12,32 pies, de acuerdo a la relación de esbeltez.

Estas dimensiones cumplen con la relación de esbeltez por lo que son ideales para el funcionamiento de la EPF. La presión a la que se encuentra seteada el separador es de 25 psi.

El gráfico 3.6 muestra un breve esquema del separador de producción. Según estas condiciones se puede observar las presiones de salida del separador en cada línea, considerando la presión hidrostática que generan las columnas de los fluidos, así como la presión seteada. Estas presiones son importantes debido a que con las pérdidas de presión que genere cada línea, se puede conocer la presión de entrada del siguiente equipo.

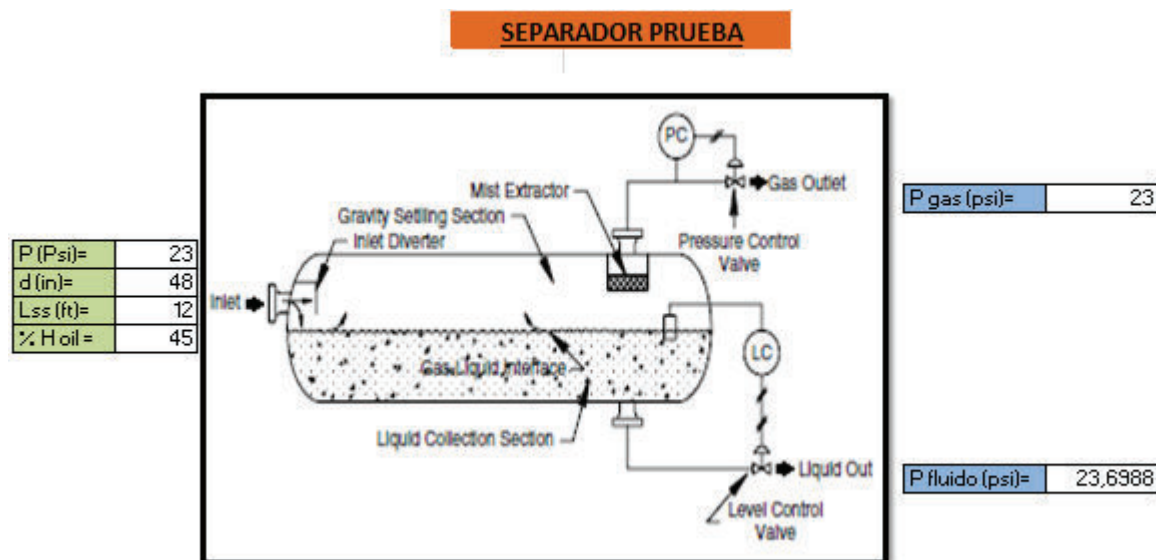
GRÁFICO 3.6 SEPARADOR DE PRODUCCIÓN



Fuente: Surface Production Operations, 2008
Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

El gráfico 3.7 muestra el esquema del separador de prueba con las salidas tanto de fluido como de gas, pues es un separador bifásico con una presión seteada de 23 psi y, como se mencionó anteriormente sirve para analizar pozos individualmente.

GRÁFICO 3.7 SEPARADOR DE PRUEBA



Fuente: Surface Production Operations, 2008
Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

3.3.2 TRATAMIENTO PARA EL PETRÓLEO

En el tratamiento del petróleo después de que ha salido del separador de producción, se encuentra la bota de gas a una distancia de 200 pies. Para su diseño el caudal que tiene que manejar es de 4300 BPPD, ya que debe manejar el caudal de petróleo de todos los pozos.

Los resultados para el dimensionamiento de éste dispositivo son los que se muestran en la tabla 3.6.

TABLA 3.6
DIMENSIONAMIENTO DE BOTA DE GAS

| BOTA DE GAS | | | |
|-------------|--------------------|-----------------------|-------------------|
| d (pulg) | h (pulg) | L _{ss} (pie) | SR |
| 36 | 221,1934156 | 24,766118 | 8,25537266 |
| 42 | 162,5094482 | 20,3757874 | 5,82165353 |
| 48 | 124,4212963 | 17,7017747 | 4,42544367 |
| 54 | 98,30818473 | 16,0256821 | 3,56126268 |
| 60 | 79,62962963 | 14,9691358 | 2,99382716 |

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

La pérdida de presión en la línea que transporta el petróleo desde la salida del separador de producción hasta la entrada de la bota de gas se encuentra en la tabla 3.7.

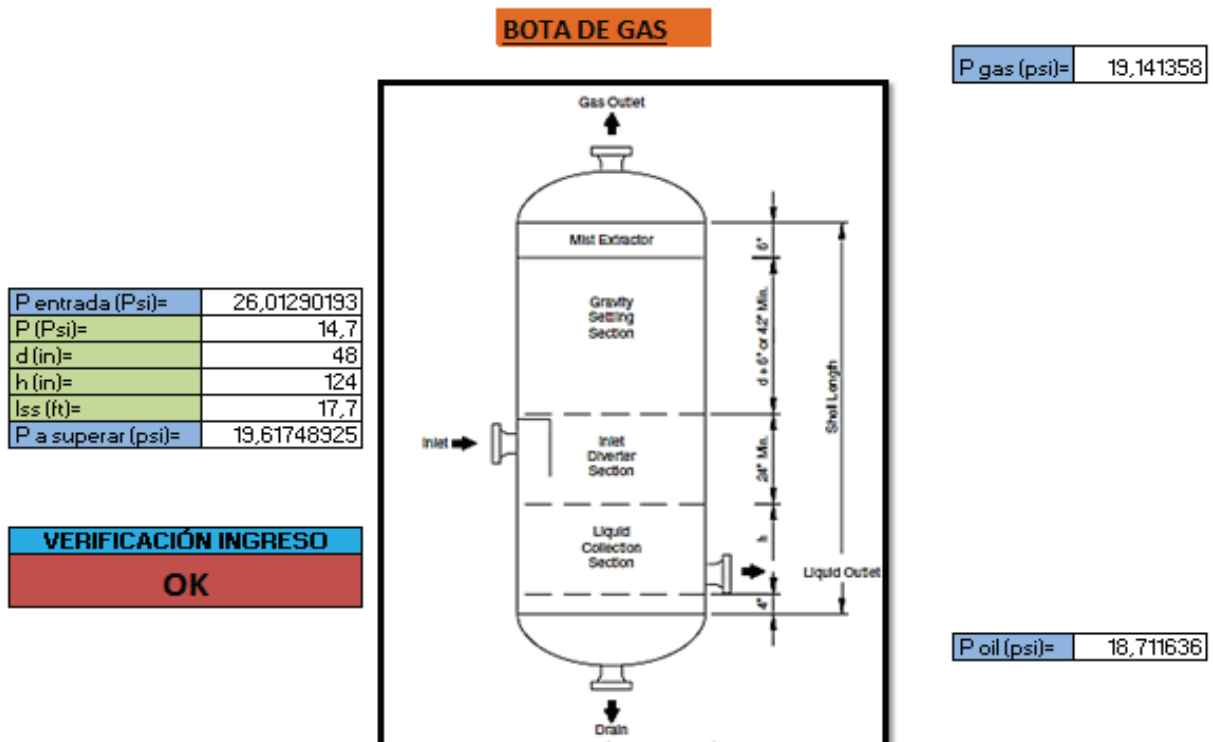
TABLA 3.7
CAÍDA DE PRESIÓN EN LÍNEA SEPARADOR DE PRODUCCIÓN-BOTA DE GAS

| CAÍDA DE PRESIÓN (psi) | | |
|------------------------|-------|----------|
| PIPESIM | PIPER | PROMEDIO |
| 0,22 | 0,20 | 0,21 |

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

De acuerdo a esta caída de presión y con la presión de salida del separador se tiene para la bota de gas el siguiente diagrama mostrado en el gráfico 3.8.

GRÁFICO 3.8 BOTA DE GAS



Fuente: Surface Production Operations, 2008

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

Posteriormente el petróleo es dirigido hacia el tanque de almacenamiento, en donde se usan tanques de 500 BPPD, debido al fácil transporte de equipos de esta capacidad. El volumen de petróleo que se considera ser almacenado en los tanques es de 4300 barriles, mismos que son distribuidos en diferentes tanques de 500 barriles. El dimensionamiento del tanque se encuentra resumido en la tabla 3.8. El tiempo de retención para los tanques será de 1 día.

**TABLA 3.8
DIMENSIONAMIENTO DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO**

| TANQUE DE ALMACENAMIENTO | |
|---------------------------------|--------------------|
| d (pie) | h (pie) |
| 12 | 24,80237678 |
| 18 | 11,02327857 |
| 24 | 6,200594196 |
| 30 | 3,968380285 |
| 36 | 2,755819643 |

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

Las dimensiones seleccionadas son las de 12 pies de diámetro y 24 pies de altura, pues son las fáciles de transportar y ocupan menor espacio en la EPF.

La pérdida de presión en esta línea que llega al tanque de almacenamiento de acuerdo a estas dimensiones y según la presión de salida de la bota de gas se muestra en la tabla 3.9.

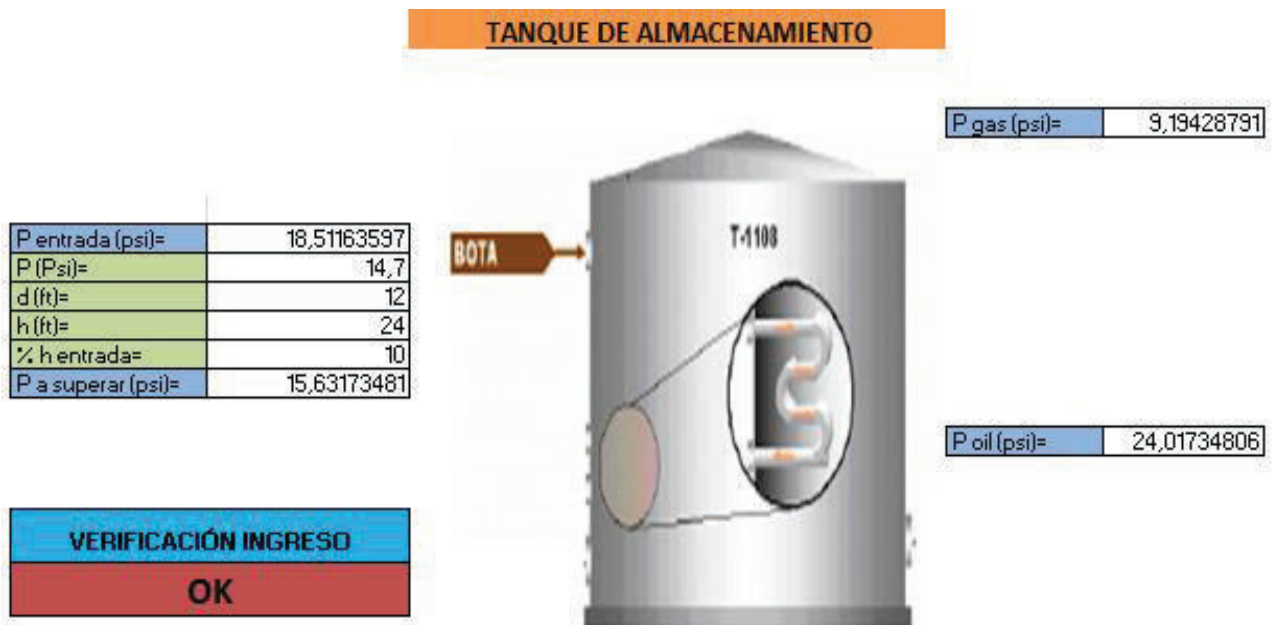
**TABLA 3.9
CAÍDA DE PRESIÓN EN LÍNEA BOTA DE GAS-TANQUE DE ALMACENAMIENTO**

| CAÍDA DE PRESIÓN (psi) | | |
|-------------------------------|--------------|-----------------|
| PIPESIM | PIPER | PROMEDIO |
| 0,20 | 0,20 | 0,20 |

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

De acuerdo a esta caída de presión y con la presión de salida de la bota de gas se tiene el gráfico 3.9, que es el esquema del tanque de almacenamiento.

GRÁFICO 3.9 TANQUE DE ALMACENAMIENTO



Fuente: Surface Production Operations, 2008
Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

3.3.3 TRATAMIENTO PARA EL GAS

Para el tratamiento del gas una vez que sale del separador de producción, se encuentra el scrubber a una distancia de 200 pies, mismo que para su diseño el caudal de gas que tendrá que manejar es de 1 MMscfd.

Los resultados para el dimensionamiento para el scrubber son los que se muestran en la tabla 3.10.

TABLA 3.10
DIMENSIONAMIENTO DEL SCRUBBER DE ALTA

| SCRUBBER | | | |
|-----------------|-----------------|------------------|------------|
| d (pulg) | h (pulg) | Lss (pie) | SR |
| 24 | 0,578703704 | 6,38155864 | 3,19077932 |
| 30 | 0,37037037 | 6,36419753 | 2,54567901 |
| 36 | 0,257201646 | 6,3547668 | 2,1182556 |
| 42 | 0,188964475 | 6,84908037 | 1,95688011 |
| 48 | 0,144675926 | 7,34538966 | 1,83634742 |

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

La pérdida de presión en la línea que va desde la salida del separador hasta llegar al scrubber se encuentra en la tabla 3.11.

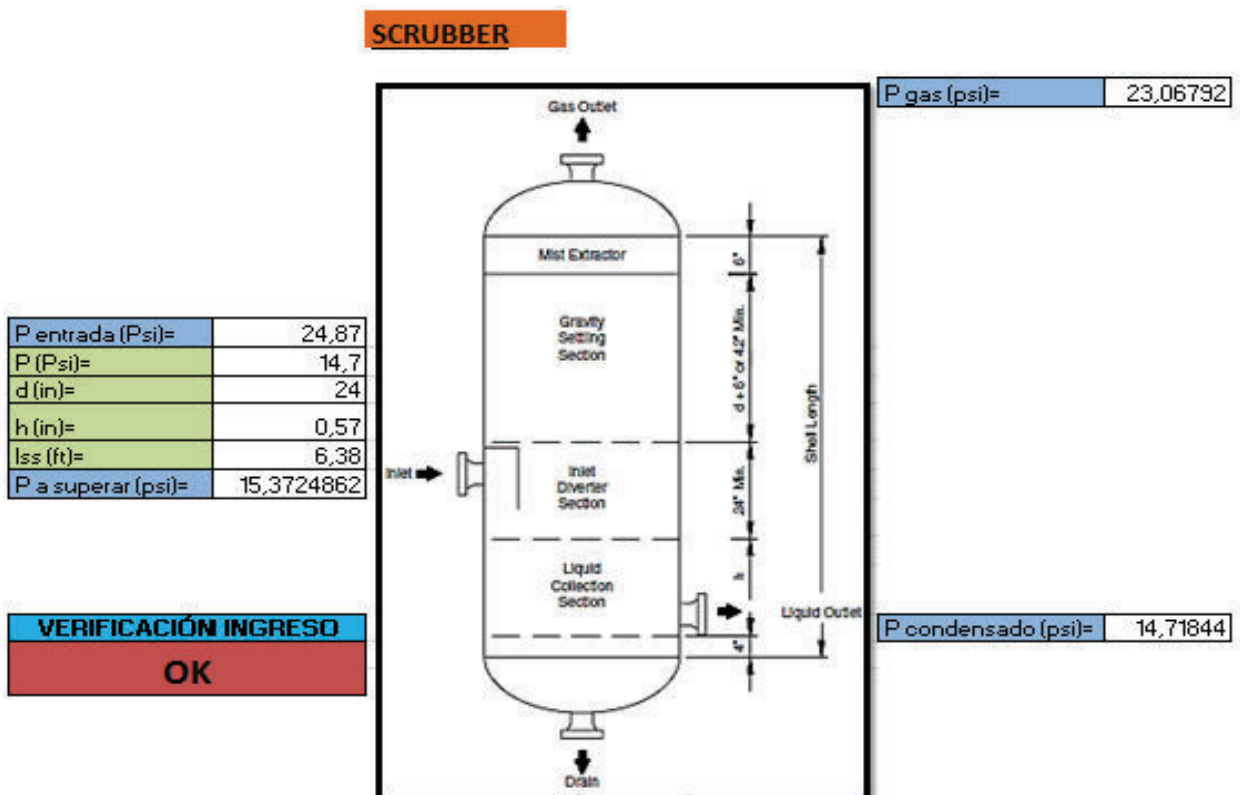
TABLA 3.11
**CAÍDA DE PRESIÓN EN LÍNEA SEPARADOR DE PRODUCCIÓN-
SCRUBBER DE ALTA**

| CAÍDA DE PRESIÓN (psi) | | |
|------------------------|-------|----------|
| PIPESIM | PIPER | PROMEDIO |
| 0,17 | 0,09 | 0,13 |

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

De acuerdo a esta caída de presión se muestran los resultados en el gráfico 3.10, que al igual que los demás análisis considera la presión de salida del separador de producción.

GRÁFICO 3.10 SCRUBBER DE ALTA



Fuente: Surface Production Operations, 2008
Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

De igual manera para la línea de gas de baja entre la bota de gas y scrubber la caída de presión en la línea es la que se muestra en la tabla 3.12.

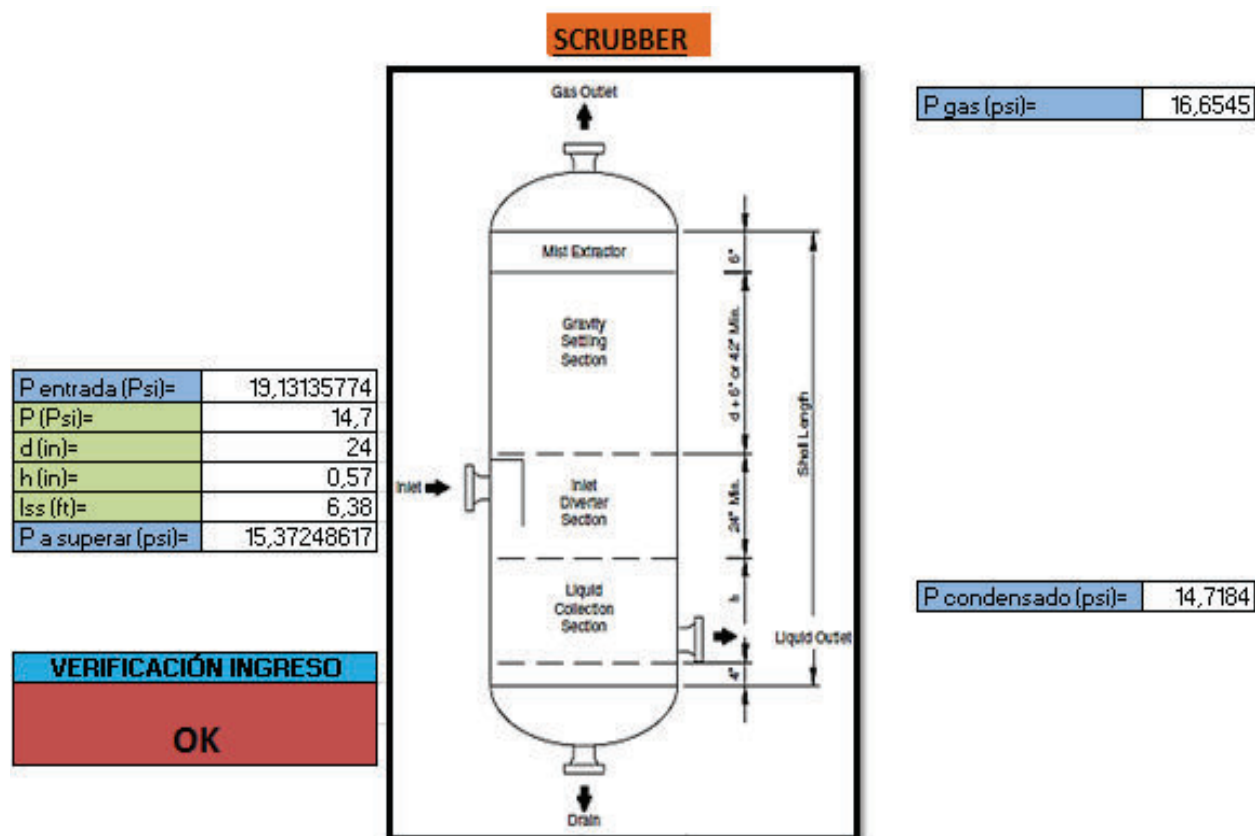
TABLA 3.12
CAÍDA DE PRESIÓN EN LÍNEA BOTA DE GAS-SCRUBBER DE BAJA

| CAÍDA DE PRESIÓN (psi) | | |
|------------------------|-------|----------|
| PIPESIM | PIPER | PROMEDIO |
| 0,01 | 0,01 | 0,01 |

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

El gráfico 3.11 muestra un esquema del scrubber de baja donde la caída de presión en este tramo es muy baja, esto se debe a que el caudal que fluye por este tramo es demasiado pequeño.

GRÁFICO 3.11 SCRUBBER DE BAJA



Fuente: Surface Production Operations, 2008
Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

3.3.4 TRATAMIENTO PARA EL AGUA

Para el agua al igual que para el petróleo se usan tanques de 500 barriles con las mismas dimensiones del tanque de almacenamiento de petróleo.

La pérdida de presión en la línea que va desde el separador de producción hasta el tanque de agua se encuentra resumida en la tabla 3.13:

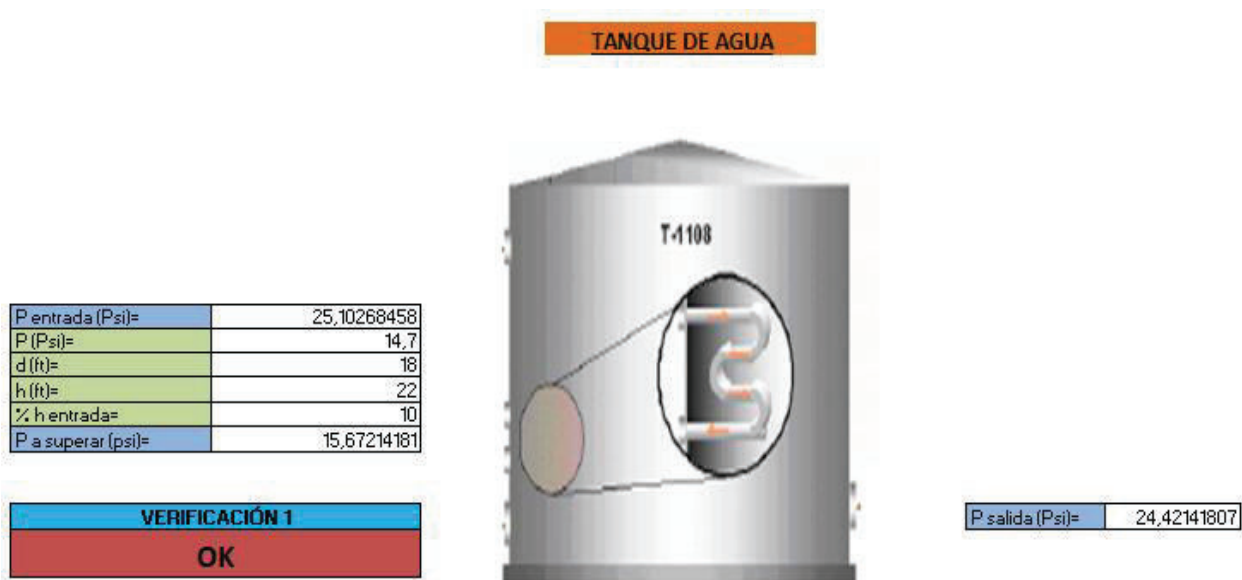
TABLA 3.13
CAÍDA DE PRESIÓN EN LÍNEA SEPARADOR DE PRODUCCIÓN-TANQUE DE AGUA

| CAÍDA DE PRESIÓN (psi) | | |
|------------------------|-------|----------|
| PIPESIM | PIPER | PROMEDIO |
| 1,80 | 0,9 | 1,35 |

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

De acuerdo a esta caída de presión y con la presión de salida del separador de producción al tanque de agua, se tiene el esquema mostrado en el gráfico 3.12.

GRÁFICO 3.12 TANQUE DE AGUA

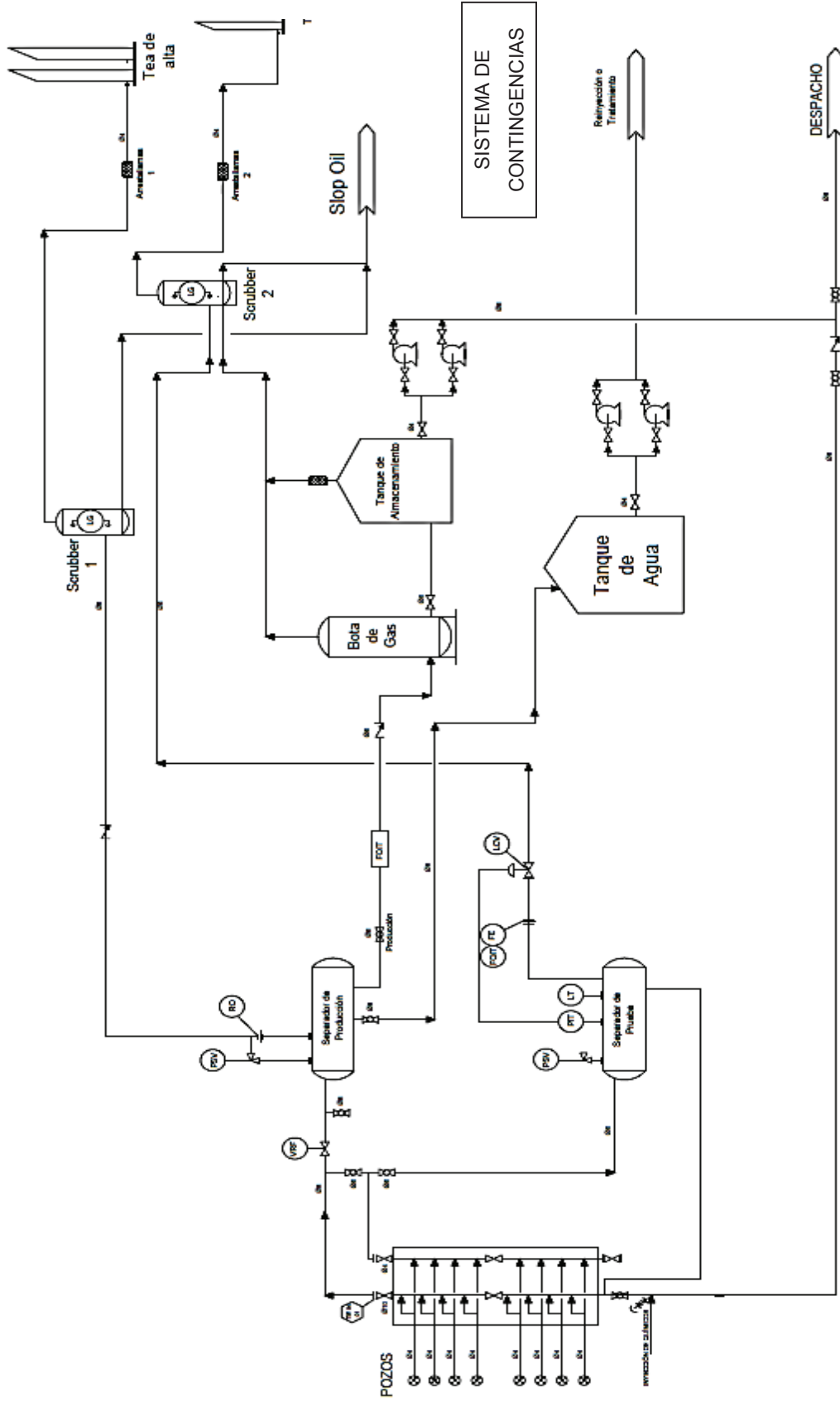


Fuente: Surface Production Operations, 2008

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

En el gráfico 3.13, muestra el escenario base virtual utilizando todos los equipos diseñados en éste capítulo a las condiciones actuales de producción.

GRÁFICO 3.13 ESCENARIO BASE VIRTUAL



Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

3.4 PROPUESTAS DE ALTERNATIVAS PARA LA OPTIMIZACIÓN

Para las alternativas propuestas, se estudia la implementación de equipos o accesorios que permitan solucionar los problemas que se pueden suscitar en la EPF. Actualmente existen varias oportunidades de mejora en el diseño del escenario base virtual.

A continuación se presenta una breve descripción de opciones de mejora:

1. Redimensionar el scrubber para disminuir la cantidad de condensado que llega a la tea.
2. Implementar un KoD para separar mayor cantidad de condensado.
3. Implementar lazos de control y dispositivos liberadores de presión.
4. Disminuir el tiempo de retención en el separador de producción.

3.4.1 ANÁLISIS DE ALTERNATIVA 1

Para evitar tener una cierta cantidad de condensados alrededor de la tea, mismos que provocan problemas al personal involucrado, medio ambiente y operatividad y mantenimiento de los equipos, se busca una manera de aumentar la cantidad de condensados en el scrubber, para que estos se vean reducidos en los alrededores de la tea.

Si se aumentan las dimensiones del scrubber (diámetro y altura) se puede obtener mayor cantidad de condensado en el scrubber.

Para poder aumentar la cantidad de condensado en el scrubber se pueden realizar las siguientes opciones: aumentar la presión, disminuir la temperatura, disminuir el volumen en la tubería y disminuir la fuerza de arrastre (velocidad del gas).

La variación de presión y temperatura que se tendrá en el scrubber será mínima, si reducimos el volumen de la tubería también se obtendrá condensado de las fracciones medianas lo que no es recomendado, la mejor opción que se dispone para aumentar la cantidad del condensado es disminuir la fuerza de arrastre.

Para poder disminuir la fuerza de arrastre se debe disminuir la velocidad del gas.

En el gráfico 3.14 se visualiza la distribución de fuerzas que existen en una gota de líquido.

GRÁFICO 3.14 DIAGRAMA DE FUERZAS DE UNA GOTA DE LÍQUIDO



Fuente: Tratamiento del gas natural y equipos de separación, 2015

Elaborado por: Isduarg Negron

La velocidad terminal que tendrá la partícula en el momento que las fuerzas (arrastre, gravitacional o de flotación) se igualen según Arnold K. y Stewart M.², está dada por la siguiente demostración:

$$F_B = F_D \quad (3.2)$$

$$F_D = C_D \left(\frac{\pi D_m^2}{4} \right) \rho_g \frac{V^2}{2g} \quad (3.3)$$

$$F_B = (\rho_l - \rho_g) \frac{\pi D_m^3}{6} \quad (3.4)$$

$$V_t = 6.55 \left[\left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{D_m}{C_D} \right]^{1/2} \quad (3.5)$$

$$D_m = d_m (3.281 \times 10^{-6}) \quad (3.6)$$

$$V_t = 0.0119 \left[\left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_D} \right]^{1/2} \quad (3.7)$$

² Ken Arnold & Maurice Stewart (2008). Surface Production Operations, USA. Edit. Gulf Publishing Company USA, Edición 3

Donde:

F_B = fuerza de flotación, lbf

F_D = fuerza de arrastre, lbf

D_m = diámetro de la gota, pie

V_t = velocidad terminal, pie/s

Según Arnold K. y Stewart M.² la velocidad del gas se calcula con la siguiente fórmula:

$$V_g = \frac{60TZQ_g}{Pd^2} \quad (3.8)$$

La velocidad del gas con el diámetro diseñado del scrubber en el escenario base (24 pulgadas) es: 0.47 pie/s. Con la finalidad de disminuir la velocidad del gas se toma un diámetro mayor (36 pulgadas) y se obtiene una velocidad de: 0.21 pie/s.

Como se puede dar cuenta en el párrafo anterior la velocidad del gas disminuye aumentando el diámetro del scrubber, dando como resultado una mayor cantidad de condensado. Por lo que se recomienda que el nuevo scrubber tenga nuevas dimensiones presentadas en la tabla 3.14:

TABLA 3.14
NUEVO DIMENSIONAMIENTO DEL SCRUBBER DE ALTA

| SCRUBBER | | | |
|-----------|--------------------|-------------------|-------------------|
| d (pulg) | h (pulg) | Lss (pie) | RE |
| 24 | 0,578703704 | 6,38155864 | 3,19077932 |
| 30 | 0,37037037 | 6,36419753 | 2,54567901 |
| 36 | 0,514403292 | 9,20953333 | 3,06984444 |
| 42 | 0,188964475 | 6,84908037 | 1,95688011 |
| 48 | 0,144675926 | 7,34538966 | 1,83634742 |

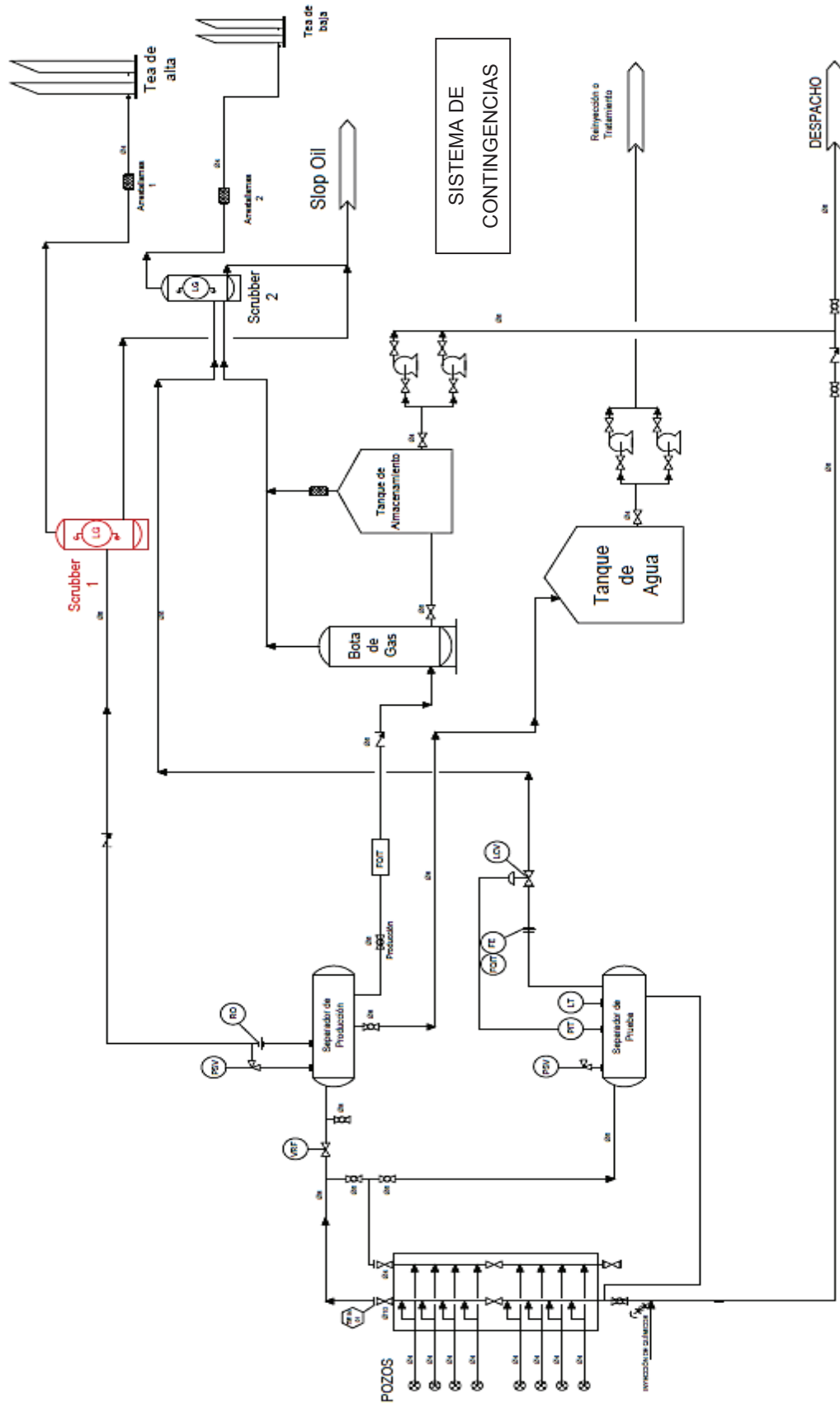
Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

Como se muestra en la tabla 3.14 el nuevo diámetro seleccionado es de 36 pulgadas. Con la finalidad de mantener la relación de esbeltez, la longitud de costura a costura (Lss) se aumenta.

Con las nuevas dimensiones se reduce la velocidad del gas, aumenta la carrera del gas y por ende se obtendrá una mayor cantidad de condensados.

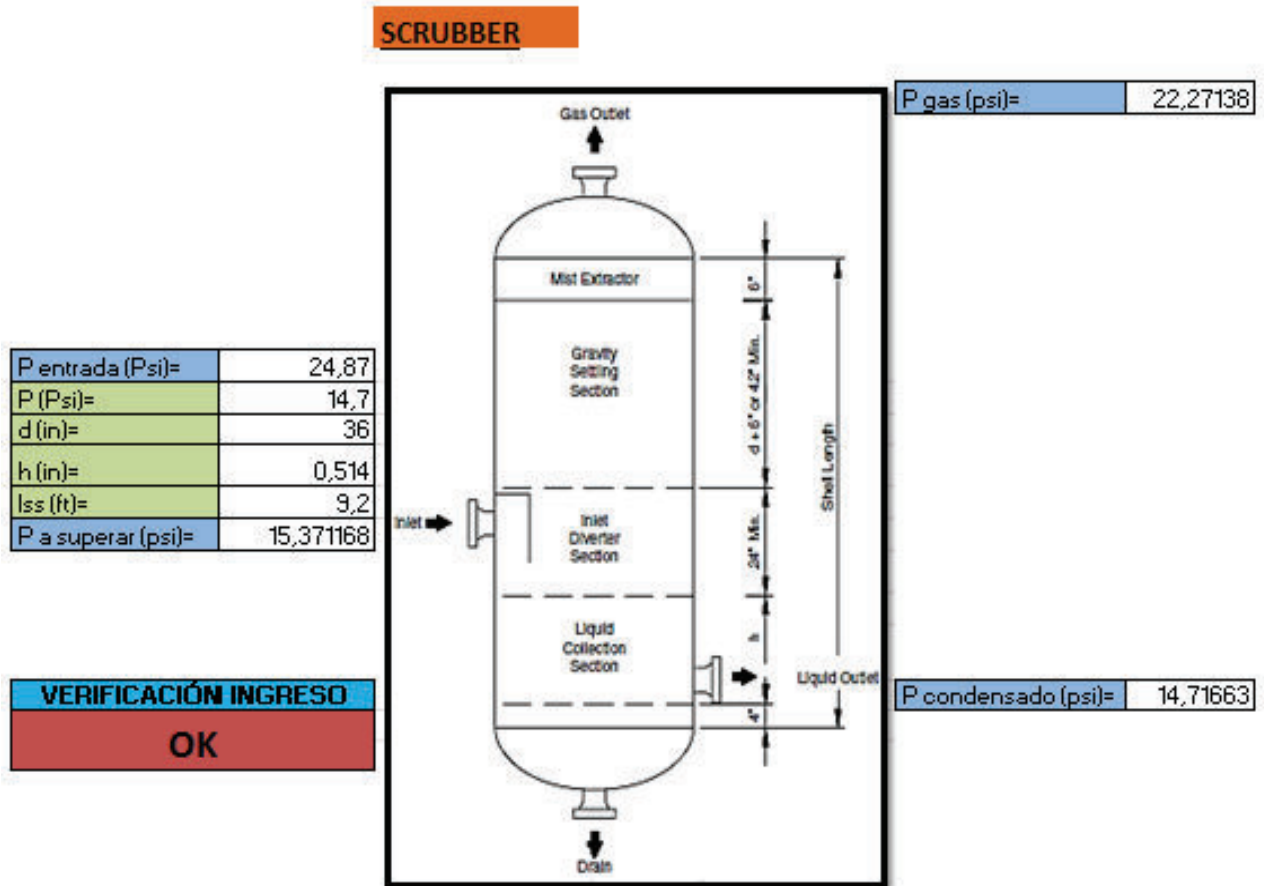
² Ken Arnold & Maurice Stewart (2008). Surface Production Operations, USA. Edit. Gulf Publishing Company USA, Edición 3

GRÁFICO 3.15 ALTERNATIVA 1



Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

GRÁFICO 3.16 SCRUBBER A IMPLEMENTARSE



Fuente: Surface Production Operations, 2008
Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

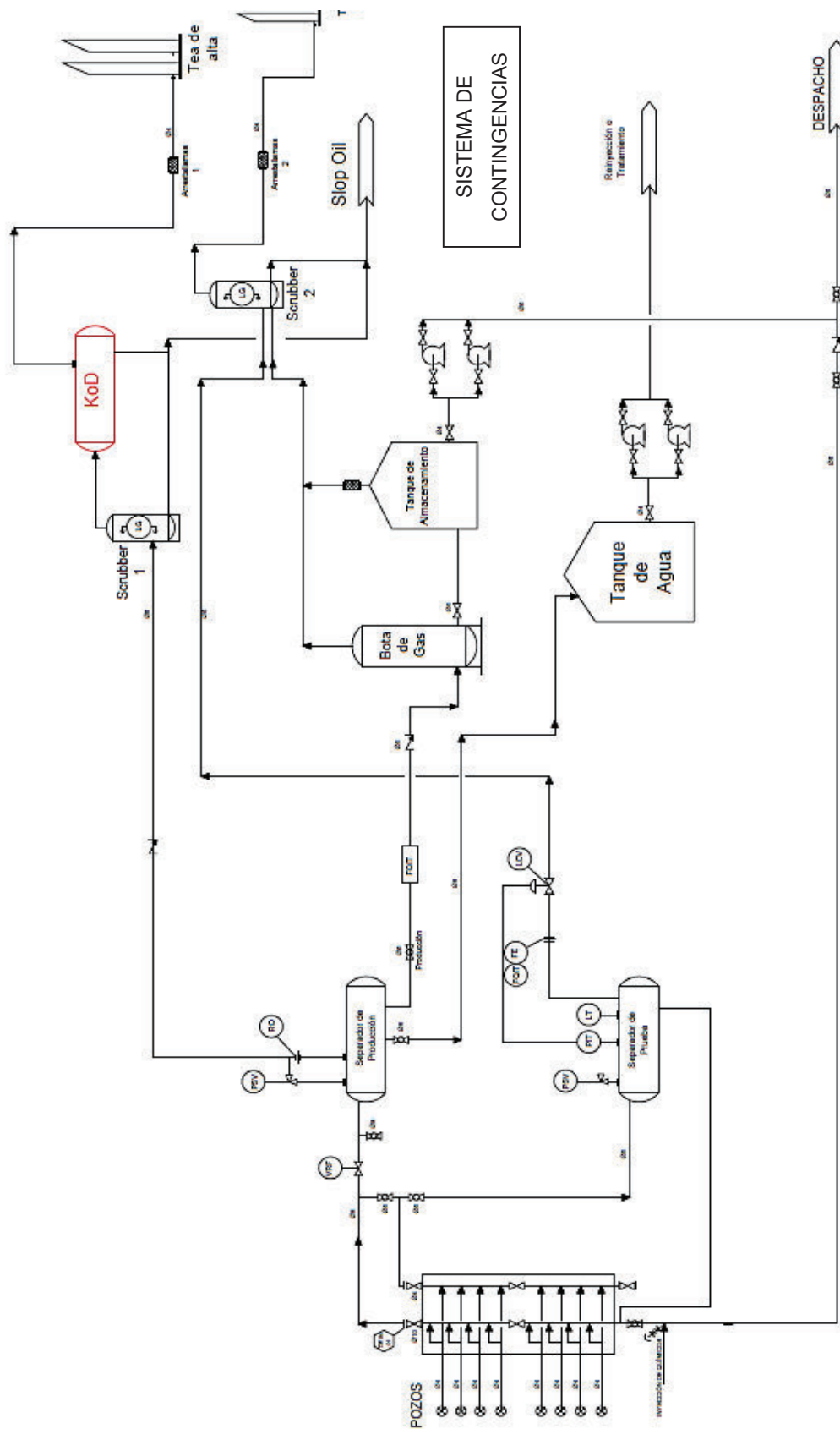
Con las nuevas dimensiones del scrubber podremos obtener una mayor cantidad de condensado en la parte inferior del mismo, de esta manera la cantidad de condensado en los alrededores de la tea va a ser menor.

3.4.2 ANÁLISIS DE ALTERNATIVA 2

Otra opción que se puede realizar para reducir la cantidad de condensados que están alrededor de la tea es implementar un KoD en la línea de gas de alta en el escenario base.

El KoD que será aumentado tendrá las dimensiones mostradas en la tabla 3.15 y será implementado tal como muestra el gráfico 3.17.

GRÁFICO 3.17 ALTERNATIVA 2



Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

TABLA 3.15
DIMENSIONAMIENTO DEL KoD

| KoD | | | |
|-----------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| d (pulg) | Leff (pie) | Lss (pie) | SR |
| 24 | 4,81531486 | 6,81531486 | 3,40765743 |
| 30 | 3,852251888 | 6,352251888 | 2,54090076 |
| 36 | 3,210209907 | 5,710209907 | 1,9034033 |
| 42 | 2,751608492 | 5,251608492 | 1,50045957 |

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

La pérdida de presión en la línea que va desde el scrubber hasta el KoD a implementarse se muestra en la tabla 3.16.

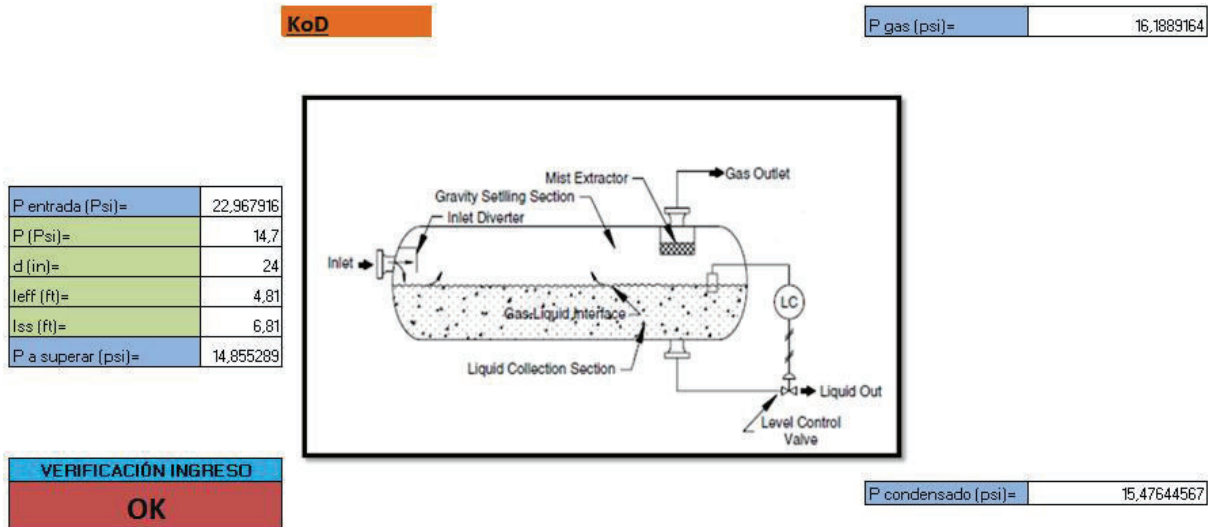
TABLA 3.16
CAÍDA DE PRESIÓN EN LA LÍNEA SCRUBBER N°1-KoD

| CAÍDA DE PRESIÓN (psi) | | |
|-------------------------------|--------------|-----------------|
| PIPESIM | PIPER | PROMEDIO |
| 0,9 | 0,5 | 0,7 |

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

De acuerdo a esta caída de presión y con la presión de salida de la bota de gas se tiene el esquema mostrado en el gráfico 3.18:

GRÁFICO 3.18 KoD A IMPLEMENTARSE

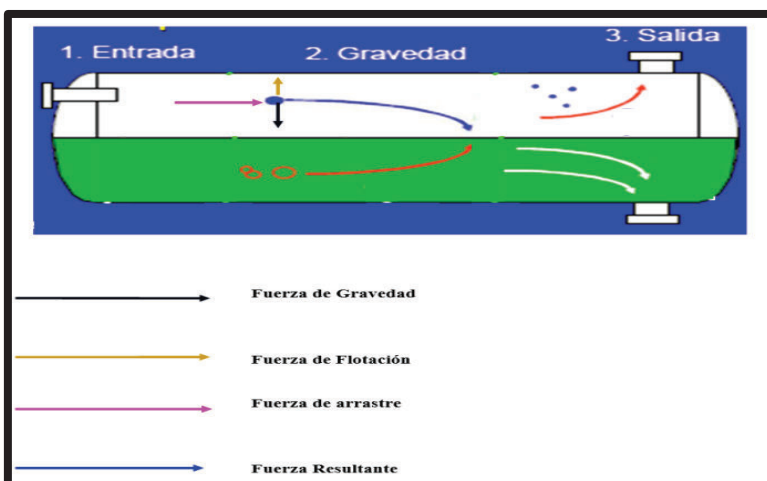


Fuente: Surface Production Operations, 2008
Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

El KoD a implementarse va a ayudar con la reducción de condensado alrededor de la tea, debido a que, al implementar otro separador las partículas van a sufrir un nuevo proceso de separación, obteniendo la cantidad de condensado que no pudo separarse en el scrubber.

Según la figura 3.19 se puede apreciar las fuerzas que actúan mientras una partícula de gas está viajando por el interior del KoD.

GRÁFICO 3.19 FUERZAS QUE ACTÚAN DENTRO DEL KoD



Fuente: Tratamiento del gas natural y equipos de separación, 2015
Elaborado por: Isduarg Negron

3.4.3 ANÁLISIS DE ALTERNATIVA 3

Debido a que no hay control de niveles automáticos para evitar inundaciones de equipos y el daño del proceso aguas arriba de donde suceda el problema, es necesario implementar un lazo de control que permita evitar problemas futuros y tener controlados los equipos en un buen funcionamiento.

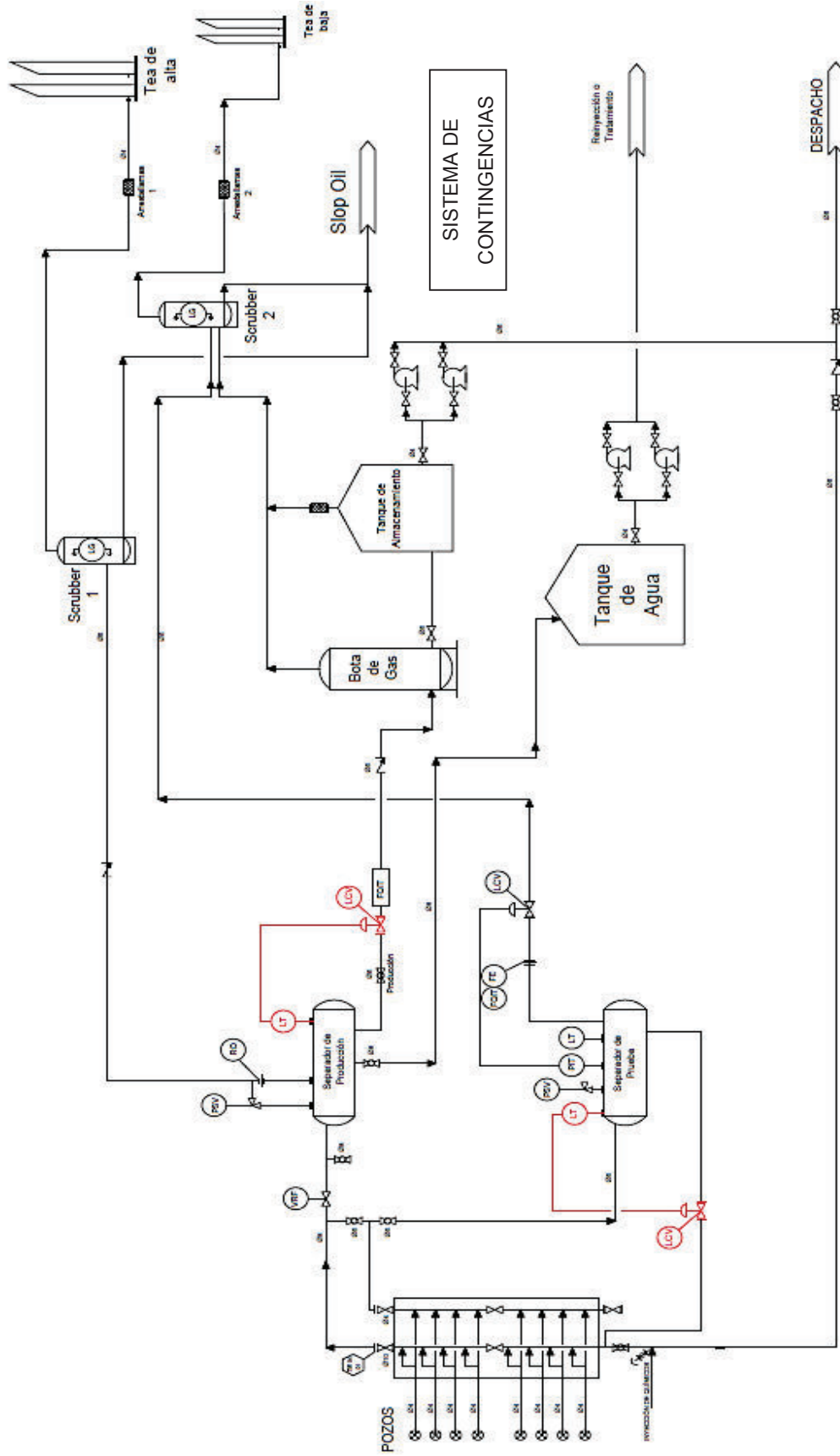
En ocasiones pueden presentarse problemas en los equipos debido a un aumento de la presión dentro del mismo, para evitar éste problema se debe construir un equipo más robusto, de mayor peso y por ende de mayor costo. Para evitar el gasto extra se implementa un dispositivo de alivio de presión, protegiendo al sistema contra cualquier presión que sobrepase el límite marcado.

Las diversas situaciones que ocasionan contingencias por sobrepresiones se pueden clasificar de la siguiente forma:

1. Incendio externo
2. Efectos ambientales
3. Actuaciones incorrectas
4. Fallas de instrumentación
5. Fallas de válvulas
6. Fallas de equipos
7. Fallas de los servicios generales

En el gráfico 3.20 se indica el aumento del lazo de control en los separadores de prueba y de producción.

GRÁFICO 3.20 ALTERNATIVA 3



Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

3.4.4 ANÁLISIS DE ALTERNATIVA 4

Una de las opciones que se contemplan es tener el separador de producción con un tiempo de retención menor, en este caso de 5 minutos, debido a un incremento de producción.

Utilizando la fórmula 2.14 con el diámetro y longitud efectiva ya calculados, se puede variar el tiempo de retención (5 minutos) y obtener el caudal necesario para llenar el separador a la altura diseñada y permitir la caída de petróleo al bolsillo, caso contrario el nivel del fluido no va a alcanzar el nivel necesario de diseño.

El separador de producción está diseñado para un tiempo de retención de 8 minutos y un caudal de 11200 BFPD. Realizando los cálculos necesarios con el tiempo de retención de 5 minutos se obtiene que el caudal debería ser de 17888,45 BFPD.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL PROYECTO

4.1 ANÁLISIS TÉCNICO DEL PROYECTO

En la propuesta número 1 con el objetivo de disminuir el condensado en los alrededores de la tea se procedió a aumentar las dimensiones del scrubber aumentando el diámetro para así reducir la velocidad del gas (fuerza de arrastre) y obtener mayor cantidad de condensado en el scrubber.

En la propuesta número 2 aumentando otro separador (KoD) después del scrubber se logrará recuperar una mayor cantidad de condensados. De esta manera el condensado que no logre ser separado por el scrubber del escenario base será separado por el KoD.

Para la propuesta número 3, la implementación de un lazo de control se necesitan los siguientes elementos: válvulas reguladoras de presión y de seguridad, transmisor de presión, swich de presión, indicadores de presión y lámparas indicadoras.

La función que va a cumplir dicho lazo de control es la de emitir una señal de alarma mediante las lámparas indicadoras que el nivel de líquido está sobrepasando el nivel para el cual el equipo está diseñado.

La propuesta 3 indica poner un lazo de control automático ya que por lo general son manuales y eso puede generar tener menos tiempo para poder resolver algún problema que se presente.

En la propuesta 4 disminuyendo el tiempo de retención, se disminuye la eficiencia del separador, pero la ventaja es que se puede manejar un caudal mayor.

La tabla 4.1 es una matriz HAZOP (Hazard and Operability), que ayuda a detectar las situaciones de inseguridad que se pueden presentar en la facilidad en caso de no implementar las soluciones propuestas en el capítulo anterior.

La cuantificación de los riesgos potenciales de la matriz HAZOP está realizada de acuerdo a los ANEXOS No 2, 3 y 4.

**TABLA 4.1
MATRIZ HAZOP DE ALTERNATIVAS PLANTEADAS**

| OPORTUNIDAD DE MEJORA | VARIABLE | DESVIACIÓN | AMENAZA-CAUSA | CONSECUENCIA | SALVAGUARDAS | RIESGO POTENCIAL | | | ACCIONES DE RESPUESTA | ACCIONES RECOMENDADAS | ETAPA IMPLEMENTACIÓN |
|-----------------------|------------------|--------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|----------------------|-----------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|
| | | | | | | PROBABILIDAD | POTENCIAL DE PERDIDA | NIVEL DE RIESGO | | | |
| 1 Y 2 | CONDENSADO | ALTA CANTIDAD | <p>1.- Gran cantidad de condensado en los alrededores de la tea</p> <p>2.- No se realiza la separación completa</p> | <p>1.- Derrame de condensado</p> <p>2.- Incendio en la tea</p> <p>3.- Daño a equipos de la facilidad</p> <p>4.- Accidente laboral</p> | <p>1.- Implementación de scrubber o Kod</p> | 10 | 5 | 50 | <p>Nivel de riesgo "B"</p> <p>Analizar la factibilidad de implantar medidas adicionales para reducir el riesgo.</p> <p>Documentar toda la información relacionada con los peligros potenciales y las medidas requeridas para reducir el riesgo.</p> | <p>1.- Verificar que la cantidad de condensado en los alrededores de la tea disminuya notablemente o sea nula</p> <p>2.- Definir la filosofía de operación y control de la unidad</p> | Ingeniería y mantenimiento |
| 3 | NIVEL DE LÍQUIDO | ALTA CANTIDAD DE LÍQUIDO | <p>1.- Nivel de fluido sobrepase el nivel de diseño</p> <p>2.- Falta de indicadores</p> <p>3.- Aumento de producción</p> <p>4.- Falta de aliviadores de presión</p> | <p>1.- Inundación en los equipos</p> <p>2.- Derrame de fluido</p> <p>3.- Daño a equipos de la facilidad</p> | <p>1.- Implementación de lazos de control</p> <p>2.- Implementación de aliviadores de presión</p> | 5 | 1 | 5 | <p>Nivel de riesgo "A"</p> <p>No se requiere la implantación de medidas o estudios adicionales.</p> <p>Documentar todo estudio de riesgo realizado.</p> | <p>1.- Implementación de un sensor de presión</p> <p>2.- Implementación de un control de nivel autónomo para la descarga de producto en el equipo</p> | Ingeniería y mantenimiento |
| 4 | PRODUCCIÓN | ALTA PRODUCCIÓN | <p>1.- El llenado más rápido del separador</p> <p>2.- Ingreso de mayor cantidad de fluido</p> | <p>1.- Inundación del equipo</p> | <p>1.- Disminución del tiempo de retención</p> <p>2.- Redimensionamiento del separador</p> | 10 | 1 | 10 | <p>Nivel de riesgo "A"</p> <p>No se requiere la implantación de medidas o estudios adicionales.</p> <p>Documentar todo estudio de riesgo realizado.</p> | <p>1.- Disminuir el tiempo de retención del separador</p> <p>2.- Redimensionar el separador con un tiempo de retención menor</p> | Ingeniería y mantenimiento |

4.1.1 MÉTODO DE JERARQUÍAS ANALÍTICAS

Una forma de analizar las alternativas respecto a cada criterio es utilizando el método de Jerarquías Analíticas.

Es un método que se basa en escoger la mejor alternativa dando valores o calificando a cada una de ellas, propuesto por Tomas L. Saaty³ entre los años de 1977 a 1980.

Para poder realizar éste método se dan valores de acuerdo a los número de Saaty expresados en la tabla 4.2:

TABLA 4.2
TABLA NUMÉRICA DE SAATY

| Número | Definición | Comentario |
|-------------|----------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | De igual importancia | Las 2 actividades contribuyen de igual forma |
| 3 | Moderada importancia | La experiencia y el juicio favorecen levemente a una actividad sobre la otra |
| 5 | Importancia fuerte | La experiencia y el juicio favorecen fuertemente a una actividad sobre la otra |
| 7 | Muy fuerte | Una actividad es mucho más favorecida que la otra |
| 9 | Extrema | La evidencia que favorece una actividad sobre la otra es absoluta y totalmente clara |
| 2, 4, 6 y 8 | Valores intermedios | Cuando se necesita un compromiso de las partes entre valores adyacentes |

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

Para poder aplicar el método es necesario catalogar jerárquicamente tanto los criterios como las alternativas, de tal manera que el primer nivel de jerarquía corresponda al propósito general del problema, el segundo a los criterios y el tercero a las alternativas.

Los criterios que se tomaron en cuenta para éste proyecto son:

- Operatividad (X1)
- Mantenibilidad (X2)
- Tiempo de implementación (X3)
- Análisis financiero (X4)

³ Cepal, Metodología multicriterio para la priorización y evaluación de proyectos, 2008

- Disponibilidad (X5)
- Confiabilidad (X6)
- Impacto ambiental (X7)
- Impacto legal (X8)

Las alternativas tomadas en cuenta son:

- Redimensionar el scrubber para disminuir la cantidad de condensado que llega a la tea (alternativa 1).
- Implementar un KoD para separar mayor cantidad de condensado (alternativa 2).
- Implementar lazos de control y dispositivos liberadores de presión (alternativa 3).
- Disminuir el tiempo de retención en el separador de producción (alternativa 4).

Para obtener los pesos finales y calcular el peso de cada alternativa se deben seguir los siguientes pasos:

1. Construir la matriz de criterios teniendo en cuenta el número de Saaty de la tabla 4.2 de tal manera que $n_{i,j} = 1/n_{j,i}$. al final se suman los elementos de cada columna como indica la tabla 4.3.

TABLA 4.3
MATRIZ DE CRITERIOS

| | X1 | X2 | X3 | X4 | X5 | X6 | X7 | X8 |
|----|---------|--------|----|-------|-------|-------|----|----|
| X1 | 1 | 1 | 7 | 5 | 0,333 | 0,333 | 3 | 3 |
| X2 | 1 | 1 | 3 | 3 | 0,333 | 0,333 | 3 | 3 |
| X3 | 0,14286 | 0,3333 | 1 | 0,333 | 0,143 | 0,143 | 1 | 1 |
| X4 | 0,2 | 0,3333 | 3 | 1 | 0,2 | 0,143 | 5 | 5 |
| X5 | 3 | 3 | 7 | 5 | 1 | 1 | 5 | 5 |
| X6 | 3 | 3 | 7 | 7 | 1 | 1 | 7 | 7 |
| X7 | 0,33333 | 0,3333 | 1 | 0,2 | 0,2 | 0,143 | 1 | 1 |
| X8 | 0,33333 | 0,3333 | 1 | 0,2 | 0,2 | 0,143 | 1 | 1 |
| | 9,00952 | 9,3333 | 30 | 21,73 | 3,41 | 3,238 | 26 | 26 |

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

2. Una vez construida la matriz de criterios se pondera el valor de la misma dividiendo cada elemento para la suma de cada columna como indica la tabla 4.4. A continuación se promedia cada fila obteniendo la columna de pesos y su respectivo porcentaje.

TABLA 4.4
MATRIZ DE CRITERIOS NORMALIZADA

| | X1 | X2 | X3 | X4 | X5 | X6 | X7 | X8 | Pesos | Porcentaje |
|----|---------|--------|------|-------|-------|-------|------|-------|-------|------------|
| X1 | 0,11099 | 0,1071 | 0,23 | 0,23 | 0,098 | 0,103 | 0,12 | 0,115 | 0,139 | 13,91 |
| X2 | 0,11099 | 0,1071 | 0,1 | 0,138 | 0,098 | 0,103 | 0,12 | 0,115 | 0,111 | 11,1 |
| X3 | 0,01586 | 0,0357 | 0,03 | 0,015 | 0,042 | 0,044 | 0,04 | 0,038 | 0,033 | 3,29 |
| X4 | 0,0222 | 0,0357 | 0,1 | 0,046 | 0,059 | 0,044 | 0,19 | 0,192 | 0,086 | 8,64 |
| X5 | 0,33298 | 0,3214 | 0,23 | 0,23 | 0,293 | 0,309 | 0,19 | 0,192 | 0,263 | 26,31 |
| X6 | 0,33298 | 0,3214 | 0,23 | 0,322 | 0,293 | 0,309 | 0,27 | 0,269 | 0,294 | 29,38 |
| X7 | 0,037 | 0,0357 | 0,03 | 0,009 | 0,059 | 0,044 | 0,04 | 0,038 | 0,037 | 3,69 |
| X8 | 0,037 | 0,0357 | 0,03 | 0,009 | 0,059 | 0,044 | 0,04 | 0,038 | 0,037 | 3,69 |
| | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 100 |

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

3. Se calcula (λ) de la matriz multiplicando la fila de suma de la tabla 4.3 con la columna de peso de la tabla 4.4.

$$\lambda = 8,9195$$

4. Se calcula el índice de consistencia (IC)

$$IC = \frac{\lambda - n}{n - 1} \quad (4.1)$$

Donde

n= número de criterios.

$$IC = 0,13$$

5. Se calcula un porcentaje de consistencia (CC) basándose en un número llamado índice aleatorio (IA) que se encuentra en la tabla 4.5.

TABLA 4.5
VALORES DE ÍNDICE ALEATORIO

| Tamaño de la Matriz | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---------------------|---|------|-----|------|------|------|------|------|------|
| Índice Aleatorio | 0 | 0,58 | 0,9 | 1,12 | 1,24 | 1,32 | 1,41 | 1,45 | 1,49 |

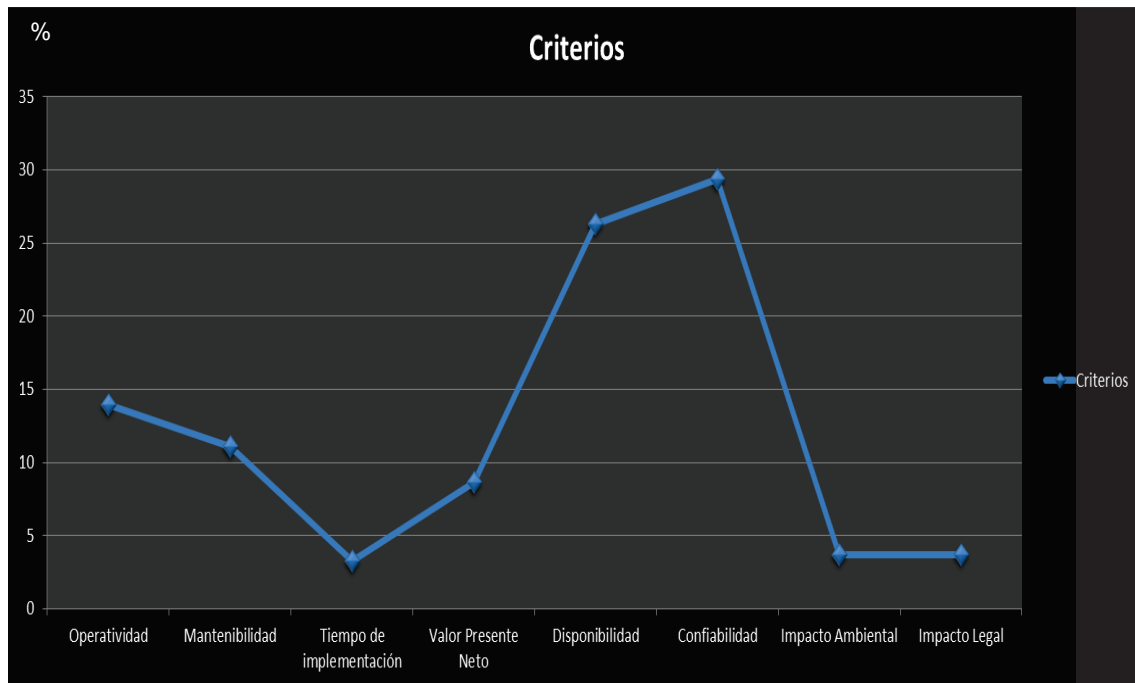
Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

Si los valores de CC son menores al 10% entonces la matriz es consistente.

$$CC = \frac{IC}{IA} = 0,09 \quad (4.2)$$

Debido a que el CC es menor al 10%, es consistente y se obtiene un resultado de criterios que se muestran en el gráfico 4.1.

GRÁFICO 4.1 PORCENTAJE DE CRITERIOS



Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

- Finalmente se repite todo el proceso pero en lugar de criterios se escriben las alternativas, y se las analiza respecto a cada criterio.

Se obtiene la matriz final en donde se analiza cada propuesta respecto a cada criterio como muestra la tabla 4.6.

TABLA 4.6
MATRIZ DE ALTERNATIVAS

| | Operatividad (%) | Mantenibilidad (%) | T. Implementación (%) | Valor Presente Neto (%) | Disponibilidad (%) | Confiabilidad (%) | Impacto Ambiental (%) | Impacto Legal (%) |
|----------------------|------------------|--------------------|-----------------------|-------------------------|--------------------|-------------------|-----------------------|-------------------|
| Alternativa 1 | 38,9 | 39 | 31,2 | 19 | 13,83 | 12,19 | 5,7 | 12,19 |
| Alternativa 2 | 38,9 | 39 | 50,8 | 52,4 | 7,88 | 26,33 | 12,2 | 26,33 |
| Alternativa 3 | 15,3 | 16,1 | 9,7 | 22,5 | 27,68 | 55,79 | 26,3 | 5,69 |
| Alternativa 4 | 6,9 | 5,9 | 8,3 | 6,1 | 50,7 | 5,69 | 55,8 | 55,79 |

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

Para el análisis económico se estudian los costos de los equipos actuales y de los equipos que se implementan para la optimización, así como los beneficios que estos proporcionan al proyecto.

4.2.1 COSTOS DE EQUIPOS Y PERSONAL

Los costos para los equipos y personal del escenario actual se muestran en la tabla 4.7, indicando la cantidad, su valor unitario y el total de cada ítem descrito.

TABLA 4.7
GASTOS DE OPERACIÓN ACTUAL

| ESCENARIO ACTUAL | | | | | |
|-------------------------|--------------|----------------------------------------|---------------|-------------------------|-----------------|
| ITEM | CANT. | DESCRIPCIÓN | UNIDAD | PRECIO UNIDAD \$ | TOTAL \$ |
| 1 | 2 | Separador trifásico (OPERACIÓN MANUAL) | DÍA/FRACCIÓN | 536,64 | 1073,28 |
| 2 | 23 | Tanque, cilindro vertical de 500 BL | DÍA/FRACCIÓN | 88,32 | 2031,36 |
| 3 | 1 | Choke manifold | DÍA/FRACCIÓN | 204,00 | 204,00 |
| 4 | 2 | Arrestallamas | DÍA/FRACCIÓN | 81,60 | 163,20 |
| 5 | 1 | Mechero | DÍA/FRACCIÓN | 81,60 | 81,60 |
| 6 | 2 | Scrubber de gas | DÍA/FRACCIÓN | 130,56 | 261,12 |
| 7 | 1 | KO DRUM de alta (24" x 6,81') | DÍA/FRACCIÓN | 384,00 | 384,00 |
| 8 | 2 | Manifold | DÍA/FRACCIÓN | 135,29 | 270,58 |
| 9 | 2 | Bomba para transferencia de crudo | DÍA/FRACCIÓN | 641,66 | 1283,32 |
| 10 | 1 | Ingeniero de producción de facilidades | DÍA/FRACCIÓN | 479,40 | 479,40 |
| 11 | 9 | Vacuum | DÍA/FRACCIÓN | 95,00 | 855,00 |
| 12 | 1 | Ayudante de operación/operador | DÍA/FRACCIÓN | 287,64 | 287,64 |
| TOTAL | | | | | 7374,50 |

Fuente: Ing. Luis Álvarez, costos de equipos, 2015
Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

Los costos para los equipos y personal del escenario base virtual y de cada alternativa planteada se muestran en la tabla 4.8, la misma que está constituida de la siguiente forma:

En el escenario base se consideran todos los equipos diseñados en el capítulo 3 tomando en cuenta los costos de los equipos y del personal.

En la alternativa 1 se reemplaza el scrubber de alta del escenario base por otro con otras dimensiones.

En la alternativa 2 se incrementa un KoD después del scrubber de alta.

En la alternativa 3 se instalan válvulas de seguridad y sensores de nivel.

Finalmente, en la alternativa 4 no se requiere implementar un nuevo equipo por lo tanto su costo va a ser el mismo que el costo del escenario base.

TABLA 4.8
GASTOS DE ESCENARIO BASE VIRTUAL Y ALTERNATIVAS

| ESCENARIO BASE VIRTUAL | | | | | |
|-------------------------------|--------------|-------------------------------------------------------------|---------------|-------------------------|-----------------|
| ITEM | CANT. | DESCRIPCIÓN | UNIDAD | PRECIO UNIDAD \$ | TOTAL \$ |
| 1 | 1 | Separador bifásico (OPERACIÓN MANUAL) | DÍA/FRACCIÓN | 130,40 | 130,40 |
| 2 | 1 | Separador trifásico (OPERACIÓN MANUAL) | DÍA/FRACCIÓN | 335,40 | 335,40 |
| 3 | 23 | Tanque, cilindro vertical de 500 BL | DÍA/FRACCIÓN | 88,32 | 2031,36 |
| 4 | 1 | Choke manifold | DÍA/FRACCIÓN | 204,00 | 204,00 |
| 5 | 1 | Bota de gas | DÍA/FRACCIÓN | 87,72 | 87,72 |
| 6 | 3 | Arrestallamas | DÍA/FRACCIÓN | 81,60 | 244,80 |
| 7 | 2 | Mechero | DÍA/FRACCIÓN | 81,60 | 163,20 |
| 8 | 2 | Scrubber de gas | DÍA/FRACCIÓN | 81,60 | 163,20 |
| 9 | 1 | Manifold | DÍA/FRACCIÓN | 163,20 | 163,20 |
| 10 | 2 | Bomba para transferencia de crudo | DÍA/FRACCIÓN | 641,66 | 1283,32 |
| 11 | 1 | Ingeniero de producción de facilidades | DÍA/FRACCIÓN | 479,40 | 479,40 |
| 12 | 1 | Ayudante de operación/operador | DÍA/FRACCIÓN | 287,64 | 287,64 |
| TOTAL | | | | | 5573,64 |
| ALTERNATIVA 1 | | | | | |
| 13 | 1 | Scrubber de gas | DÍA/FRACCIÓN | 96,60 | 96,60 |
| TOTAL | | | | | 5588,64 |
| ALTERNATIVA 2 | | | | | |
| 14 | 1 | KO DRUM de alta | DÍA/FRACCIÓN | 240,00 | 240,00 |
| TOTAL | | | | | 5813,64 |
| ALTERNATIVA 3 | | | | | |
| 15 | 2 | Válvulas de seguridad PVRV para venteo y disposición de gas | DÍA/FRACCIÓN | 76,80 | 153,60 |
| 16 | 2 | Sensores de nivel | DÍA/FRACCIÓN | 96,00 | 192,00 |
| TOTAL | | | | | 5919,24 |

Fuente: Ing. Luis Álvarez, costos de equipos, 2015
Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

4.2.2 DEFINICIÓN DE CONCEPTOS

Para poder determinar los beneficios de optimización se deben conocer la definición de los siguientes conceptos:

4.2.2.1 Capex

Son aquellos gastos que se registran como activos en los libros financieros y se restan de los ingresos durante un período prolongado de tiempo a través de la forma sinusoidal de recuperación de capital. En el sector de exploración y

producción que incluyen el costo total de adquisición de arrendamiento, geológicos y exploración geofísica (estudios sísmicos y de registros de pozos), y otros, incluyendo la adquisición de bienes materiales, pero excluyendo la perforación y al desarrollo inmaterial.

4.2.2.2 Opex

Son todos los gastos relacionados con actividades de producción, incluyendo combustibles, materiales, mano de obra operativa, mantenimiento y reparaciones. Costos de reacondicionamiento incurridos para mantener o aumentar la producción de una completación existente también se imputan a resultados.

4.2.2.3 Ingreso

Ingreso es cualquier partida u operación que afecte los resultados de una empresa aumentando las utilidades o disminuyendo las pérdidas.

4.2.2.4 Egreso

Al contrario de ingreso, egreso es cualquier partida u operación que afecte los resultados de una empresa disminuyendo las utilidades o aumentando las pérdidas.

4.2.2.5 Ahorro

Se denomina ahorro a la diferencia de dinero con la cual cuenta una persona o una empresa y que está determinada por la remuneración económica que reciba.

4.2.3 BENEFICIOS DE OPTIMIZACIÓN

Utilizando las tablas 4.7 y 4.8 se realiza una comparación del escenario base virtual y cada alternativa con el escenario actual, con el fin de obtener la diferencia de precios de cada relación por día como se muestra en la tabla 4.9.

TABLA 4.9
TABLA COMPARATIVA

| | | |
|--------------------------------|------------------------------|------------------|
| ESCENARIO ACTUAL \$ | ESCENARIO BASE \$ | AHORRO \$ |
| 7374,5 | 5573,64 | 1800,86 |
| ESCENARIO ACTUAL \$ | ALTERNATIVA 1 \$ | AHORRO \$ |
| 7374,5 | 5588,64 | 1785,86 |
| ESCENARIO ACTUAL \$ | ALTERNATIVA 2 \$ | AHORRO \$ |
| 7374,5 | 5813,64 | 1560,86 |
| ESCENARIO ACTUAL \$ | ALTERNATIVA 3 \$ | AHORRO \$ |
| 7374,5 | 5919,24 | 1455,26 |

Elaborado por: Mario Chilla y Luis Nieto

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Debido a la declinación de la producción actual, el escenario base planteado en el capítulo 3, permite un mejor funcionamiento de la facilidad seleccionando los equipos para la optimización de los procesos de almacenamiento y medición de fluidos de producción.
- Las alternativas 1 y 2, donde el scrubber tiene 36 pulgadas de diámetro y 9,20 pies de longitud de costura a costura y el KoD tiene 24 pulgadas de diámetro y 6,81 pies de longitud de costura a costura, permiten la reducción de la cantidad de condensado alrededor de la tea evitando la contaminación ambiental.
- Al aumentar el diámetro del scrubber de 24 a 36 pulgadas, la velocidad del gas disminuye aumentando la carrera de la partícula y se obtiene una mayor cantidad de condensado.
- Con la implementación de lazos de control propuestos en la alternativa 3 se mejora la vida útil del equipo, así como la automatización del proceso.
- Con la disminución del tiempo de retención de 8 a 5 minutos en el separador de producción se puede manejar una producción de 17888,45 BFPD.
- En la simulación realizada con los programas Pipesim, Piper y Microsoft Excel de la facilidad dieron resultados semejantes, verificando el correcto funcionamiento de la EPF.
- Con la ayuda del análisis HAZOP se pudo sintetizar las posibles amenazas o riesgos ocasionados al no implementar la propuesta de cada escenario.
- Según el análisis de jerarquías de Saaty el criterio que tiene mayor relevancia es el de confiabilidad con un porcentaje de 29,38 %, por ende la alternativa 3 es la que tiene mayor prioridad por ser más confiable.
- Según el análisis económico realizado se puede observar que el costo de los equipos y del personal del escenario base virtual y las alternativas son menores que el costo del escenario actual.

- Para manejar la producción actual de 11200 BFPD las dimensiones del separador deben ser de: 84 pulgadas de diámetro, 24 pies de longitud de costura a costura y un tiempo de retención de 8 minutos.
- Comparando el escenario base con el escenario actual se obtiene una mayor cantidad de ahorro equivalente a 1800,86 \$/día.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda implementar el escenario base lo más pronto posible para que los equipos se ajusten a las condiciones actuales de producción para mejorar la eficiencia del proceso.
- Se aconseja implementar la alternativa 1 o la alternativa 2 en la línea de alta de gas para reducir la cantidad de condensado en los alrededores de la tea y reducir el impacto ambiental.
- Es aconsejable implementar lazos de control en los separadores para optimizar el proceso y alargar la vida útil del equipo.
- Se recomienda disminuir el tiempo de retención en caso de que ocurra un aumento de producción, tal como se propone en la alternativa 4.
- Se recomienda verificar la cantidad de condensado en los separadores bifásicos propuestos en las alternativas 1 y 2 para garantizar un control del adecuado funcionamiento de la EPF.
- Es conveniente analizar la matriz HAZOP para evitar futuros inconvenientes que se prevé ocurrirán.
- Se aconseja implementar la alternativa 3 debido a que tiene mayor confiabilidad.
- Se recomienda implementar un sistema de contingencias en caso de eventos de emergencia.
- Se recomienda cambiar el escenario actual ya que con las propuestas planteadas se puede obtener ahorros (en el escenario base de 1800,86 \$/día, en la alternativa 1 de 1785,86 \$/día, en la alternativa 2 de 1560,86 \$/día y en la alternativa 3 de 1455,26 \$/día) y mayor eficiencia en la operatividad.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ken Arnold & Maurice Stewart (2008). Surface Production Operations, USA. Edit. Gulf Publishing Company USA, Volumen 1,3.
- Brown Kermit & Beggs Dale (1977). The Technology of Artificial Lift Methods, Tulsa Oklahoma-USA. PennWell Publishing Company, Volumen 1.
- Robert L. Mott (2006), Mecánica de Fluidos, México. Pearson Prentice Hall, Volumen 6.
- Mosquera Leonardo & Rodríguez Verónica (2010), Optimización de las Facilidades de Producción del Campo Cuyabeno, Tesis de grado, EPN. Quito-Ecuador.
- Carrillo Sandra (2007), Estudio y Evaluación de las Facilidades de Superficie para Optimizar el Sistema de Venteo de Gas en la Estación Villana a de Agip Oil Ecuador B.V. Tesis de grado, EPN. Quito- Ecuador.
- Gómez Elvis & Vilcaguano Nixon (2013), Análisis Técnico-Económico para la Optimización de Facilidades Tempranas de Producción para Crudo Pesado en el Suroriente Ecuatoriano con Metodología Desarrollada por la empresa Sertecpet. Tesis de grado, ESPO. Guayaquil-Ecuador.
- Aguirre Eduardo (2009), Facilidades de Superficie Industria Petrolera (Caracas-Venezuela). Recuperado de: <http://es.scribd.com/doc/54941484/Facilidades-Superficie-Industria-Petrolera#scribd>.
- Ortiz Viviana & Zabala Wilson (2009), Diseño de las Principales Facilidades de Superficie para la Deshidratación del Crudo Proveniente de la Formación San Fernando a Escala Piloto. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga-Colombia.
- Valvias (2013), Tipos de Válvulas (Barcelona-España). Recuperado de: <http://www.valvias.com>.

- Cangui Luis & Freddy Salazar (2011), Estudio técnico para la implementación de medidores de flujo multifásico en las instalaciones de los campos Drago y Arazá. Tesis de grado, Escuela Politécnica Nacional. Quito-Ecuador.
- Jpais (2015), Separador API (Caracas-Venezuela). Recuperado de: <http://www.sumiowater.com/dimensionamiento-de-un-separador-api/>.
- Fernández Karla & Gaibor Nathaly (2009), Redimensionamiento de los sistemas de producción de fluidos y de reinyección de aguas de formación, en las estaciones Sacha Norte 1, Sacha Norte 2 y Sacha Sur, para que cumplan los estándares de producción del bloque 15. Tesis de grado, Escuela Politécnica Nacional. Quito-Ecuador.
- Socorro Gabriel (2012), Material de clase 2 (Cundinamarca-Colombia). Recuperado de: <http://es.slideshare.net/gabosocorro/material-de-clase-2>.
- Mera Servio (2007), Diseño y Construcción de un Tablero de Control para Monitoreo y Control de Bombas de Transferencia de Petróleo utilizando un Relé Programable SLC. Tesis de grado, Escuela Politécnica del Ejército. Latacunga-Ecuador.
- IHS (2015), IHS Piper (Englewood-Estados Unidos de América). Recuperado de: <https://www.ihs.com/products/piper-gas-asset-modeling-forecasting-software.html>.
- Turmo Emilio (1999), Discos de ruptura (I): características (Madrid-España). Recuperado de: http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/FichasTecnicas/NTP/Ficheros/401a500/ntp_456.pdf.
- Estrada Jorge (2009), Lazo de control (Cananea-México). Recuperado de: <http://es.slideshare.net/JELEstrada/lazo-de-control>.
- Salvadó Jaime (2009), Determinación de modos de fallo y sus efectos en máquinas de la Industria Petroquímica (Madrid-España). Recuperado de: http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/8017/PFC_Jaime_Salvado_Ruiz.pdf?sequence=1.

GLOSARIO

EPF (Early Production Facility): son facilidades de producción temprana temporales que permiten conocer datos de producción en tiempo real de un campo.

FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas): es una metodología de estudio de la situación de una empresa o un proyecto, analizando sus características internas y su situación externa en una matriz cuadrada.

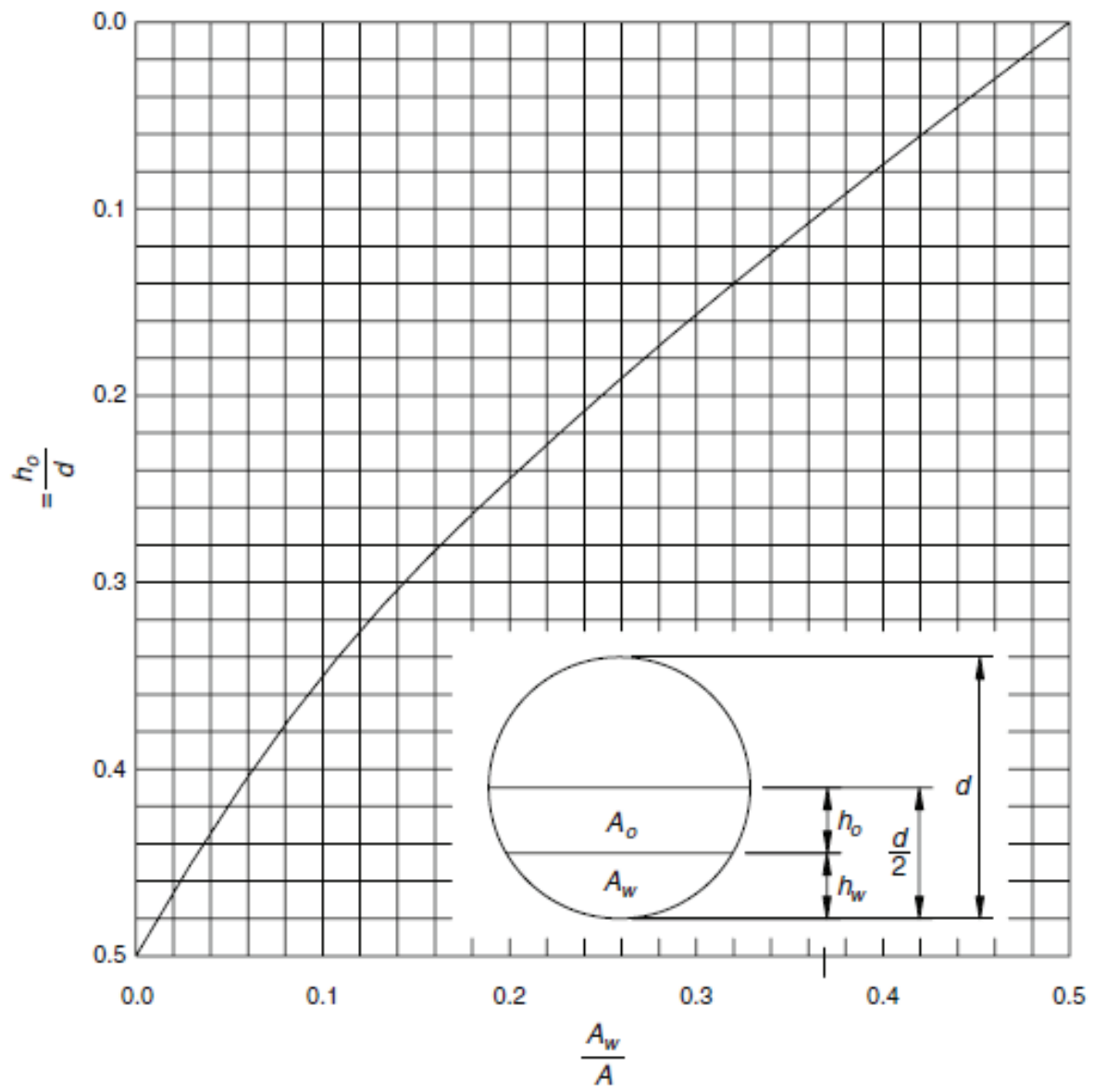
KoD (Knock out Drum): son separadores horizontales que aíslan el crudo condensado y los sólidos del gas natural, también conocidos como depósitos de almacenamiento a presión.

FWKO (Free Water Knock Out): es diseñado para poder separar el agua libre del petróleo y emulsiones, así como el gas es separado del fluido.

HAZOP (Hazard and Operability): sirve para detectar las situaciones de inseguridad que se pueden presentar en el proyecto.

ANEXOS

ANEXO No 1**CURVA PARA DETERMINAR β PARA EL
DIMENSIONAMIENTO DE UN SEPARADOR TRIFÁSICO
HORIZONTAL**



ANEXO No 2

**TABLA DE PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE UN
EVENTO**

PROBABILIDAD DE OCURRENCIA

| ESCENARIOS DE PELIGRO | |
|---------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| NIVELES DE PROTECCIÓN | |
| FRECUENTE (20) | <p>Existen procedimientos escritos y la responsabilidad asignada a una persona (operador) para prevenir eventos no deseados.</p> <p>Ha ocurrido anteriormente en alguno de los procesos o actividades de la Organización y es probable que ocurra nuevamente durante la duración de las operaciones.</p> |
| OCCASIONAL (10) | <p>Existe una sola salvaguarda o protección independiente y confiable en el lugar; la falla de ésta podría causar la ocurrencia de un evento no deseado.</p> <p>Puede ocurrir en alguno de los procesos o actividades de la Organización durante la duración de las operaciones.</p> |
| INFRECUENTE (5) | <p>Existen dos salvaguardas o protecciones independientes y confiables; la falla de una de ellas no causaría la ocurrencia de un evento no deseado.</p> <p>Es improbable que este tipo de evento ocurra en la Organización pero se conoce de su ocurrencia en otras Organizaciones.</p> |
| REMOTA (1) | <p>Existen tres o más salvaguardas o protecciones independientes confiables; la falla de dos de ellas no causaría la ocurrencia de un evento no deseado.</p> <p>Es improbable que este tipo de evento ocurra en la Organización y no se conoce de experiencias similares en otras Organizaciones.</p> |

ANEXO No 3

TABLA DE POTENCIAL DE PÉRDIDA DE UN EVENTO

POTENCIAL DE PÉRDIDA

| | DAÑO A LAS PERSONAS | DAÑO AL MEDIO AMBIENTE | DAÑO A LA PROPIEDAD | PÚBLICO |
|-------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| CATASTRÓFICA (20) | <p>Toda lesión importante que termine en muerte ocupacional o involucre la incapacidad permanente de tres o más personas.</p> | <p>Todo daño en el que no se pueda realizar la limpieza y/o remediación o que requiera más de un año para tal efecto, daño irreversible a la cadena alimenticia o vida silvestre (terrestre y/o acuática).</p> | <p>Daños a equipos o propiedad cuyo valor sea mayor a USD 1'000.000.</p> | <p>Muerte o incapacidad permanente de uno o más miembros del Público, daños mayores a su propiedad o acciones severas de éstos amenazando la operación.</p> |
| GRAVE (10) | <p>Toda lesión importante que involucre la incapacidad permanente de una o dos personas.</p> | <p>Todo daño cuya limpieza y/o remediación se haya completado antes de un año pero superior a 1 mes, daño importante a la cadena alimenticia o vida silvestre (terrestre y/o acuática).</p> | <p>Daños a equipos o propiedad cuyo valor sea mayor a USD 100.000 pero inferior a USD 1'000.000.</p> | <p>Efectos temporales a la Salud de uno o más miembros del Público, daños moderados a su propiedad o acciones moderadas de éstos amenazando la operación.</p> |
| MODERADA (5) | <p>Toda lesión seria que involucre incapacidad temporal o esté determinada como registrable por la OSHA.</p> | <p>Todo daño cuya limpieza y/o remediación se haya completado de forma inmediata o en el lapso de 1 mes, daño menor a la cadena alimenticia o vida silvestre (terrestre y/o acuática).</p> | <p>Daños a equipos o propiedad cuyo valor sea mayor a USD 25.000 pero inferior a USD 100.000.</p> | <p>Efectos menores a la Salud de uno o más miembros del Público, daños menores a su propiedad o acciones menores de éstos amenazando la operación.</p> |
| LEVE (1) | <p>Toda lesión menor que requiere únicamente primero auxilios, según lo descrito por la OSHA.</p> | <p>Todo daño cuya limpieza es inmediata y no se requiere de remediación. No hay afectación de la cadena alimenticia o vida silvestre (terrestre y/o acuática).</p> | <p>Daños a equipos o propiedad cuyo valor sea inferior a USD 25.000.</p> | <p>Efectos mínimos a la Salud de uno o más miembros del Público o posibles acciones menores de éstos amenazando la operación.</p> |

ANEXO No 4
MATRÍZ DE RIESGOS

MATRIZ DE RIESGOS

| | | PROBABILIDAD DE OCURRENCIA | | | |
|----------------------|----------------------|----------------------------|--------------------|-------------------|-------------------|
| | | REMOTA (1) | INFRECUENTE (5) | OCASIONAL (10) | FRECUENTE (20) |
| POTENCIAL DE PÉRDIDA | CATASTRÓFICA (20) | B 20 | C 100 | D 200 | E 400 |
| | GRAVE (10) | A 10 | B 50 | C 100 | D 200 |
| | MODERADA (5) | A 5 | B 25 | B 50 | C 100 |
| | LEVE (1) | A 1 | A 5 | A 10 | B 20 |

| | |
|---|--------------------|
| A | $1 < A \leq 10$ |
| B | $11 < B \leq 50$ |
| C | $51 < C \leq 100$ |
| D | $101 < D \leq 200$ |
| E | $201 < E \leq 400$ |