

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN  
TIPO CON TECNOLOGÍA VICTAULIC MEDIANTE SIMULACIÓN

YUSLENY HASBLEIDY MEDINA MEDINA

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2018

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN  
TIPO CON TECNOLOGÍA VICTAULIC MEDIANTE SIMULACIÓN

YUSLENY HASBLEIDY MEDINA MEDINA

Proyecto integral de grado para optar el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director  
ANDRÉS FELIPE LOZANO RODRÍGUEZ  
Ingeniero de Petróleos

Orientador  
MIGUEL ANGEL RODRIGUEZ  
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2018

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

---

---

---

Ingeniero Miguel Angel Rodriguez

---

Ingenieria Adriana Ruiz Leon

---

Ingeniera Claudia Rubio Avila

Bogotá D.C Noviembre del 2018

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro:

**Dr. JAIME POSADA DIAZ**

Vice-rector de Desarrollo y Recursos Humanos:

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA-PEÑA**

Vice-rectora Académica y de Posgrados:

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Decano Facultad de Ingeniería:

**Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

*Dicen por ahí que dicen le das tus batallas más fuertes a los mejores guerreros, solamente quiero agradecerte por cada una de las cosas que han pasado durante los últimos tres años, altos y bajos pero cada una de ellas debieron ocurrir para que hoy se la mujer que soy, gracias por permitirme llegar hasta este punto en mi vida, por darme la familia que tengo, por brindarme la fuerza para afrontar cada obstáculo de la vida, por llenar mi corazón, mi alma y mi espíritu.*

*A mi abuelo Luis Efraín Medina Gayón (QEPD) tu partida ha sido mi dolor más grande, muchas veces no puedo creer que tu no estés y a veces solo cogo el teléfono y marco tu número sin recordar que ya no estás, gracias por guiar mi camino desde donde estés.*

*A mi madre Marlen Medina Lizarazo por cada uno de tus consejos, por demostrarme tu amor incondicional, por comprenderme, por tu apoyo, por ser mi pañuelo de lágrimas y escuchar sin criticar, por tus valiosos consejos , mi vida sin ti sería incompleta y cada día me demuestras lo increíble que eres.*

*A mi padre Alonso Medina Medina, por sus momentos junto a mí, porque cada risa a tu lado es inigualable porque en mis momentos más tristes eres luz que me hace renacer, por tu incontrolable humor, soy tu princesa y para mi eres el rey, el hombre más importante de mi vida, sin importar el que, cuando o donde.*

*A mi hermano, mi otro papá, la persona que más me cuida y que más trae mis pies a la tierra, cuando mis ideas son muy descabelladas, el que me da ánimo en mis momentos más grises y aún cuando nadie cree en mí tu sí lo haces.*

*A mis amigos por demostrarme el significado de la palabra amistad y a todos aquellos que de una u otra manera permitieron que esta etapa de mi vida se cumpliera.*

*“Algunas personas tienen misiones cortas, otras tienen misiones largas, otras misiones pesadas; y otras, misiones ligeras, debemos descubrir la nuestra”  
Gardenia – Zela Bambrille*

**Yusleny H. Medina (YHM)**

## AGRADECIMIENTOS

A **CPP Testing S.AS.** por todo su apoyo en este proyecto, por sus enseñanzas en cada uno de los pasos de este proyecto, por brindarme todos los medios para su elaboración.

Al **Ingeniero Carlo Andrés Lozano** por la confianza otorgada para la realización del trabajo de grado, por sus consejos, por su buena disposición en todo momento y su acompañamiento continuo durante su desarrollo.

A los ángeles que le dieron luz a este proyecto que me recordaron porque estoy aquí, **Rosa Parra y Vicente Calad**, docentes como ustedes rescatan el verdadero valor de la enseñanza; **Cristina** por ser insistente y amorosa cada vez que necesitaba un consejo.

A la **Universidad de América** por todas las enseñanzas a nivel personal y profesional, por brindarnos las herramientas necesarias para salir a construir un futuro mejor.

A las **directivas**, cuerpo docente y personal administrativo de la universidad, por el apoyo y capacitación recibida durante este proceso.

## CONTENIDO

	<b>pág.</b>
INTRODUCCIÓN	23
OBJETIVOS	24
1. GENERALIDADES	25
1.1 FACILIDADES DE SUPERFICIE	25
1.1.1 Sistemas de Recolección	26
1.1.2 Sistema de Distribución	26
1.1.3 Sistemas de Prueba	27
1.1.4 Sistemas de Separación	27
1.1.5 Sistema de Tratamiento	28
1.1.6 Sistema de Almacenamiento	29
1.1.7 Sistema de Bombeo	29
1.1.8 Sistemas de Medición	30
2. SISTEMAS DE CONEXIÓN DE TUBERIAS	30
2.1 CONEXIONES DE TUBERÍAS	30
2.1.1 Conexiones Roscadas	31
2.1.2 Conexiones Bridadas	36
2.1.3 Conexiones por Soldadura	45
2.1.4 Conexiones Victaulic	52
3. CONDICIONES ACTUALES DE LA FACILIDAD	56
3.1 CARACTERIZACION DE LOS FLUIDOS	56
3.1.1 Crudo	56
3.1.2 Agua de formación	66
3.1.3 Agua de inyección	72
3.1.4 Gas natural	73
3.2 CONDICIONES ACTUALES DE LAS FACILIDADES	81
3.2.1 Descripción Actual del Sistema	81
4 REDISEÑO DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA UNA FACILIDAD TIPO DE CRUDO MEDIANO	100
4.1 ANÁLISIS NODAL PARA LÍNEAS DE SUPERFICIE	100
4.1.1 CARACTERÍSTICAS DE ANÁLISIS NODAL	101
4.1.2 COMPONENTES DEL ANÁLISIS NODAL	103
4.1.3 VENTAJAS DEL SIMULADOR PIPEPHASE	103
4.2 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE PIPEPHASE	104
4.2.1 Datos Iniciales	104
4.2.2 Datos de Entrada	105
4.2.3 Selección de nodos	105



4.2.4	Selección de tubería y Sistemas de conexión	106
4.2.5	Caracterización de los fluidos	107
4.2.6	Diseño Final	107
4.3.	RESULTADOS	107
4.3.1	Datos Obtenidos	108
4.3.2	Análisis de resultados	110
4.4	SIMULADOR ASPEN HYSYS ®	110
4.4.1	Ventajas del Simulador Aspen Hysys.	111
4.4.2	Desventajas del Simulador Aspen Hysys.	111
4.4.3	Descripción del Diseño de la Simulación	111
4.5	DESCRIPCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE SIMULACIÓN	131
4.6	DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO CONCEPTUAL DE LAS FACILIDADES	
TIPO		134
4.6.1	Tiempo de Separación	137
4.6.2	Sistema de Calentamiento	140
4.6.3	Sistema de Separación de Fluidos	140
4.6.4	Sistema de Bombeo	141
4.6.5	Sistema de Almacenamiento	143
4.6.6	Sistema de Tratamiento de Agua	144
5.	SELECCIÓN DE TUBERIAS	145
5.1	SIMULADOR FDA5'S	145
5.1.1	Ventajas	145
5.1.2	Desventajas	146
5.2	DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO DE LA SIMULACIÓN	146
5.2.1	Propiedades Iniciales	146
5.2.2	Selección de Conexiones	147
5.2.3	Configuración de Conexiones	148
5.2.4	Especificación de Orientación	149
5.2.5	Ingresar condiciones de Tuberías	150
5.2.6	Construir Facilidad de Producción	150
5.2.7	Simulación Final	152
5.2.3	RESULTADOS	154
6.	ANÁLISIS FINANCIERO	157
6.1	DEFINICIÓN DE PARÁMETROS ASOCIADOS A LA EVALUACIÓN FINANCIERA	157
6.1.1	Tiempo de evaluación.	158
6.1.2	Unidad monetaria.	158
6.1.3	Valor presente neto (VPN).	158
6.1.4	Tasa de interés de oportunidad (TIO).	158
6.1.5	Tasa interna de retorno (TIR).	158
6.2	ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN	158
6.2.1	Proceso Actual.	159
6.2.2	Proceso Re-diseñado.	159

6.3	Análisis de Costos de Operación	161
6.4	Análisis de Ingresos	167
6.5	Evaluación Financiera	169
7.	CONCLUSIONES	172
8.	RECOMENDACIONES	174
	BIBLIOGRAFÍA	175

## LISTA DE ILUSTRACIONES

	pág.
Figura 1. Esquema de Facilidades de Producción	26
Figura 2. Modelo de separador Bifásico	28
Figura 3. Conexión Roscada Levemente Unidas	31
Figura 4. Conexión Roscada Totalmente Unidas	32
Figura 5. Diseño de Tuberías Roscadas NPT	33
Figura 6. Diseño de Tuberías Roscadas BSPT	34
Figura 7. Adaptador Tipo Brida y Contra brida Metálica	37
Figura 8. Esquema de Conexión Tipo Brida	38
Figura 9. Longitud de Tornillo	39
Figura 10. Brida de Cuello o "Welding Neck" con cara realzada	40
Figura 11. Brida deslizante, o "Slip-on".	41
Figura 12. Brida para enchufe y soldadura, o "Socket weld"	42
Figura 13. Brida loca con "stub-end.	43
Figura 14. Soldaduras a tope con penetración completa	46
Figura 15. . Soldadura a tope con penetración parcial	47
Figura 16. Soldadura en Angulo.	48
Figura 17. Soldaduras insertadas y de Ranura	49
Figura 18. Soldadura de Borde	50
Figura 19. Instrucciones para la instalación de Conexiones Victaulic	54
Figura 20. Ventajas comparativas Conexión de tubería Tipo Victaulic	55
Figura 21. Esquema General de Facilidad de Producción Tipo	82
Figura 22. Esquema General de Árbol de Navidad	83
Figura 23. Esquema de bomba de desplazamiento positivo tipo Tornillo	86
Figura 24. Esquema interno de una bomba centrífuga	89
Figura 25. Esquema Interno Tanque de Separación (Skim Tank)	91
Figura 26. Esquema Tanque de Almacenamiento	92
Figura 27. Filtro de Cascara de Nuez	95
Figura 28. Esquema Interno del Knoch Out Drum	97
Figura 29. Esquema Interno de las unidades LACT	98
Figura 30. Diseño Final de los Nodos del Sistema	106
Figura 31 Selección de tubería y Sistemas de conexión	107
Figura 32. Sensibilidades mediante las curvas de comportamiento del pozo.	108
Figura 33. creación o instalación del paquete fluido	112
Figura 34. Selección de Componentes	114
Figura 35. Descripción de propiedades de los "Componentes Hipotéticos"	115
Figura 36. Curva de Densidad de Crudo Mediano	117
Figura 37. Configuración de Información PVT	118
Figura 38. Composición de la mezcla	119
Figura 39. Selección de Mezclador	120
Figura 40. Ingresar Datos de la Simulación de Corrientes	120
Figura 41. Selección de Condiciones de Operación	121

Figura 42. Configuración de tubería.	121
Figura 43. Configuración del PreCalentador	122
Figura 44. Configuración del Caudal de Operacion	123
Figura 45. Selección de Condiciones de Operación	123
Figura 46. Diseño de Tratador Térmico	124
Figura 47. Paleta de Equipos	124
Figura 48. Configuración del Separador	125
Figura 49. Configuración de Volúmenes del Tratador Térmico	126
Figura 50. Configuración de Bomba	126
Figura 51. Configuración de Tanques	127
Figura 52. Configuración de los Tanques Desnatadores	128
Figura 53. Configuración de Filtro de Cascara de Nuez	129
Figura 54. Configuración de Válvulas	129
Figura 55. Simulación de Facilidades Tipo para Crudo Mediano	130
Figura 56. Configuración del Intercambiador de Calor	131
Figura 57. Configuración del Gun Barrel.	132
Figura 58. Re Diseño de Facilidades Tipo para Crudo Mediano	133
Figura 59. Volúmenes Almacenados	138
Figura 60. Balance de caudales	142
Figura 61. Selección de Propiedades Iniciales	146
Figura 62. Configuración de Unidades	147
Figura 63. Caracterización de Conexiones	148
Figura 64. Configuración y dimensionamiento	149
Figura 65. Selección de Orientación	149
Figura 66. Condiciones de Selección	150
Figura 67. Construcción de la simulación	151
Figura 68. Diseño final de Conexiones	153
Figura 69. Selección de Conexión de Tuberías.	158
Figura 70. Régimen de regalías escalonadas	164
Figura 71. Escenarios de los precios del CRUDO	167

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Ventajas Victaulic	53
Tabla 2. Composición Básica del Petróleo	57
Tabla 3. Clasificación del Crudo según su gravedad API	58
Tabla 4. Parámetros de Entrega de Crudo	64
Tabla 5. Propiedades del crudo antes de procesos de tratamiento	65
Tabla 6. Clasificación General de Dureza	70
Tabla 7 Parámetros permisibles para vertimiento	76
Tabla 8. Análisis de agua de Inyección.	78
Tabla 9. Datos de Cromatografía de gases.	80
Tabla 10. Diseño Manifold de una Facilidad Tipo	84
Tabla 11. Especificaciones de Diseño de Precalentadores	85
Tabla 12. Especificaciones de Diseño Caldera de 800 BIs	86
Tabla 13. Especificaciones de Diseño Tratador Térmico de 8000 BIs	87
Tabla 14. Especificaciones de Diseño Separador de Prueba	88
Tabla 15. Esquema general de Bombas	89
Tabla 16. Esquema Interno del Tanque de Reposo	90
Tabla 17. Especificaciones de Diseño del Tanque de Almacenamiento	93
Tabla 18. Especificaciones de Diseño de Gun Barrel	93
Tabla 19. Esquema de Diseño de Tanque Desnatador	94
Tabla 20. Diseño de Tanque de Filtro de Cascara de Nuez	95
Tabla 21. Esquema de Diseño de Tanque de Almacenamiento	96
Tabla 22. Esquema de Diseño del Depurador de Gas	96
Tabla 23. Esquema de Diseño Knock Out Drum	97
Tabla 24. Esquema de Diseño de TEA	98
Tabla 25. Escenario de producción para el Re-diseño	100
Tabla 26. Análisis Nodal para el Sistema Propuesto	109
Tabla 27. Análisis Nodal en Sistema de Bombeo	110
Tabla 28. Assay Data para Crudo Mediano	116
Tabla 29. Análisis Light Ends	117
Tabla 30. Re-diseño de Precalentadores	140
Tabla 31. Re-diseño de los Gun Barrel	141
Tabla 32. Características de las nuevas bombas P-2100 A/B/C	143
Tabla 33. Re Diseño del Tanque de Separación	144
Tabla 34. Re Diseño de los Tanques de Almacenamiento	144
Tabla 35. Variaciones porcentuales IPC	152
Tabla 36. Equipos e Instalación requerida	160
Tabla 37. Costos asociados a la perforación de un pozo.	161
Tabla 38. Costos de Inversión	161
Tabla 39. Pronóstico de Producción Incremental	162
Tabla 40. Lifting Cost proyectado	163
Tabla 41. Costos de Producción	163

Tabla 42. Porcentaje de Regalías aplicado por periodo	165
Tabla 43. Porcentaje impuesto CREE según actividad económica.	166
Tabla 44. Precio del crudo ajustado.	167
Tabla 45. Total de ingresos sin regalías	168
Tabla 46. Ingresos Totales Anuales con Regalías	168

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Largo Mínimo del Tornillo	38
Ecuación 2. Fórmula para determinar la gravedad API	59
Ecuación 3. Calculo de Índice de Cloruros	61
Ecuación 4. Porcentaje de BSW	62
Ecuación 5. Determinación de Gravedad Especifica	67
Ecuación 6. Compresibilidad de Cualquier Material	71
Ecuación 7. Peso Molecular Aparente de una Mezcla	73
Ecuación 8. Densidad de una Mezcla de Gas Ideal.	74
Ecuación 9. Volumen Especifico	74
Ecuación 10. Fórmula para determinar la Gravedad Especifica	75
Ecuación 11. Factor de Compresibilidad	75
Ecuación 12. Presión seudorreducida	76
Ecuación 13. Temperatura seudorreducida	76
Ecuación 14. Presión Seudocritica	77
Ecuación 15. Presión Seudocritica	77
Ecuación 16. Factor de Expansión del gas	78
Ecuación 17. Viscosidad del gas	78
Ecuación 18. IP por aplicación de la Ley de Darcy	101
Ecuación 19. Caudal a partir de aplicación de la ley de Darcy	102
Ecuación 20. Ecuación de Vogel	103
Ecuación 21. Tiempo de Retención	138
Ecuación 22. Porcentaje de BSW	141
Ecuación 23. Producción Incremental	162
Ecuación 24. Regalías mayores a 5.000 Bls.	164
Ecuación 25. Total Ingresos	168

## ABREVIATURAS

%	Porcentaje.
°	Grados.
''	Pulgadas.
°F	Grados Fahrenheit (Escala de temperatura).
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
API	Gravedad API (American Petroleum Institute).
ASTM	American Society for Testing and Materials (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales).
ATM	Presión atmosférica.
Bls	Barriles.
BFPD	Barriles de fluido por día.
BHP	Horsepower.
BOPD	Barriles de Aceite por Días.
BS&W	Contenido de Agua y sedimentos.
BWPD	Barriles de Agua por Día.
BY/BN	Barriles de yacimiento por barriles normales.
CAPEX.	Capital Expenditures (Inversiones en bienes de capitales).
Cp.	CentiPoise, unidad de medida de viscosidad.
Cte.	Constante.
Ft	Pies.
GB	Gun barrel-Surge Tank
GOR	Relación Gas-Petróleo.
HE	Pre calentador.
Hz	Hertz.
ID	Diámetro interno.
KOD	Knock Out Drum
Lbs/lb-mol	Libras por libra-mol.
Mo	Viscosidad del petróleo.
OD	Diámetro externo.
OPEX.	Operating expense (Costo de operación).
O/W	Contenido de grasas y aceites.
P	Presión.
Pb	Presión de burbuja.
PCN/BN	Pies cúbicos normales por barriles normales.
PFD	Diagrama de flujo del proceso (Process flow diagram).
PLG.	Pulgada, unidad de medida de distancia.
Ppm	Partes por millón.
Psi	Libra fuerza por pulgada cuadrada (Unidad de presión).
PVT	Prueba de presión, volumen y temperatura.
Qo	Caudal de aceite.
R.	Constante universal de los gases.
RGL	Relación gas-líquido.
Scf	Pies cúbicos estándar



SWC	Saturación de Agua Connata.
TK	Tanque.
V	Bota de gas.
VPN	Valor Presente Neto.
Yg	Gravedad específica del gas

## GLOSARIO

**ÁRBOL DE NAVIDAD:** son las válvulas, medidores y accesorios instalados en la superficie en la parte superior de un pozo de petróleo o gas. Estos controlan la medida, y dirección del flujo de fluidos de la formación producidos a partir del pozo.

**BARRIL:** el equivalente de un barril de petróleo se expresa en galones americanos y corresponde más concretamente a 42 galones, es decir, aproximadamente 159 litros.

**BOTA DE GAS:** equipo de separación utilizado en las facilidades de producción y cuyo su propósito es proporcionar una última separación gas-petróleo.

**CABEZA DE POZO:** equipo de control instalado en la parte superior del pozo. Consiste de salidas, válvulas, pres ventores, etc.

**CAMPO:** acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo. Un campo de petróleo está formado por un yacimiento con una forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos y que se encuentra cubierto por una roca impermeable o una roca que actúa como sello.

**CAUDAL:** cantidad de fluido, medido en volumen, que se mueve en una unidad de tiempo.

**COALESCENCIA:** posibilidad de que dos o más materiales se unan en un único cuerpo.

**CORRELACIÓN:** conexión de puntos, entre un pozo y otro, en la que los datos indican que los puntos fueron depositados simultáneamente (crono estratigráficos) o poseen características similares y relacionadas.

**CROMATOGRAFÍA:** lleva a cabo la separación por medio del reparto de los componentes de una mezcla química, entre una fase gaseosa que fluye (móvil) y una fase líquida estacionaria sujeta a un soporte sólido.

**CRUDO:** petróleo sin procesar.

**DAÑO:** dificultades para la producción, naturales o inducidas, que pueden tener lugar en el yacimiento, el área cercana al pozo, los disparos o perforaciones, la terminación por empaque de grava o las líneas de producción, tales como las tuberías.

**DARCY:** unidad estándar de medida de la permeabilidad. Un Darcy describe la permeabilidad de un medio poroso a través del cual pasa un centímetro cúbico de líquido que tiene un centipoise de viscosidad que fluye en un segundo bajo una

diferencia de presión de una atmósfera donde el medio poroso tiene una sección transversal de un centímetro cuadrado y una longitud de un centímetro.

**DENSIDAD:** relación de la masa por unidad de volumen.

**DERIVADOS:** producto procesado en una refinería, usando como materia prima el petróleo.

**DESGASIFICACIÓN:** proceso de eliminación de gases disueltos en agua, usando aspiración o calor.

**DESHIDRATACIÓN:** pérdida de agua de un fluido gaseoso.

**EXPLORACIÓN:** primera etapa, necesaria para ubicar los lugares que por sus características sean factibles de contener trampas de petróleo. Este es el trabajo de geólogos, geofísicos, sedimentólogos que recorren el terreno y usan imágenes satelitales para encontrar información acerca de la Cuenca Sedimentaria.

**EXPLORACIÓN:** operación que consiste en la extracción de petróleo y/o gas de un yacimiento.

**FACTOR DE COMPRESIBILIDAD:** razón del volumen molar de un gas con relación al volumen molar de un gas ideal, a la misma temperatura y presión.

**FLUIDOS:** conjunto de partículas que se mantienen unidas entre sí por fuerzas cohesivas débiles y las paredes de un recipiente; el término engloba a los líquidos y los gases.

**FLUJO NATURAL:** rendimiento de un pozo por la fuerza propia del yacimiento. Por lo general, la producción por flujo natural se logra en algunos campos durante la etapa inicial de su desarrollo, luego por declinación natural se pierde la capacidad original.

**GAS:** estado de agregación de la materia en el cual, bajo ciertas condiciones de temperatura y presión, sus moléculas interactúan solo débilmente entre sí.

**GAS CONDESADO:** hidrocarburo líquido disuelto en gas natural saturado que se libera de la solución cuando la presión cae por debajo del punto de rocío.

**GAS HÚMEDO:** gas natural que contiene menos metano (normalmente menos de 85% de metano), y más etano y otros hidrocarburos más complejos.

**GAS SECO:** gas natural que existe en ausencia de condensado o hidrocarburos líquidos, o gas del que se han eliminado los hidrocarburos condensables. El gas seco posee normalmente una relación gas-petróleo que excede 100 000 scf/STB.

**GAS NATURAL:** mezcla de hidrocarburos livianos, en su mayor parte compuesto por metano y butano, no requiere de procesamiento previo o posterior a su uso en los puntos de consumo.

**GRAVEDAD ESPECÍFICA:** relación adimensional entre la densidad de un material y la densidad del mismo volumen de agua.

**GUN BARREL:** separador vertical de gran diámetro que permite tiempos de retención más extensos para una separación petróleo-agua debido a la diferencia de gravedad específica.

**HIDROCARBURO:** compuesto formado por la combinación de cadenas de Carbono e Hidrógeno. Es un grupo grande de químicos orgánicos que ocurren en la naturaleza como gases, líquidos y sólidos. Es el componente principal del gas natural, el petróleo y el bitumen.

**HIDROCICLÓN:** equipo de separación de sólidos-líquidos mediante fuerza centrífuga para el asentamiento.

**KEY PLAN:** es el diagrama de distribución de las áreas clasificadas y no clasificadas.

**KNOCK OUT DRUM:** es un separador de dos fases que está diseñado para separar cualquier líquido condensado, aceite, emulsión, incrustaciones de la tubería u otro tipo de sedimento que haya sido arrastrado por el gas.

**LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL:** sistema que agrega energía a la columna de fluido de un pozo con el objetivo de iniciar y mejorar la producción del pozo. Los sistemas de levantamiento artificial utilizan una diversidad de principios de operación, incluidos el bombeo mecánico, el levantamiento artificial por gas y las bombas eléctricas sumergibles.

**MIGRACIÓN:** desplazamiento del hidrocarburo a través de las rocas. La migración primaria es el movimiento del hidrocarburo desde la roca madre hasta roca almacén. La migración secundaria consiste en el desplazamiento del hidrocarburo de la roca almacén a la trampa donde se acumula.

**PERMEABILIDAD:** capacidad de un medio poroso para permitir el flujo de fluidos o gases. La unidad para medir la permeabilidad es el Darcy o millidarcy (0.001 Darcy).

**PERFORACIÓN:** ciencia que estudia la estructura, origen, historia y evolución de la tierra por medio de análisis y examen de rocas, estructuras y fósiles.

**PETROFÍSICA:** relación existente entre los fluidos y su movimiento a través del medio poroso de la roca de un yacimiento determinado.

**POROSIDAD:** porcentaje del volumen total de una roca constituido por espacios vacíos.

**POZO:** perforación que se practica en el suelo, hasta encontrar un acuífero, un nivel mineralizado o una impregnación de petróleo.

**POZO CON FLUJO NATURAL:** condición en la cual la presión de la formación es suficiente para producir petróleo a una tasa comercial sin necesidad de bombeo. La mayoría de los yacimientos están inicialmente a presiones lo suficientemente elevadas como para permitir que un pozo fluya de manera natural.

**PRESIÓN:** esfuerzo ejercido por un cuerpo sobre otro cuerpo, ya sea por gravedad o mediante el uso de fuerza, se le mide como fuerza entre área.

**PRODUCCIÓN ACUMULADA:** cantidad total de petróleo y gas recuperados de un yacimiento a partir de un tiempo determinado en la vida productiva del campo.

**REGALÍAS:** participación porcentual en la producción o valor derivado de la producción, pagado de un pozo productivo.

**SCRUBBER:** grupo diverso de dispositivos de control de la contaminación del aire que se puede utilizar para eliminar algunas partículas, gases y/o cualquier material extraño o líquido en el flujo de corriente.

**SURGE TANK:** recipiente en una red superficial donde su función es recibir y amortiguar alzas repentinas de la corriente de fluido. TEA: línea donde se quema el gas que ha sido separado del petróleo.

**SIMULADOR:** aparato, por lo general informático, que permite la reproducción de un sistema.

**TEMPERATURA:** magnitud referida a las nociones comunes de calor medible mediante un termómetro.

**TRONCAL:** línea colectora de fluidos de producción.

**VISCOSIDAD:** oposición al libre flujo de fluidos a través de una superficie.

**YACIMIENTO:** refiere a la concentración natural de sustancias minerales en la corteza terrestre que pueden ser extraídas o explotadas para su aprovechamiento cuando las condiciones son favorables.

## RESUMEN

El desarrollo de este proyecto se lleva a cabo para las Facilidades tipo de producción de crudo mediano, el contenido corresponde a la descripción del funcionamiento de las facilidades de producción y al rediseño de las facilidades de producción con un incremental de caudal de 20.000 barriles de fluido por día este trabajo pretende abordar esta problemática desarrollando el diseño conceptual de facilidades adecuado para mejorar estas condiciones y la utilización del método de conexión de tuberías más adecuados dependiendo de las condiciones de cada sistema aquí presentado.

A través de la historia de producción del campo, se conoce que con el paso el tiempo la producción del agua ha ido incrementando y que el yacimiento podría ser explorado y explotado fuera de los límites actuales, lo que no se previó en el diseño inicial de las facilidades, por lo cual ahora se requiere de un nuevo diseño para complementar unas facilidades de crudo ya existentes.

Actualmente se están tratando 35.000 barriles de fluido por día en la facilidad de producción tipo, pero con la perforación de tres nuevos pozos en un periodo de 5 años se prevé que el caudal incremente entre 15.000 a 20.000 barriles de fluido por día; por tanto, se debe asegurara que el sistema tenga la capacidad de asimilar un crecimiento de caudal de esta magnitud, al menor costo posible y con un ampliación realizada y ejecutada en un corto tiempo.

Teniendo en cuenta las restricciones evaluadas se planteó el re-diseño conceptual de las facilidades de producción, atendiendo a un escenario de producción, el cual es un aumento en el caudal de 20.000 barriles de fluido por día, caudal superior a las capacidades máximas actuales, haciendo uso de la infraestructura existente e integrando los equipos antiguos y nuevos en cada estación, obteniendo una mayor capacidad de manejo de los fluidos producidos.

Finalmente se realizó la evaluación financiera del re-diseño propuesto para determinar la viabilidad de su implementación concluyendo que de acuerdo al resultado del indicador valor presente neto el proyecto es atractivamente rentable para la asociación.

**PALABRAS CLAVE:** facilidades superficie, separadores, scrubbers, deshidratación, compresión, tratamiento gas,

## INTRODUCCIÓN

En la producción de hidrocarburos las facilidades de superficie juegan un papel fundamental debido a que estas son las encargadas de cumplir una serie de operaciones establecidas como lo son la recolección, separación, tratamiento y almacenaje de los tres componentes básicos provenientes de los pozos, petróleo, gas y agua. Por tal motivo estas deben tener la capacidad para tratar las cantidades estimadas de fluido del yacimiento con el fin de ser comercializado en las condiciones óptimas al cliente.

El crudo producido en los campos petroleros no solo contiene hidrocarburos líquidos si no también tiene asociado gas, agua salada y posiblemente algunos sólidos, el trabajo de las facilidades de producción es separar la corriente de flujo en tres componentes, generalmente llamadas "fases" (petróleo, gas y agua), y el proceso de estas fases en algún producto comercializable o disponer de ellos en un medio ambiente de manera aceptable, además de garantizar control, tratamiento, muestreo, medición y bombeo de fluidos, el sistema de compresión del gas y el sistema de distribución, control y medición del gas comprimido y del agua.

Las facilidades de producción tienen una baja capacidad para el manejo total de los fluidos producidos actualmente, surgiendo así la necesidad de realizar el rediseño de las dos estaciones logrando varios beneficios para la compañía, por lo que se rediseñaran las facilidades de producción de las estaciones con el fin de manejar una capacidad máxima de 55.000 Barriles de fluido por día, aprovechando los recursos disponibles de la compañía operadora; a continuación, se desarrolla la ingeniería conceptual de las facilidades incluyendo el análisis técnico y financiero.

Una vez finalizado el re-diseño de las facilidades de producción, se analizará las condiciones de entrada y de salida de cada uno de los sistemas para encontrar el sistema de conexión de tuberías más adecuado según las especificaciones en cada tramo y para cada sistema que se encuentre dentro de las facilidades tanto físicas, químicas o de dimensionamiento.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar técnica y financieramente del diseño de sistemas mecánicos de unión de tuberías con tecnología Victaulic para facilidades de producción tipo.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir las generalidades de las facilidades de producción de hidrocarburos.
2. Describir los diferentes sistemas mecánicos de unión de tuberías incluyendo la tecnología Victaulic.
3. Comparar técnicamente y conceptualmente los sistemas mecánicos de unión de tuberías contra la tecnología Victaulic.
4. Determinar el diseño conceptual de las facilidades de producción tipo.
5. Simular mediante Aspen Hysys las facilidades de producción tipo con tecnología Victaulic.
6. Evaluar la ejecución de la instalación y la optimización del diseño de facilidades de producción tipo con tecnología Victaulic mediante un software.
7. Realizar una comparación financiera de los diferentes sistemas mecánicos de unión de tuberías utilizando el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).



## 1. GENERALIDADES

El proceso de producción de petróleo en una primera fase comprende la extracción de petróleo del subsuelo a través de diferentes métodos conocidos como sistemas de levantamiento artificial (bombeo mecánico, bombeo electro sumergible, gas lift, entre otros) o mediante flujo natural debido a que la presión interna de la formación es suficiente para hacer fluir el petróleo hasta la superficie.

El petróleo que sale de los pozos es una mezcla de aceite, agua de formación, gas y algunos sedimentos para realizar la separación de esta mezcla es necesario utilizar un conjunto de equipos que realizan diferentes procesos conocido como facilidades de producción.

Para llevar a cabo su función, una facilidad de producción posee una serie de equipos que cumplen una función determinada y pueden variar de una facilidad a otra de acuerdo, con las características del fluido que se va a tratar.

El tipo de facilidad desarrollada en el proyecto es en tierra, y en este caso se dispone de suficiente espacio para instalar equipos convencionales y construir elementos de tratamiento amplios.

### 1.1 FACILIDADES DE SUPERFICIE

“Las Facilidades de Superficie comprenden los procesos, equipos y materiales requeridos en superficie para la recolección, separación y tratamiento de fluidos, así como la caracterización y medición de cada una de las corrientes provenientes de los pozos productores, bien sea crudo, gas o agua e impurezas”<sup>1</sup>; están constituidas por diversos equipos, tanques, tuberías, accesorios y demás instalaciones de medición, supervisión, control y seguridad que permiten que las operaciones de producción, recolección, transporte, separación, almacenamiento y bombeo de los hidrocarburos producido, se realice de una forma óptima y segura.

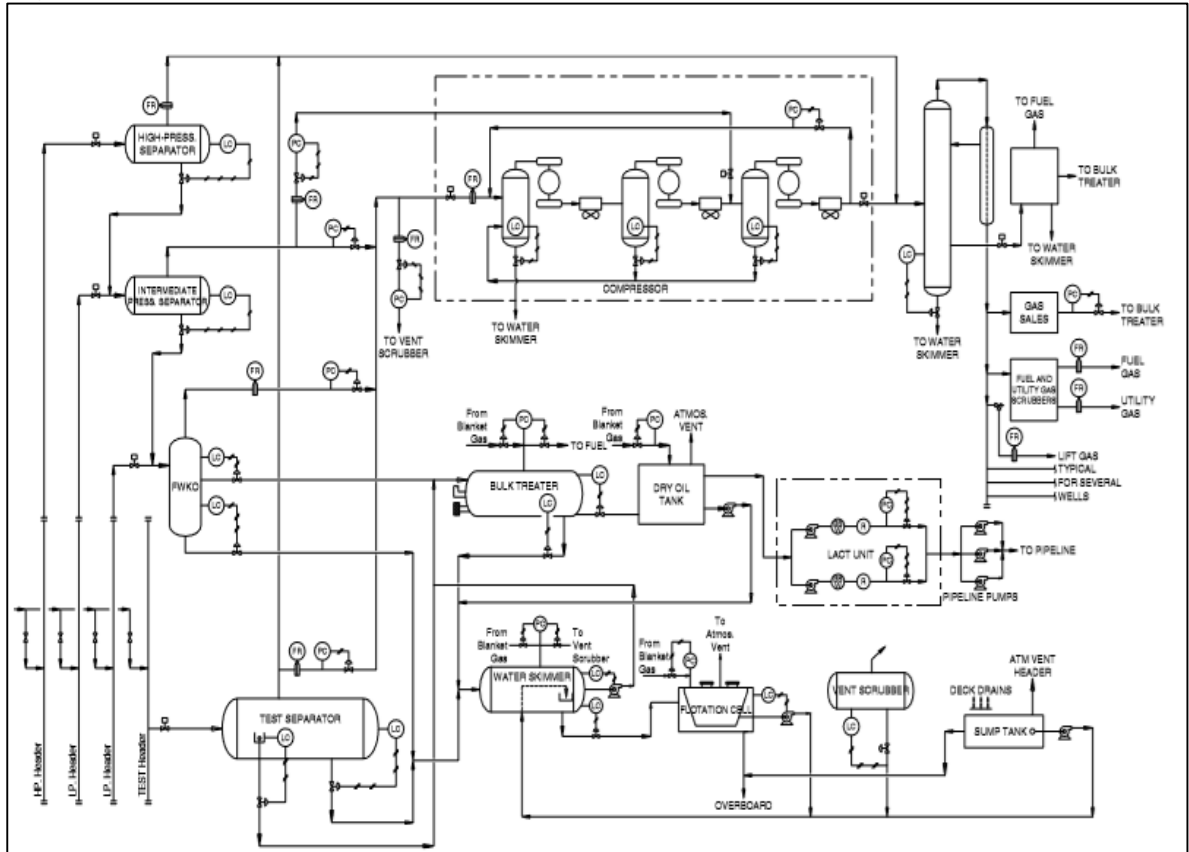
Algunas de las funciones de las facilidades son abrir y cerrar el flujo de los pozos y regular su volumen, dirigir la producción a un determinado equipo o facilidad de almacenamiento.

Todo proceso realizado es indispensable para remover los componentes indeseables y separar de la corriente de los pozos el gas y el petróleo, para poder recuperar las máximas cantidades a menor costo, para lo cual se necesita contar con los equipos y dispositivos adecuados para que el proceso se realice con la mayor eficiencia.

---

<sup>1</sup> Tomado de curso de facilidades de producción en campos petroleros, Indupetrol

Figura 1. Esquema de Facilidades de Producción



**Fuente:** Surface Production Operations: Design of Oil-Handling Systems and Facilities (Second Edition). Author(s): Ken Arnold, Maurice Stewart, Maurice I. Stewart, Ph.D., P.E., and Maurice I. Stewart, Ph.D., P.E.

**1.1.1 Sistemas de Recolección.** Arranca desde el cabezal de cada pozo y fluye a través de las tuberías hasta determinada estación de recolección, estas son diseñadas para recibir la producción de cierto número de pozos en un área determinada y que es recibida en el múltiple de producción o recibo; este consta de una serie de válvulas, tuberías y accesorios que reciben y controlan adecuadamente la producción de los diferentes pozos en un campo productor, este consta de por lo menos dos tuberías colectoras llamados cabezales uno para la producción general, y el otro para las pruebas individuales de los pozos estos facilitan la clasificación de la producción de acuerdo al corte de agua con el cual provengan los fluidos.

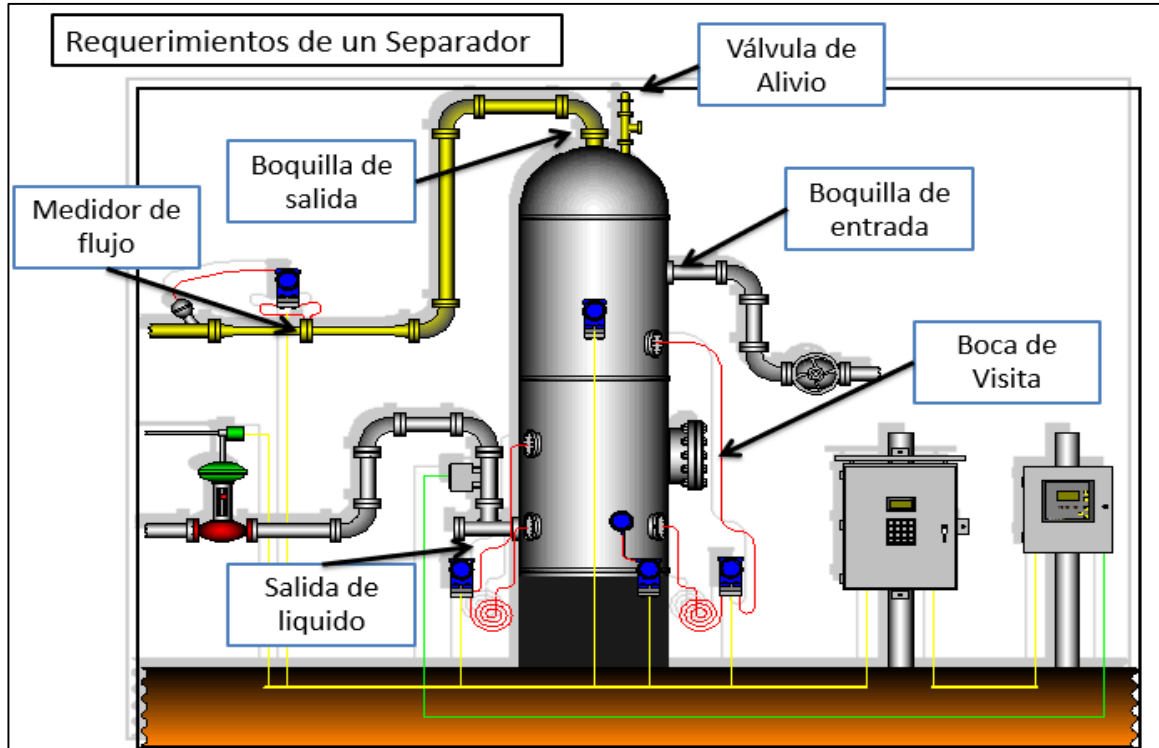
Dependiendo de las condiciones de los fluidos provenientes del pozo, se utiliza un choque que tiene dos propósitos básicos: reducir la presión del fluido y actuar como válvula de control en la rata de producción, el múltiple de producción o recibo de igual manera envía los fluidos a su sitio de destino dependiendo de la clasificación que este les haya otorgado, además de ayudar a la inyección de químicos para el tratamiento de los fluidos, la toma de muestras y de la instalación de accesorios para determinar características determinadas.

**1.1.2 Sistemas de Separación.** Una vez recolectado el petróleo, este se somete a un proceso de separación que se lleva a cabo en dispositivos mecánicos presurizados llamados separadores, en el cual el gas es separado del líquido (petróleo y agua) a determinada presión, en este proceso también se separan el agua del petróleo: el gas sale por la parte superior del separador mientras el líquido va por la parte inferior del mismo; estas etapas remueven gran cantidad hidrocarburos livianos para producir un crudo estable que cumpla con los requisitos de fiscalización de cada país. Esto se lleva a cabo debido a la fuerza de gravedad y a efectos mecánicos como:

- ✓ El **momentum o cambio de movimiento** este se presenta en el momento que dos fluidos con densidades diferentes tienen diferentes momentum o velocidades de esta manera no permiten que las partículas de la fase pesada se muevan tan rápidamente como las de la fase liviana, este fenómeno provoca la separación.
- ✓ La **Coalescencia** que mediante mallas, filtros, platos y en algunos casos materiales fibrosos que hacen que el gas y las gotas de líquido que pasa a través de estos elementos tenga un camino tortuoso haciendo que las gotas de líquido (que son las más pequeñas del proceso) se queden allí entre ellas y al juntarse cada vez más y más aumentando el tamaño hasta que alcanzan un tamaño tal que la fuerza de la gravedad es capaz de vencer la fuerza de arrastre del gas y estas caen al fondo del separador.
- ✓ La **Acumulación de líquido** existe otra sección dentro del separador llamada la sección D o sección colectora de líquidos como su nombre lo indica esta sección se utiliza para el almacenaje de la fase líquida proveniente de la corriente de entrada al equipo, como característica esta sección deberá tener disponible un cierto volumen para así poder manejar disturbios o baches de líquido

Además, del flujo de gas y líquido se puede observar la presencia de sedimentos procedentes del yacimiento productor, para realizar este proceso se emplean separadores de tipo vertical u horizontal dependiendo de las condiciones de temperatura y presión del fluido en cabeza del pozo, presión de vapor del crudo, punto de rocío del gas y de la presión del gas en la tubería.

Figura 2. Modelo de separador Bifásico



**Fuente:** SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Recuperado de: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/three-phase\\_separator.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/three-phase_separator.aspx) el 21 de mayo del 2018

**1.1.3 Sistema de Tratamiento.** Los fluidos provenientes de los diferentes pozos cuando salen del yacimiento son una mezcla de petróleo crudo, agua, gas natural y sedimentos, generalmente en forma de emulsión, por lo cual se hace necesario el uso de ayudas físico-mecánicas y químicas para una óptima separación de los diferentes componentes de esta mezcla.

El tratamiento que se utilice va a depender del tipo de emulsión, de las propiedades del petróleo y del agua (tensión superficial, gravedad específica, corrosividad, tendencia a formación de ceras y BS&W) y de las proporciones en las que estos se encuentran, el principal objetivo del tratamiento es neutralizar o destruir los agentes emulsificantes para después separa las emulsiones atacando a la sustancia emulsificante y neutralizar su efecto.

Comúnmente se utilizan

- ✓ los **Tratadores Electrostáticos**; ya que estos poseen un campo electrostático que promueven la coalescencia de las partículas de agua; el principio básico es colocar la emulsión bajo la influencia del campo electrostático de corriente directa ( DC ) y/o corriente alterna ( AC ) de un alto potencial aplicada a una rejilla para provocar la unión de gotas de agua, cuando las gotas llegan a la rejilla el

potencial hace que estas vibren rápidamente arriba y abajo causando choques que provocan la coalescencia y precipitación posterior.

- ✓ **Los Tratadores Químicos;** el éxito de esta operación radica en seleccionar el desemulsificante apropiado y usarlo en la proporción adecuada además de seleccionar el punto dentro del proceso donde se agrega reuniendo de esta manera los siguientes parámetros (Agitación, Tiempo de agitación y Temperatura) de la forma más óptima posible para que cumplan su función de la mejor manera.

La aplicación de los productos químicos para este tratamiento se efectúa por medio de bombas dosificadoras, las cuales inyectan el producto químico en los colectores de las estaciones, antes de la entrada a los separadores, con el fin de evitar la formación de espumas mejorando la eficiencia de la separación.

- ✓ **Los Tratadores Térmicos;** consiste en tratar las emulsiones mediante la adicción de calor para permitir una separación de fases reduciendo de esta manera la viscosidad del aceite, la densidad del crudo y la tensión superficial del agua además de debilitar al agente demulsificante lo cual permite que la separación se haga de forma más ágil y eficiente.

**1.1.4 Sistema de Almacenamiento.** El almacenamiento constituye un elemento de suma importancia en la explotación y producción de petróleo, se utilizan para almacenar líquidos o gases en la etapa final del proceso, con la finalidad de proteger el producto de contaminantes o materiales extraños; debido a que este permite la sedimentación de aguas y otros materiales que pudieron quedar antes de ser despachado por oleoductos, brindando flexibilidad operativa a las refinerías y proporcionando un punto de referencia para la medición de despachos de producto.

Se realiza en almacenamiento de los diferentes fluidos mediante tanques y de acuerdo con su uso se clasifican en: De almacenamiento (Stock Tank), De prueba (Test Tanks) y De lavado (Wash Tanks) estos reciben una mezcla de agua y aceite para ser dejada en reposo y lograr una separación estos pueden ser los Free Water Knock Out (KWKO) y los Gun Barrels.

## 2. SISTEMAS DE CONEXIÓN DE TUBERIAS

Para conectar varios procesos y equipos dentro de una planta de procesos, es necesario usar una variedad de componentes de tubería que, usados colectivamente, se les conoce como sistemas de tuberías. Todos los componentes tienen sus ventajas y desventajas, los componentes individuales necesarios para un sistema de tubería son:

- ✓ Tubería, Es la principal arteria que conecta las diferentes piezas y el equipo dentro de los procesos de planta; este es considerado el elemento menos complejo dentro de un sistema de unión de tuberías y debe estar basada en los códigos ASME B31. Las tuberías cuentan con diversas características como el grosor, material de fabricación y dimensiones.
- ✓ Mecanismos de cierre y sellado.
- ✓ Accesorios de tubería. Los accesorios complementan a la tubería, dentro de un sistema de tuberías deben ser mecánica y químicamente compatibles. Los accesorios de tubería son usados para varias funciones: Cambiar la dirección mediante codos de 45° y 90°, reducir el diámetro de la tubería, unión de tuberías (Bridas, Uniones y Acoplamientos), conexiones embridadas mecánicas

En este capítulo describiremos los principales sistemas de conexión de tuberías, además de realizar una comparación técnica y conceptual entre ellos, describiendo sus ventajas, desventajas y limitaciones.

### 2.1 CONEXIONES DE TUBERÍAS

Una conexión de tubería consiste en una serie de componentes (tuberías, bridas, acoples, tornillería, empaques, válvulas, accesorios, filtros, trampas de vapor y juntas de expansión) que permiten el transporte de los fluidos de un componente a otro de la facilidad, es muy importante realizar una selección adecuada de acuerdo a las características de los pozos o yacimientos que entren a cada facilidad identificando las conexiones que mejor se adapten a las necesidades del sistema.

Actualmente existe una amplia gama de tuberías con las que funcionan distintos tipos de conexiones.

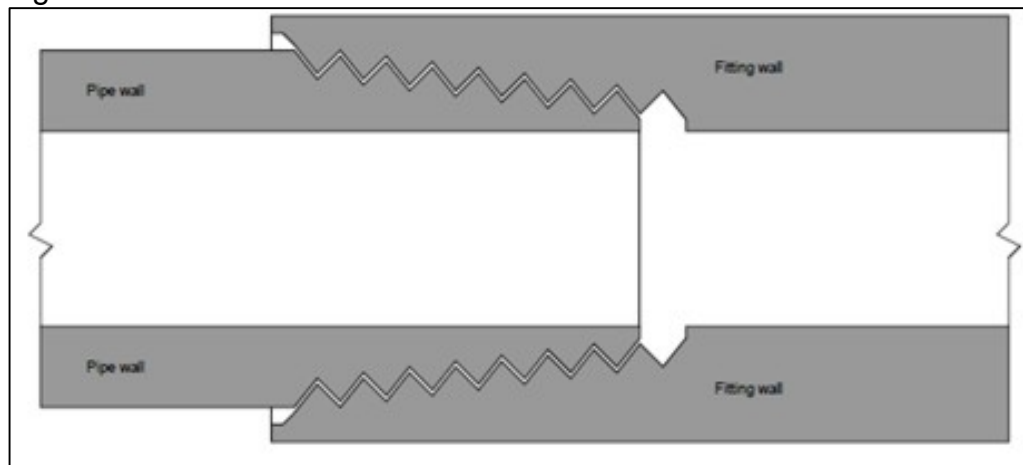
Los sistemas de unión o conexión de tuberías pueden variar tan ampliamente como la gama de tuberías que se utilicen, estas están diseñadas para adaptarse a los distintos escenarios dentro de una facilidad sin embargo si presenta algunas restricciones con respecto a su uso y esto varía dependiendo la conexión que se vaya a utilizar; la eficiencia dentro del diseño, preparación e instalación de estas conexiones tiene un fuerte impacto en la seguridad y calidad de los fluidos que son transportados pero también en la viabilidad económica durante la instalación y procedimientos futuros como expansión del sistema o reparación de equipos.

El uso de diferentes tipos de conexiones, tuberías y otros accesorios junto con los desarrollos tecnológicos han dado origen al “**Proceso de Piping**”, “Un conjunto de operaciones que, partiendo de tubos individuales conducen a la tubería instalada y funcionando”<sup>2</sup>. Los siguientes son los mecanismos de unión de tuberías más utilizados:

**2.1.1 Conexiones Roscadas.** Las uniones roscadas son acoples con un sistema de rosca en el centro que impide la movilidad de los extremos de cada parte del sistema, esto se puede realizar mediante accesorios o realizando el proceso de frenado en las tuberías (Macho/Hembra), son usadas en bajas presiones, temperatura ambiente o un poco elevadas se diferencian de otros sistemas debido a que no poseen la misma integridad, pero se colocan con mayor facilidad y su fabricación tiene un menor costo.

Cuando las tuberías roscadas hembra y macho son roscadas forman una unión débil o “floja”.

Figura 3. Conexión Roscada Levemente Unidas



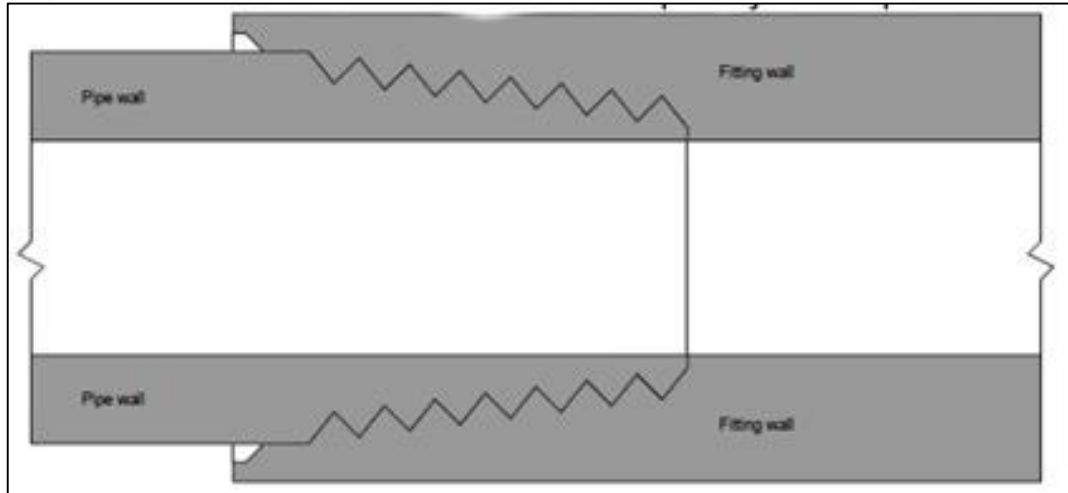
Fuente: VILLAJULCA, JOSE CARLOS. Conexiones a procesos de Instrumentación: Conexiones Roscadas. Recuperado de <https://instrumentacionycontrol.net/conexion-a-proceso-de-instrumentacion-conexiones-roscadas/> el 18 de Mayo del 2018

Luego debemos ajustar de tal manera que la unión de todas las piezas se complete adecuadamente, tal como se muestra en la Figura 3.

---

<sup>2</sup> DE MAQUINAS Y HERRAMIENTAS, Introducción al proceso de Piping. Recuperado de <http://www.demaquinasyherramientas.com/soldadura/introduccion-al-proceso-de-piping> el 16 de Mayo del 2018.

Figura 4. Conexión Roscada Totalmente Unidas



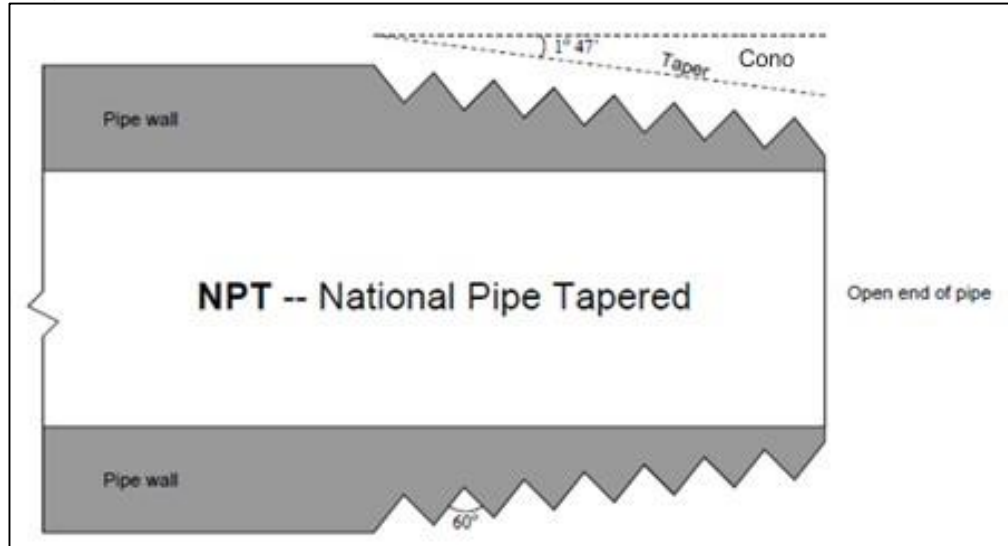
Fuente: VILLAJULCA, JOSE CARLOS. Conexiones a procesos de Instrumentación: Conexiones Roscadas. Recuperado de <https://instrumentacionycontrol.net/conexion-a-proceso-de-instrumentacion-conexiones-roscadas/> el 18 de Mayo del 2018

En la actualidad existen diversos estándares que regulan distintos parámetros en el diseño de Conexiones Roscadas, (en radios, dimensiones, tolerancias, marcaje y material) además del ángulo de rosca para el frenado.

En cada estándar, se establece el ángulo de la rosca, el paso de la rosca o "thread pitch" (número de roscas por unidad de longitud) que varía con el diámetro de la tubería, en Estados Unidos, es usado el estándar NPT o National Pipe Taper, estas tienen un ángulo de  $60^\circ$  y un ángulo de cono de  $1^\circ 47'$  ( $1.7833^\circ$ ).



Figura 5. Diseño de Tuberías Roscadas NPT



Fuente: VILLAJULCA, JOSE CARLOS. Conexiones a procesos de Instrumentación: Conexiones Roscadas. Recuperado de <https://instrumentacionycontrol.net/conexion-a-proceso-de-instrumentacion-conexiones-roscadas/> el 18 de Mayo del 2018

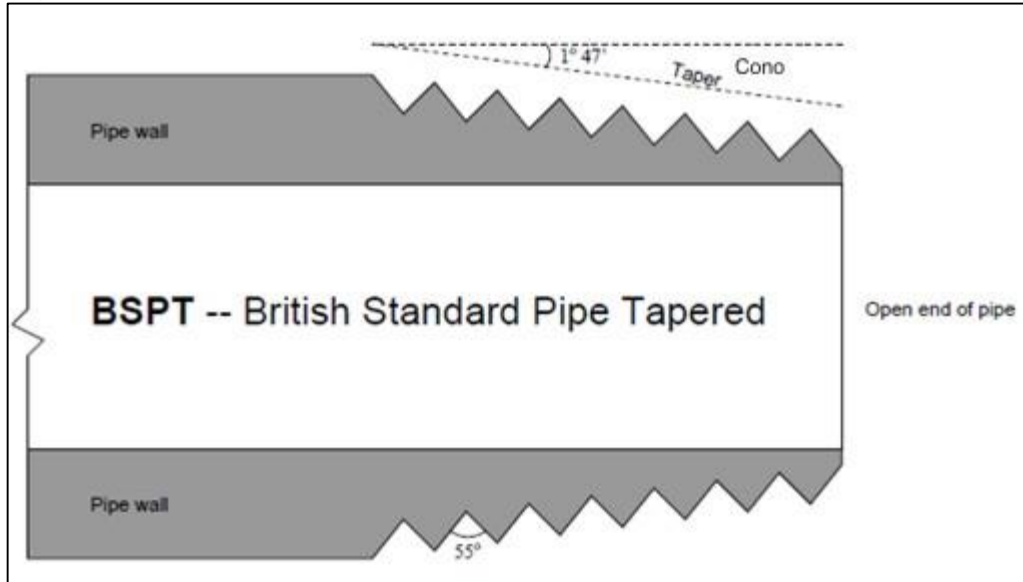
Los estándares NPT deben tener, antes de ser unidas, un elemento sellador para asegurar la confiabilidad del sellado, se usa cinta Teflón, estos son necesarios por “dos razones principales: para lubricar las piezas hembra y macho (evitando irritación o desgaste entre las superficies de metal), y también para llenar el espacio entre las roscas (hembra y macho)”<sup>3</sup>.

Otra estándar es la BSPT, o British Standard Pipe Tapered tienen un estrecho ángulo de rosca que las roscas NPT (55° en vez de 60°) pero con el mismo ángulo de cono 1° 47' (1.7833°).

---

<sup>3</sup>VILLAJULCA, JOSE CARLOS. Conexiones a procesos de Instrumentación: Conexiones Roscadas. Recuperado de <https://instrumentacionycontrol.net/conexion-a-proceso-de-instrumentacion-conexiones-roscadas/> el 18 de Mayo del 2018

Figura 6. Diseño de Tuberías Roscadas BSPT



Fuente: VILLAJULCA, JOSE CARLOS. Conexiones a procesos de Instrumentación: Conexiones Roscadas. Recuperado de <https://instrumentacionycontrol.net/conexion-a-proceso-de-instrumentacion-conexiones-roscadas/> el 18 de Mayo del 2018

Puesto que este tipo de conexión de tuberías reduce el espesor efectivo de la pared de la tubería, la caída de presión es alta por lo que las presiones nominales se ven reducidas por la mitad en cada paso por este tipo de conexiones

Los sistemas de tuberías roscadas deberán realizarse solamente con tubería Cédula 80 y la tubería Cédula 40 no deberá ser roscada, las más usadas en los circuitos hidráulicos pueden ser divididas en dos tipos, que nos explica Colder Products en su artículo Designación y Tipo de Roscas de Tubería, y esto son:

- ✓ **Roscas de unión:** Son roscas de tubería que mantienen la presión de las uniones por medio del sello estas son cónicas externas y paralelas o cónicas internas. El efecto de sellado es mejorado usando un compuesto para unir.
- ✓ **Roscas de ajuste:** Son roscas de tubería que no mantienen la presión de la unión por medio de los hilos. Ambas roscas son paralelas y el sellado se afecta por la compresión de un material suave en la rosca externa, o una empaquetadura plana.

#### 2.1.1.1 Ventajas

- ✓ Facilidad instalación estos pueden montarse y desmontarse rápidamente.

- ✓ Funcionan en tuberías de todo tipo de materiales, de fundición a aleaciones de alta resistencia.
- ✓ Amplia gama de tamaños en tubería, entre 15 y más de 1000 mm de diámetro.
- ✓ Diversidad de mecanismos compatibles con estas conexiones como mecanismos hidráulico, neumático o eléctrico.
- ✓ Permite operar en un gran rango de temperaturas de operación y para diferentes fluidos.
- ✓ Reduce el número de conexiones requeridas.

#### **2.1.1.2 Desventajas**

- ✓ Mayores costos a partir de ciertos diámetros y accesorios adicionales que elevan los costos aún más.
- ✓ Requiere de equipo especial y costos de mano de obra para realizar procesos previos a la instalación.
- ✓ La presión de trabajo varía al pasar por los accesorios.
- ✓ No soporta cargas extremas de presión, ni vacíos parciales.
- ✓ Los puntos más débiles del sistema son las conexiones en cualquier punto pero en condiciones extremas aún más.
- ✓ La integridad de las conexiones durante el servicio está directamente relacionada con su correcta instalación.
- ✓ Las conexiones API tienen limitaciones en cargas de compresión y para transmitir torque

#### **2.1.1.3 Limitaciones**

- ✓ El daño que frecuentemente ocurre en las roscas de los tubos de perforación se debe a juntas con fugas, maltrato, desgaste de las roscas y cajas hinchadas por efecto del desgaste del diámetro exterior. Por lo que es necesario inspeccionar la tubería en cuanto se tenga señales de conexiones flojas y otros defectos.
- ✓ Verificar las condiciones de la tubería de perforación nueva y usada de acuerdo a la codificación API
- ✓ Vida útil hasta 12 meses después de la fecha de producción, almacenada en un lugar seco.

A continuación se relaciona la ficha técnica para las conexiones de tubería tipo Roscadas.

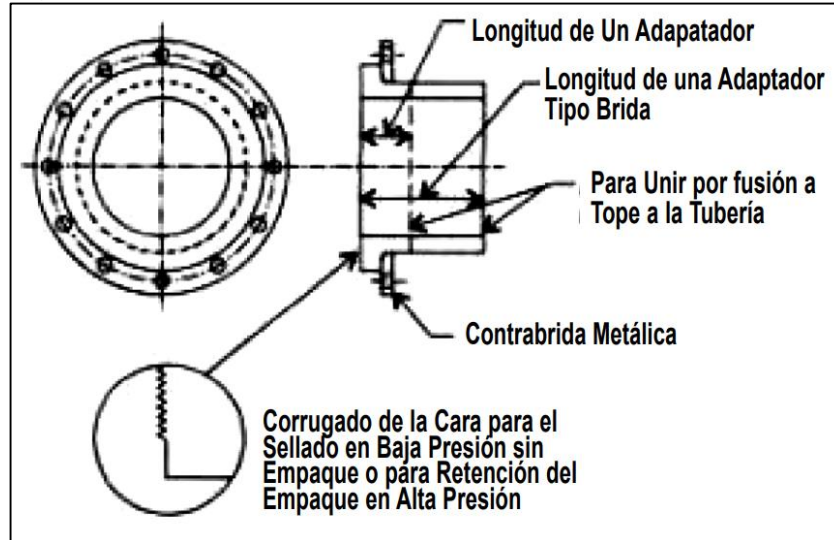
Tabla 1. Especificaciones Tecnicas Conexiones Roscadas

NOMBRE	CONEXIONES ROSCADAS
MATERIALES	Diversos Materiales Resistentes a la Corrosión (CRA)
USO	Impedir la movilidad de los extremos de cada parte del sistema de tuberías
CARACTERISTICAS	son usadas en bajas presiones, temperatura ambiente o un poco elevadas se diferencian de otros sistemas debido a que no poseen la misma integridad, pero se colocan con mayor facilidad y su fabricación tiene un menor costo.
VIDA UTIL	La vida de las roscas es inversamente proporcional al torque aplicado ó hasta 12 meses
RECOMENDACIONES	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Manipular los tubos con suavidad, con los protectores de rosca colocados.</li> <li>2. Identificar las conexiones y los accesorios. Asegurarse de que sean compatibles.</li> <li>3. Planificar previamente las operaciones a realizar.</li> <li>4. Controlar el equipamiento a ser utilizado en la operación. Controlar la alineación del aparejo respecto del pozo.</li> <li>5. Limpiar los tubos e inspeccionarlos visualmente.</li> <li>6. Reinstalar los protectores limpios antes de que los tubos sean levantados hacia la boca del pozo, o usar protectores especiales.</li> <li>7. Utilizar compuesto lubricante API para roscas (API 5A3).</li> </ol>
NORMATIVA	B16.11, API RP 5C1, TENARIS SD ISO11960 5CT 0117
DIMENSIONES	Desde 2 1/2" hasta 13 3/8"
TERMINACION	MACHO / HEMBRA
RESTRICCIONES	<p>Requiere de equipo especial y costos de mano de obra para realizar procesos previos a la instalación.</p> <p>No soporta cargas extremas de presión, ni vacíos parciales. limitaciones en cargas de compresión y para transmitir torque.</p>

Fuente: Elaboración Propia

**2.1.2 Conexiones Bridadas.** Las bridas son elementos que permiten unir dos elementos en un sistema de tuberías, permitiendo el fácil mantenimiento sin necesidad de destruir o cortar la tubería, gracias a su forma (circunferencia agujerada) a través del cual se colocan pernos de unión.

Figura 7. Adaptador Tipo Brida y Contra brida Metálica



Fuente: Bulletin PP-901. Chevron Phillips Chemical Company LP. Febrero 2003. Pág. 74.

Las bridas no solo se ocupan en tuberías, sino también de la unión de tuberías con otros equipos del sistema (válvulas, bombas, entre otros), su proceso de instalación también es de los más sencillos, “Se coloca una brida detrás del adaptador tipo brida la que hace el esfuerzo de apriete contra el adaptador tipo brida, apretando los tornillos contra la otra brida que se va a conectar Los adaptadores de pueden tener una cara corrugada para facilitar e sellado. A bajas presiones, típicamente 80 psi o menos, no se necesita empaque, a presiones más altas lo corrugado de las caras ayuda a sostener el empaque”<sup>4</sup>

Las conexiones bridadas usan tornillos y tuercas (Pernos de unión) hexagonales o varillas roscadas con tuercas hexagonales para realizar su función y cumpliendo con la normatividad de la SAE tanto para servicios presurizados como sin presión.

<sup>4</sup> Bulletin PP-901. Chevron Phillips Chemical Company LP. Febrero 2003. Pág. 90.

Figura 8. Esquema de Conexión Tipo Brida



Fuente: Bulletin PP-901. Chevron Phillips Chemical Company LP. Febrero 2003. Pág. 74.

Los materiales usados deberán ser resistentes a la corrosión no solo por los fluidos que transportaran si no considerar los factores externos (Medio Ambiente, Uso Bajo Tierra y Agua), también se debe considerar que los tornillos deben ser 1/8" más pequeños que el diámetro de los agujeros de las bridas (Barreno) y unas Rondanas planas deben ser utilizadas entre la tuerca y la contra brida; los tornillos deberán de cubrir por todo el ancho de la unión de las bridas y más lo necesario para el apriete de las tuercas.

Ecuación 1. Largo Mínimo del Tornillo

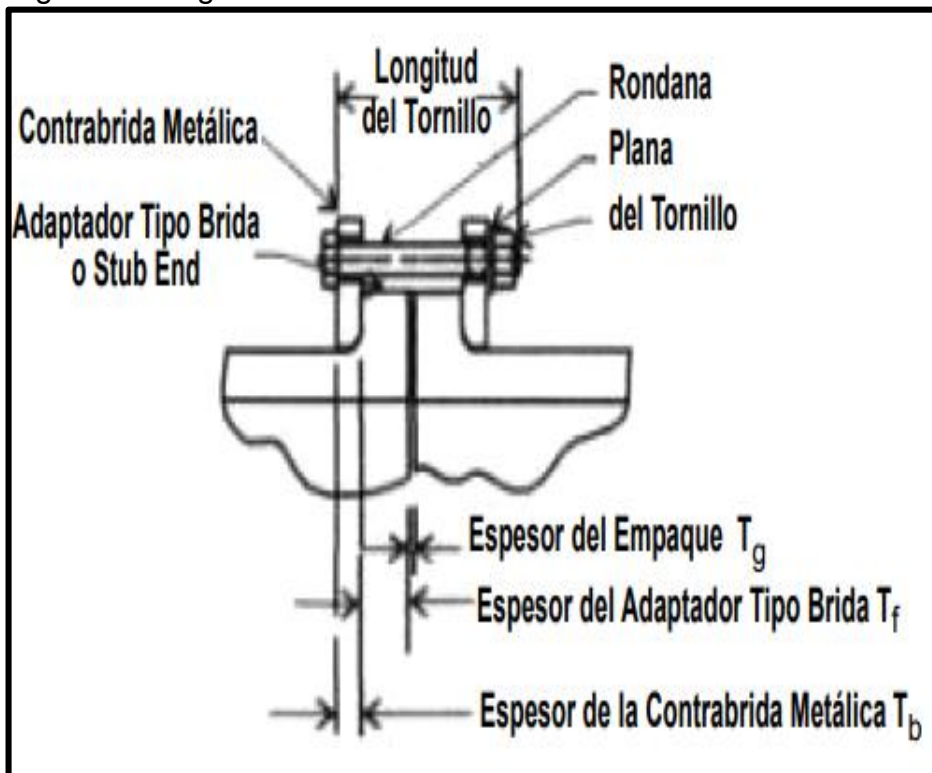
$$L_B = 2 (T_b * T_f) + T_g + d_B$$

**Fuente:** ITEA. Diseño de Uniones, Instituto Técnico de la Estructura. ESDEP Tomo 13. Pág. 28

Dónde:

- $L_B$  = Largo mínimo del tornillo, in
- $T_b$  = Espesor de la Contrabrida Metálica, in
- $T_f$  = Espeso del Adaptador Tipo Brida, in
- $T_f$  = Espesor del Empaque, in
- $d_B$  = Diámetro del Tornillo, in

Figura 9. Longitud de Tornillo



**Fuente:** ITEA. Diseño de Uniones, Instituto Técnico de la Estructura. ESDEP Tomo 13. Pág. 28

El proceso de preparación para la instalación de bridas iniciando por el freneado, es decir, la rectificación de la superficie de las bridas para que sea perfectamente plana por una lado y rugoso por el otro.

La diferencia entre las dimensiones y tipo de bridas que se usan para tuberías de un mismo tamaño se rige bajo las normas de dimensiones, tipos y gamas, las más empleadas son:

✓ **ANSI B16.5**

Sus gamas, tipos y dimensiones, tipos se clasifican en series cuya presión es representada por números, caracterizadas por el símbolo “#” y que equivale al valor de presión en “PSI” los más comunes son 150, 300, 400, 600, 900, 1500 y 2500 # (PSI).

✓ **DIN**

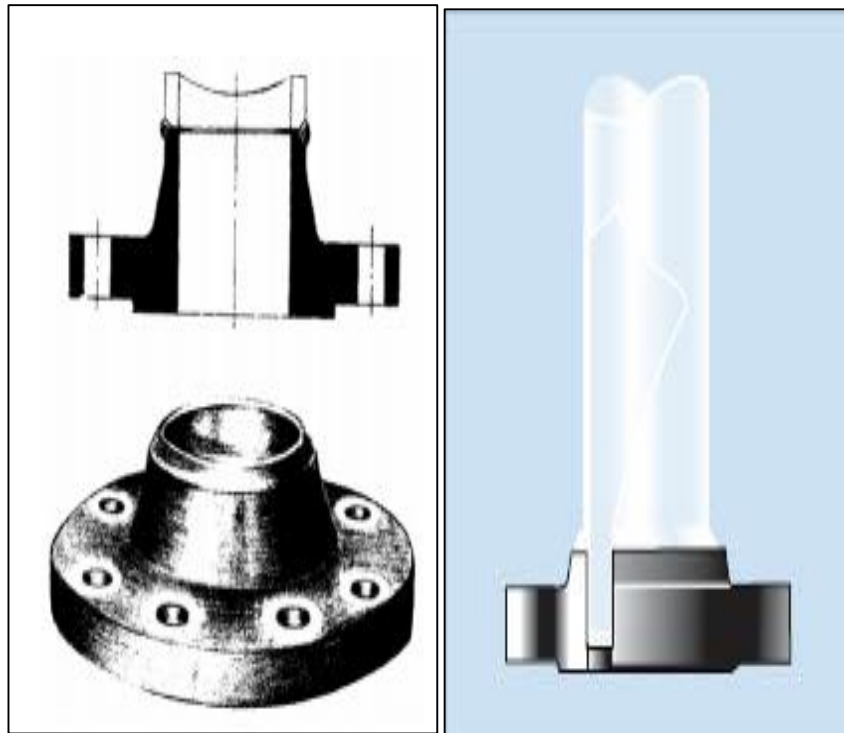
Sus gamas, tipos y dimensiones, tipos se clasifican en series caracterizadas por las siglas PN (presión normal en  $\text{kg/cm}^2$ ), cuyos valores más comunes son; PN-6; PN-10; PN-16; PN-25; PN-40; PN-64, PN-100; PN-160 y PN-250.

Dentro de la diversidad de bridas, para los distintos tipos de tuberías, las más comunes para utilización en procesos son:

✓ **Brida con cuello**

También conocida como "Welding neck" es diferenciada de otros tipos de brida por su cuello largo cónico que se suelda a tope con la tubería correspondiente, es una brida con un rango de resistencia mayor esto debido a su diseño empleada en zonas de muy alta presión y temperatura, zonas sometidas a esfuerzos de flexión producto de las expansiones en las líneas por su seguridad, este tipo de brida es el más costosos en el mercado por los materiales utilizados debido al cuello reforzado. El diámetro interior del tubo debe ser el mismo que el de la brida, esto evita las turbulencias en zona de gases o líquidos que por el circulan. En la Figura 10. Se puede observar el esquema de diseño de la brida en dos momentos de su instalación: antes de realizar el acople con la brida y después de realizado este acople.

Figura 10. Brida de Cuello o "Welding Neck" con cara realzada



Fuente BIPETROL. Fabricación y Comercialización de Bidas Industriales, Tipos de Bidas. Recuperado de: [www.bripetrol.com.ar](http://www.bripetrol.com.ar) el 24 de Mayo del 2018

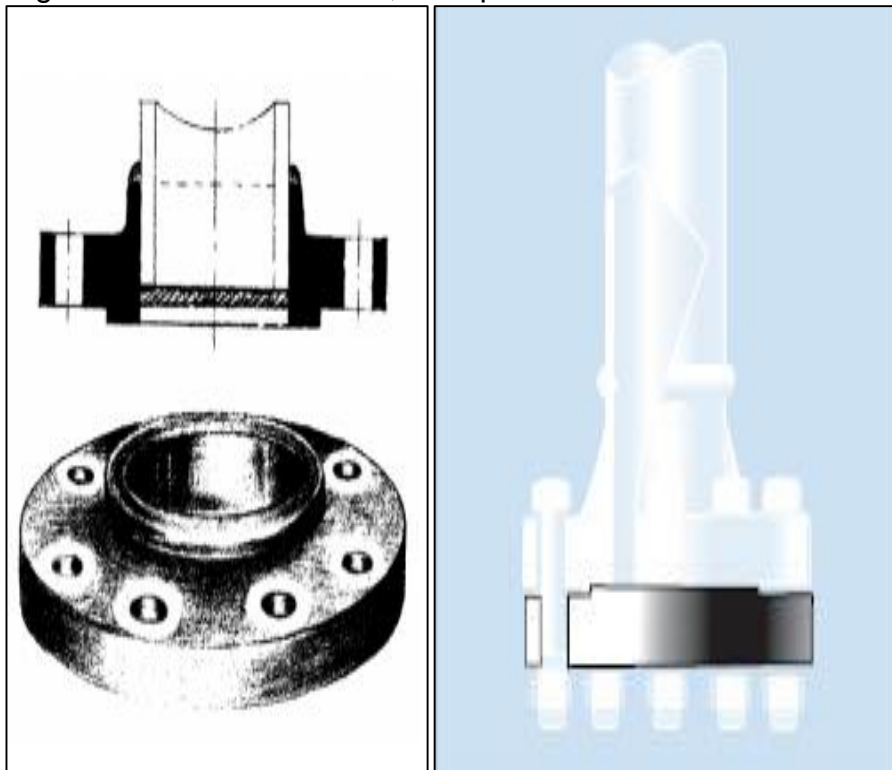


✓ **Brida deslizante auto centradora o “Slip-on”**

Se le conoce así, porque el tubo pasa a través de ella, se une a la tubería con cordones de soldadura externa e interna, con respecto a la brida de cuello esta es más económica eso debido a que su montaje es mucho más rápido y simple, debido a la menor precisión de longitud del tubo y a una mayor facilidad de alineación, y por lo tanto no se puede usar en casos grandes presiones y grandes temperaturas, es decir, en servicios no críticos.

Sin embargo, las condiciones mecánicas de la brida deslizante son en general buenas pero en comparación con las bridas de cuello son de menor resistencia.

Figura 11. Brida deslizante, o “Slip-on”.



Fuente BIPETROL. Fabricación y Comercialización de Bridas Industriales, Tipos de Bridas. Recuperado de: [www.bripetrol.com.ar](http://www.bripetrol.com.ar) el 24 de Mayo del 2018

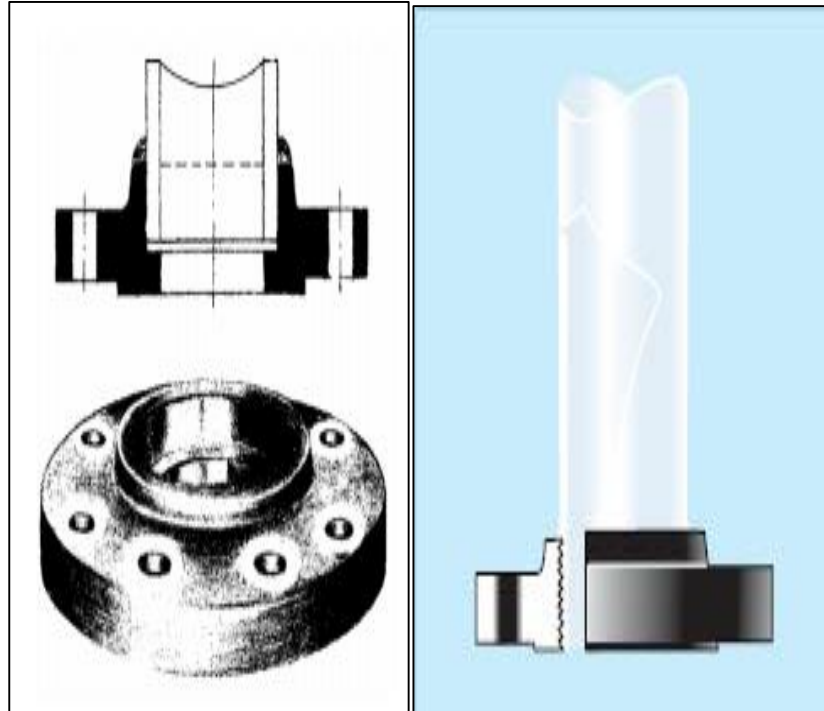
✓ **Brida para enchufe y soldadura**

También llamada “Socket Weld”, suele usarse solo en diámetros pequeños de tubería, que conduzcan los fluidos a presiones altas, y como se especifica en la norma ANSI B16.5 se utilizan n tubos de hasta 3” de diámetro en las series 150, 300, 600, y de hasta 2 ½” en la serie 1500.

Para la instalación de estas bridas “el tubo penetra dentro del cubo hasta hacer contacto con el asiento –que posee igual diámetro interior que el tubo- quedando así un conducto suave y sin cavidades.”<sup>5</sup> y se une mediante un cordón de soldadura que rodea la brida.

Su principal uso aparte de tuberías pequeñas son tuberías destinadas a inyección de químicos por su capacidad e proveer una sección contaste.

Figura 12. Brida para enchufe y soldadura, o “Socket weld”



Fuente BIPETROL. Fabricación y Comercialización de Bidas Industriales, Tipos de Bidas. Recuperado de: [www.bripetrol.com.ar](http://www.bripetrol.com.ar) el 24 de Mayo del 2018

✓ **"Brida loca" o "Lap-joint",**

Conocida como Brida para junta con solapa, "Brida loca" o "Lap-joint" se usa en casos muy especiales donde las tuberías son sometidas frecuentemente a los procesos de desmontaje para limpieza o inspección, esto debido a su facilidad en el momento de girar las bridas, alinear los barrenos, simplificando las tareas

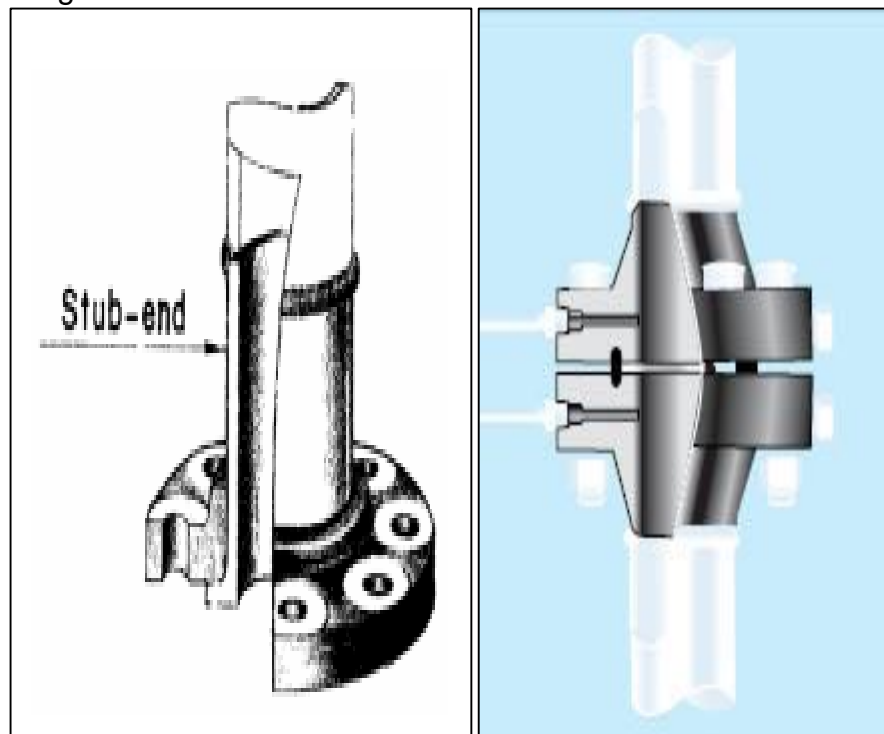
---

<sup>5</sup> BIPETROL. Fabricación y Comercialización de Bidas Industriales, Tipos de Bidas. Recuperado de: [www.bripetrol.com.ar](http://www.bripetrol.com.ar) el 29 de Mayo del 2018

cuando esta son de gran diámetro, sin embargo no es recomendable su uso en tuberías que estén sometidas a severos esfuerzos de flexión.

Para su instalación es necesario un "stub-end" o extremo con resalte (valona), que efectúa el cierre; este es el tipo de brida más económico debido a que los materiales utilizados no están en contacto con fluidos, lo que disminuye costos con respecto a materiales que estén en contacto y que necesitan materiales anticorrosivos generalmente acompañadas con tuberías que tengan aleación de acero.

Figura 13. Brida loca con "stub-end".



Fuente BIPETROL. Fabricación y Comercialización de Bidas Industriales, Tipos de Bidas. Recuperado de: [www.bripetrol.com.ar](http://www.bripetrol.com.ar) el 24 de Mayo del 2018

### 2.1.2.1 Ventajas

✓ **Fácil de Instalar**

Los tornillos con cabezas hexagonales que no pueden girar, se pueden instalar con una llave sencilla o dinamométrica para generar el torque requerido por la métrica (M12) y un par de apriete (55-65Nm) para la mayoría de materiales de tuberías.

✓ **Protección contra la Corrosión**

Los componentes metálicos pueden ser revestidos por otros materiales más resistentes a la corrosión, a impactos y abrasión; un ejemplo de ellos son los revestimientos de Rilsan Nylon 11 o Sheraplex, ofreciendo una total protección frente a la corrosión a largo, mediano y corto plazo, por lo tanto, asegura un funcionamiento continuo y fiable.

✓ **Montaje Flexible**

Las conexiones de brida se suministran bajo estándares según normas como BS EN 1092 PN10 y PN16 aunque otras opciones normativas también se encuentran disponibles en el mercado.

✓ **Desviaciones Angulares**

Durante las instalaciones puede haber desviaciones angulares producidos por diferentes asentamientos en el terreno, con curvas de gran diámetro sin necesidad de usar codos, el rango de desviación esta entre las 6" y con algún adaptador hasta las 3".

### 2.1.2.2 Desventajas

✓ **Expansión**

Absorbe hasta 10 mm de expansión/contracción por cada accesorio y adaptador, reduciendo la cantidad de juntas expansivas, pero generando costos adicionales en la instalación y acople de los adaptadores.

✓ **Espacio**

Requieren mayor espacio de longitudinal en las tuberías dependiendo el tipo de brida que se utiliza, en algunos casos el espacio que se tiene es muy reducido lo que impide utilizar bridas de cualquier tipo o genera limitaciones para su uso.

✓ **Costos**

Las bridas tienen más peso que otro tipo de conexiones de tubería y se utiliza más material en su fabricación lo cual aumenta los costos de este sistema. Algunos tipos de brida debido a la soldadura aumentan las horas de trabajo por hombre necesarias y a su vez obliga a usar herramientas que generan chispa lo que limita en tuberías contaminadas con productos inflamables o tuberías que estén en servicio.

### 2.1.2.3 Limitaciones

- ✓ Humedad relativa: hasta 100%
- ✓ Condensación, formación de hielo: admisibles
- ✓ Resistencia a las vibraciones: Aceleraciones hasta 2 g a frecuencia hasta 1000 Hz (de acuerdo con IEC 60068–2–6).
- ✓ Resistencia a impactos: Aceleración: 50 g Duración: 11 ms (de acuerdo con IEC 60068–2-27).

- ✓ Temperatura: Debe estar entre el rango de -50 A 75 °C.
- ✓ La brida sólo debería tener una línea y una entidad de arco. No se puede modificar.

A continuación se relaciona la ficha técnica para las conexiones de tubería tipo Bridadas.

Tabla 2. Especificaciones Tecnicas Conexiones Bridadas

NOMBRE	CONEXIONES BRIDADAS
MATERIALES	Bronce, Fierro, Acero, Acero Inoxidable con asientos de: Teflón, bronce, fierro, níquel, acero; aunque los Los materiales usados normalmente son (según designación ASME): SA-A10512 SA-A26613 SA-A18214
USO	Las bridas son aquellos elementos de la línea de tuberías, destinados a permitir la unión de las partes que conforman esta instalación, ya sean tubería, válvulas, bombas u otro equipo que forme parte de estas instalaciones.
CARACTERISTICAS	Para presiones desde 125 hasta 1500 libras.
VIDA UTIL	desde 18 meses hasta 98 meses.
NORMATIVA	ASME B 16.5, ANSI B 16.5API 6A Y 6B, Bajo Norma Europea DIN, que utilizan la denominación PN (Presión Nominal). De esta manera se las clasifica como PN6, PN10, PN16, PN25, PN40, PN100, PN250, PN400 BARS. A veces todavía se usan las letras "ND" del alemán "NENNRUCK" en vez de PN.
DIMENSIONES	Desde ¼" hasta 8"
TERMINACION	NO APLICA
RESTRICCIONES	Humedad relativa: hasta 100% <input type="checkbox"/> Condensación, formación de hielo: admisibles Resistencia a las vibraciones: Aceleraciones hasta 2 g a frecuencia hasta 1000 Hz (de acuerdo con IEC 60068–2–6). Resistencia a impactos: Aceleración: 50 g Duración: 11 ms (de acuerdo con IEC 60068–2-27). Temperatura: Debe estar entre el rango de -50 A 75 °C. La brida sólo debería tener una línea y una entidad de arco. No se puede modificar.

Fuente: Elaboración Propia.

**2.1.3 Conexiones por Soldadura.** La soldadura es un proceso en el que se unen piezas dentro de un sistema por medio del calor hasta que una de las partes del sistema alcance un estado fluido o casi fluidas, con o sin aplicación de presión, las soldaduras se hacen por un proceso de arco manual con electrodo protegido o con el proceso de arco sumergido, en cualquiera de los procesos, el calor funde simultáneamente el electrodo de soldadura y el arco adyacente en las partes que se unen.

Sin embargo, existen diferentes tipos de conexiones por soldaduras, las más importantes son:




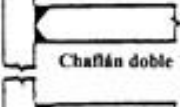

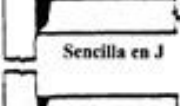

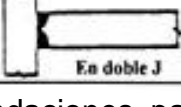
**2.1.3.1 Soldadura a Tope.** Las uniones soldadas a tope tienen los extremos biselados, lo que permite una alta integridad, completa penetración, transición lo más perfecta posible entre los elementos soldados y permite que la soldadura circunferencial se complete y una todos los accesorios de tubería.

Es una de las más utilizadas consiste en unir chapas situadas en el mismo plano y que no sean superiores a 6mm y se usan cuando las conexiones deben ser permanentes y en líneas de alta presión y temperatura, son fáciles de aislar y tienen un menor peso, tiene características de resistencia buenas pero tiene limitaciones cuando se debe deformar o doblar la tubería, por tal razón al usar tubería flexible se debe verificar cuidadosamente las soldaduras mediante pruebas de solidez y pruebas radiográficas además se debe detallar las ubicaciones de las soldaduras en el registró de la tubería y reducir la vida útil de la misma por fatiga en el área de la soldadura.

Según la Normativa EA-95 las dos disposiciones fundamentales para realizar los procesos de soldaduras son:

- ✓ **Soldaduras de Penetración Completa:** Las soldaduras se dicen que son de penetración completa, cuando el metal de aporte ocupa sin defectos todo el espesor de las piezas a unir. Los cordones a tope se pueden realizar de diferentes maneras como se muestra en la siguiente Figura 23.

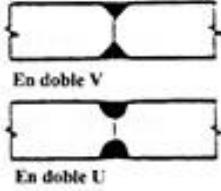
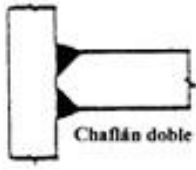
Figura 14. Soldaduras a tope con penetración completa

	Unión a tope	Unión a tope en T
<b>Soldadura a tope con penetración completa</b>	 Sencilla en V	 Chafán sencillo
	 En doble V	 Chafán doble
	 Sencilla en U	 Sencilla en J
	 En doble U	 En doble J

Fuente: INGENIERIA MECANICA. Recomendaciones para la ejecución de Uniones Soldadas. Recuperado de <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn58.html> el 12 de Mayo del 2018

- ✓ **Soldaduras de Penetración Parcial:** Cuando el espesor ocupado por la soldadura es inferior al de las piezas unidas. Los cordones a tope se disponen de forma que se evite la aparición de momentos flectores debido a excentricidades.

Figura 15. . Soldadura a tope con penetración parcial

	Unión a tope	Unión a tope en T
<b>Soldadura a tope con penetración parcial</b>	 <p>En doble V</p> <p>En doble U</p>	 <p>Chafán doble</p>

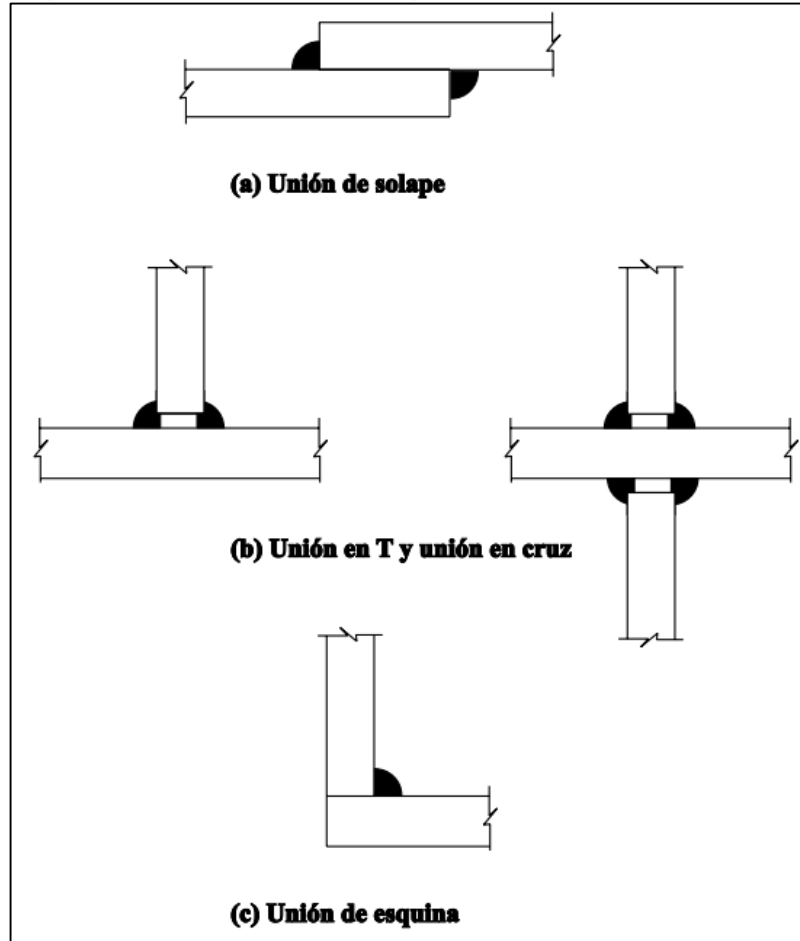
Fuente: INGENIERIA MECANICA. Recomendaciones para la ejecución de Uniones Soldadas. Recuperado de <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn58.html> el 12 de Mayo del 2018

**2.1.3.2 Soldadura en Angulo.** Consiste en unir dos elementos de un sistema situadas en distinto plano, estos pueden ser ortogonales o superpuestos, con el fin de rellenar los bordes creados mediante uniones de ángulo, sobrepuestas o esquina. La soldadura se usa de forma transversal para forma un triángulo en la unión, aunque se mantienen limitaciones en los ángulos de unión de las tuberías que debe estar entre los 45° y los 60°.

Contrario a otro tipo de soldaduras no necesita del biselado de sus bordes para hacer una conexión completa, por tal motivo este tipo de soldadura es más económica, existen tres tipos de soldaduras en ángulo:

- ✓ **Unión de Solape:** Las piezas están en planos paralelos.
- ✓ **Unión en T:** Las piezas están en planos perpendiculares.
- ✓ **Unión de Esquina:** Las piezas están en planos perpendiculares para mejorar la resistencia en la conexión el ángulo exterior suele tener soldadura a Tope.

Figura 16. Soldadura en Angulo.

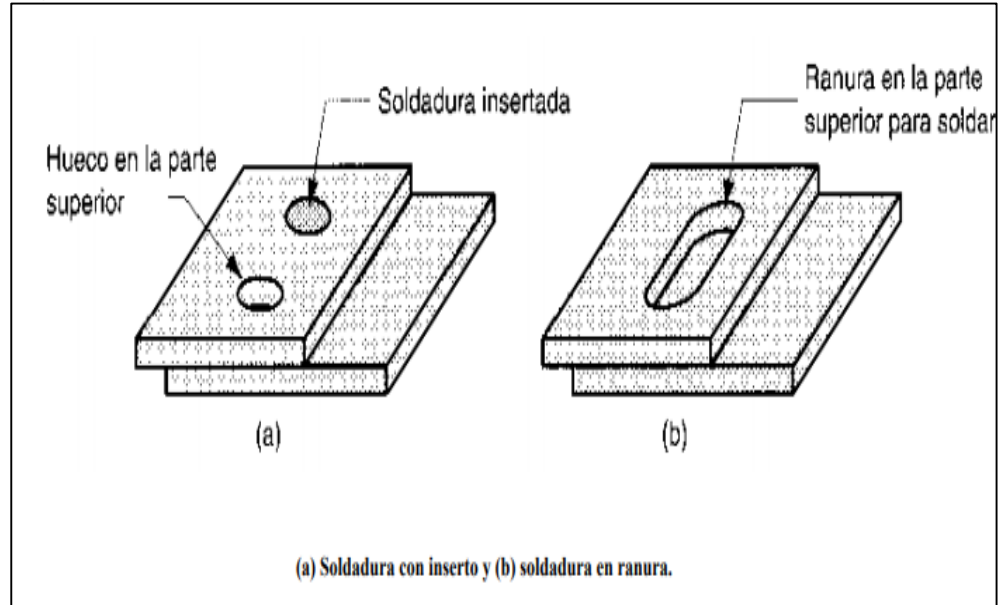


Fuente: INGENIERIA MECANICA. Recomendaciones para la ejecución de Uniones Soldadas. Recuperado de <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn58.html> el 12 de Mayo del 2018

**2.1.3.3 Soldadura de Ranura.** Las soldaduras ranuradas se usan para elementos en paralelo y de dimensión plana, como se muestra en la figura 26, usando la cantidad de ranuras requeridas en el elemento de la parte superior, que después se rellenan con soldadura para unir las dos partes.



Figura 17. Soldaduras insertadas y de Ranura

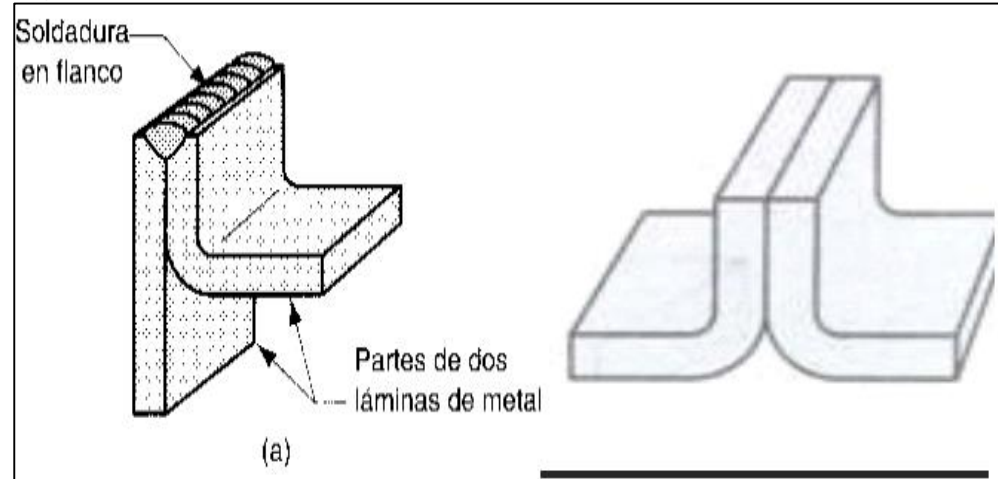


Fuente: INGENIERIA MECANICA. Recomendaciones para la ejecución de Uniones Soldadas. Recuperado de <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn58.html> el 12 de Mayo del 2018

Sin embargo, considerando el impacto a esfuerzos repetitivos y la resistencia contra la cantidad soldadura a utilizar, este es el tipo de soldadura más recomendable, aunque desde otros puntos de vista no son las más estéticas, por lo que en su mayoría se usa soldadura de filete.

**2.1.3.4 Soldadura de Borde** Una soldadura de borde también se puede denominar soldadura en flanco, se hace en los bordes de mínimos dos elementos de un sistema en donde al menos uno de sus bordes esta en dirección paralela con uno o más bordes que estén en común y la unión se hace en el borde común con la soldadura, tal como se muestra en la figura 18.

Figura 18. Soldadura de Borde



Fuente: INGENIERIA MECANICA. Recomendaciones para la ejecución de Uniones Soldadas. Recuperado de <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn58.html> el 12 de Mayo del 2018

Se utiliza generalmente para soldaduras de elementos con espesores finos, menores a 6 mm, los ángulos de avance y posicionamiento son iguales para las posiciones horizontales y verticales, realizándolo de derechas a izquierdas, para que la atmósfera producida por la llama o el gas proteja la soldadura.

#### 2.1.3.5 Ventajas

- ✓ Proporciona una unión permanente y las partes soldadas se vuelven una sola unidad.
- ✓ La unión soldada puede ser más fuerte que los materiales de los componentes en un sistema, al usar materiales de relleno con propiedades de resistencia superiores se cumple con la normativa y estándares de soldaduras.
- ✓ La soldadura es la forma más económica de unir componentes.
- ✓ La soldadura no se limita al ambiente de fábrica o instalaciones cerradas, se puede realizar en el campo.
- ✓ Las longitudes variables y la sencillez de desmontaje permiten realizar rediseños de forma más ágil.

#### 2.1.3.6 Desventajas

- ✓ La mayoría de las operaciones de soldadura se hacen manualmente, lo cual implica alto costo por hora de mano de obra y si hay soldaduras especiales los costos pueden triplicarse por la necesidad de personal muy calificadas.

- ✓ La soldadura implica el uso de energía y es peligroso cuando se trabaja con fluidos altamente inflamables.
- ✓ Por ser una unión permanente, no permite un desensamble adecuado y quedan residuos de la soldadura.
- ✓ No puede reutilizarse el mismo método de conexión de tuberías, cuando es necesario mantenimiento.
- ✓ La unión soldada puede tener defectos de calidad que son difíciles de detectar y estos defectos reducen la resistencia de la unión.
- ✓ Siempre va ser necesario una limpieza posterior al soldeo para eliminar los residuos.

### **2.1.3.7 Limitaciones**

- ✓ El peso de la máquina de soldar (dependiendo del trabajo a realizar) al momento de transportarla.
- ✓ El suministro de energía desde el cual una corriente controlada puede ser aplicada para un tiempo específico.
- ✓ La pistola de rayos de electrones opera a: Alto Voltaje ( 10 to 150 kV típico) para acelerar los electrones y la intensidad de la corriente del rayo es baja (medida en miliamperios).

A continuación se relaciona la ficha técnica para las conexiones de tubería tipo Bridadas.

**2.1.4 Conexiones Victaulic.** Es la unión de tubos ranurados que consiste en que dos extremos de tubos ranurados (normalmente rodillo acanalado) se conecten con un acoplamiento que consiste en una junta sensible a la presión elástico para crear el sello y una carcasa de hierro dúctil para encapsular la junta y el bloqueo en las ranuras que crean un tubo de unión de auto contenida.

Una unión de tubo ranurado se compone de cuatro elementos: la tubería ranurada, la junta, la caja de acoplamiento, y las tuercas/tornillos. La ranura se realiza en los extremos de los tubos. Una junta abarcada por la caja de acoplamiento forma un sello en los dos extremos de la tubería. Los pernos y tuercas se aprietan con una llave de tubo o llave de impacto. En el estado montado, la caja de acoplamiento recubre la junta y engancha las ranuras alrededor de la circunferencia de la tubería para crear un sello a prueba de fugas en una junta de tubería auto contenida.

Los acoplamientos ranurados para tuberías con extremos ranurados (Victaulic) combinan características de varios elementos de un sistema, La caja de acoplamiento une la junta alrededor de toda la circunferencia del tubo ranurado de esta manera la tubería afianza y da seguridad a las tuberías con extremos ranurados para que permita remover los tubos de manera fácil en caso de realizar una operación (reemplazar, limpiar y/o dar servicio) durante o después de la instalación. Debido a que las ranuras no están cortadas tan profundamente como en el frenado en una tubería roscada, menos metal es removido al hacer este proceso, por lo que se mantiene mayor presión de trabajo para la tubería.

El tiempo para instalar y el costo son bajos, debido a que solamente una llave de tuerca se requiere para hacer la unión. Hay dos estilos básicos de acoplamiento que se pueden utilizar en el tubo ranurado: flexibles y rígidos.




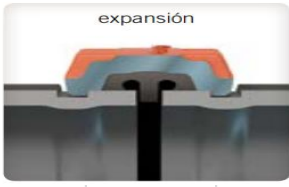
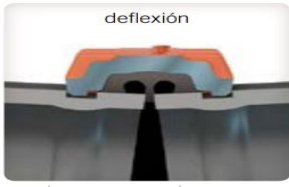
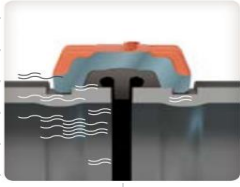
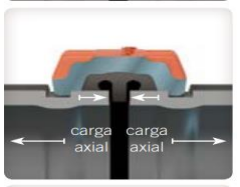

- ✓ **Acople flexible:** admite el movimiento controlado lineal y angular, que acomoda la deflexión de la tubería y la expansión y contracción térmica.
- ✓ **Acople rígido:** no admite movimiento, es similar a una unión bridada o soldada.

Los sistemas Victaulic ofrecen las siguientes ventajas frente a otros sistemas de tuberías<sup>6</sup>:

---

<sup>6</sup> VICTAULIC. Manual de Instalacion. Recuperado de <https://www.victaulic.com/assets/uploads/literature/G-103-SPAL.pdf> el dia 25 de Junio del 2018.

Tabla 3. Ventajas Victaulic

	<p><b>Mantenimiento y expansión sencillos</b></p> <p>Mediante el simple desmontaje del acople se logra un fácil acceso.</p>
	<p><b>Facilidad de alineación</b></p> <p>Mediante un diseño que admite la rotación total de las tuberías y componentes del sistema antes de apretar.</p>
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> <p>contracción</p>  </div> <div style="text-align: center;"> <p>expansión</p>  </div> <div style="text-align: center;"> <p>deflexión</p>  </div> </div>	
<p style="text-align: center;"><b>Flexibilidad</b></p> <p>Con el movimiento axial inherente y las propiedades de deflexión de los acoples flexibles en un sistema ranurado. Se podrían utilizar para acomodar la expansión y contracción térmica, el desalineamiento y asentamiento, y para la absorción de tensiones sísmicas.</p>	
	<p><b>Atenuación de ruido y vibraciones</b></p> <p>Al aislar la transferencia de vibraciones en cada unión.</p>
	<p><b>Uniones con autosujeción</b></p> <p>Los acoples se fijan en las ranuras de las tuberías y las sostiene para enfrentar cargas de empuje a máxima presión sin necesidad de accesorios adicionales.</p>
	<p style="text-align: center;"><b>Rigidez</b></p> <p>Con un diseño de cierre angular que proporciona una firme sujeción de la tubería para resistir las cargas de flexión y torsión.</p>

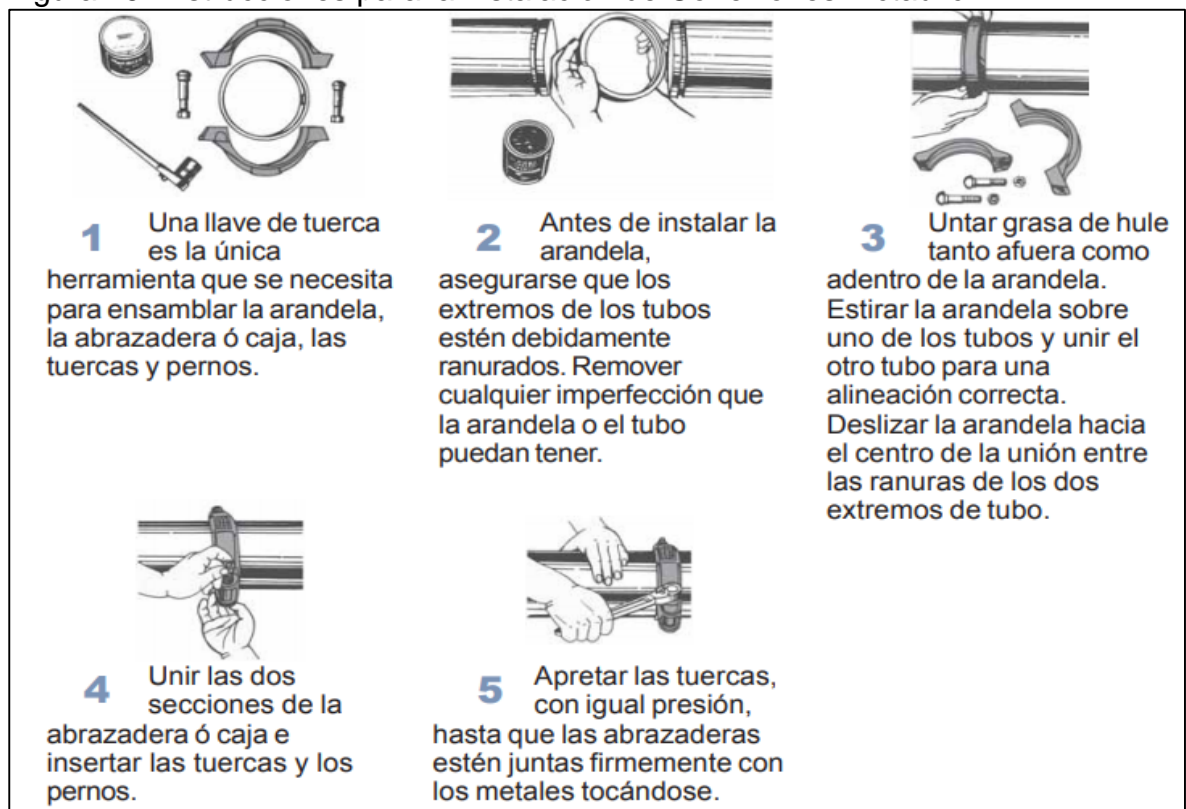
Fuente: Elaboración Propia

✓ **¿Cómo funciona?**

“La ranura se forma en frío o es mecanizada en el extremo de la tubería utilizando una ranuradora. Los segmentos del acople, que rodean la empaquetadura por completo, se ensamblan alrededor de dos extremos ranurados de tubería, y las secciones de cuña de los segmentos se insertan en las ranuras. Los pernos y las tuercas se aprietan con una llave de dado o una llave de impacto”.<sup>7</sup>

El proceso de instalación de acoplamiento ranurada es relativamente simple tal como se muestra en la figura 28. Los beneficios incluyen el aumento de la productividad de la instalación y la eliminación de la llama relacionada a las medidas de seguridad y los riesgos frente a los métodos tradicionales.

Figura 19. Instrucciones para la instalación de Conexiones Victaulic



Fuente: VICTAULIC. Manual de Instalación. Recuperado de <https://www.victaulic.com/assets/uploads/literature/G-103-SPAL.pdf> el día 25 de Junio del 2018.

A continuación se relaciona la ficha técnica para las conexiones de tubería tipo Bridadas.

<sup>7</sup> <https://www.victaulic.com/assets/uploads/literature/G-103-SPAL.pdf>

A continuación se muestra una comparativa entre los diferentes tipos de conexiones de tubería con la implementada en este proyecto que son las conexiones ranuradas o Conexiones Victaulic.

Figura 20. Ventajas comparativas Conexión de tubería Tipo Victaulic

<b>Ventajas comparativas</b>	<i>Roscada</i>	<i>Bridada</i>	<i>Soldada</i>	<b>RANURADA</b>
Permite deflexión angular - desalineamiento				✓
Expansión, contracción o sin necesidad de junta de expansión				✓
Autorecuperable, sin necesidad de union		✓		✓
Permite conexión rápida con válvulas				✓
Permite rotación del tubo gire para una debida		✓		✓
No se nescitan habilidades especiales	✓			✓
No quedan restos de soldadura	✓			✓
No se debilitan los tubos en las juntas		✓	✓	✓
Sin peligros de fuego durante la instalación	✓	✓		✓
Rápida instalación	✓			✓
Permite prefabricación	✓	✓		✓
Costo bajo de instalación	✓			✓

Fuente: Elaboración Propia

## CONDICIONES ACTUALES DE LA FACILIDAD

### 3.1 CARACTERIZACION DE LOS FLUIDOS

Las facilidades de producción tienen como principio la separación de las diferentes corrientes aportadas por los pozos productores. La calidad de los fluidos depende del buen trabajo de este sistema, pero se requiere un diseño acorde con las condiciones de los fluidos, estos pueden ser mezclas de diferentes zonas y formaciones lo que crea condiciones especiales.

Los hidrocarburos se identifican mediante sus propiedades estas son el punto de partida para muchos cálculos realizados para la selección de equipos, existen varias formas de conocer las características de los fluidos contenidos y una de ellas es mediante las pruebas PVT, las cuales darán información acerca de las características del fluido tales como gravedad  $^{\circ}$ API, saturación de agua irreducible, saturación de aceite residual, presión de burbuja, tamaño de gota, presiones y temperaturas de formación, entre otra.

Cuando un yacimiento es potencialmente rentable después del proceso de exploración por su contenido de hidrocarburos se inicia con el proceso de explotación y extracción de los fluidos, dichos fluidos (crudo y gas) presentan ciertas características que requieren un adecuado tratamiento para poder ser comercializado en óptimas condiciones y siguiendo los parámetros legales estipulados para tal fin.

Dentro de este tratamiento los fluidos son sometidos a pruebas físicas y químicas con el fin de cumplir con un producto final con las mejores especificaciones de entrega. A continuación, se describen los fluidos provenientes del yacimiento:

**3.1.1 Crudo.** El crudo es un recurso natural no renovable, esta es una sustancia aceitosa, generalmente de color oscuro, pero varía dependiendo la gravedad API del fluido, a la que por sus altos compuestos de hidrogeno y carbono se le denomina hidrocarburo. De forma general su composición básica es ilustrada en la Tabla 5.



Tabla 4. Composición Básica del Petróleo

COMPOSICIÓN DEL PETROLEO	
ELEMENTO	% PESO
Carbón	84 - 87
Hidrógeno	11 - 14
Azufre	0 - 2
Nitrógeno	0,2

**Fuente:** BANZER, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. 1996. p. 27.

Según las diferentes teorías del origen del petróleo este es de tipo orgánico contenido en rocas sedimentarias. En un principio las capas sedimentarias se fueron depositaron en sentido horizontal. Pero los movimientos y cambios violentos que ha sufrido la corteza terrestre a través de los años variaron su conformación y, por consiguiente, los sitios donde se encuentra el petróleo, es por esto por lo que la geología identifica varios tipos de estructuras subterráneas donde pueden encontrarse yacimientos de petróleo: anticlinales, estructuras falladas, trampas estratigráficas y domos salinos, entre otros.

Sin embargo, el petróleo ocupa el espacio poroso en las rocas especialmente en areniscas y calizas, aunque encontramos otro tipo de rocas poco convencionales. Como se conoce el crudo es una mezcla homogénea de hidrocarburos que presentan una serie de características físicas y químicas diferentes que dependen de la concentración de sus componentes según el sitio de deposición. Para ser comercializado en sus diferentes derivados debe realizar un tratamiento que garantice las especificaciones necesarias para su posterior uso dentro de ese tratamiento lo que se hace es cumplir con una serie de características generales que serán explicadas a continuación.

**3.1.1.1 Características generales del crudo.** El crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos cuyas propiedades físicas y químicas varían considerablemente dependiendo de la concentración de sus diferentes componentes.

**3.1.1.2 Gravedad API.** Según Oil Field Glossary de Schlumberger<sup>8</sup> es “La escala de gravedad específica que fue desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados. La gravedad API está graduada en grados en un instrumento de hidrómetro y fue diseñada de manera tal que la mayoría de los valores quedaran entre 10° y 70° de gravedad API” algunos otros autores complementan esto indicando que tiene como base la densidad del agua (10° API).

La gravedad en °API es la equivalente a densidad y se usa en la industria petrolera mundial para así denotar en mayor escala la diferencia de densidades de los crudos. Los crudos se clasifican, según la gravedad API, por la siguiente escala:

Tabla 5. Clasificación del Crudo según su gravedad API

CLASIFICACIÓN DEL CRUDO SEGÚN SU GRAVEDAD API			
TIPO DE CRUDO	GRAVEDAD API ENTRE		DENSIDAD (g/cm <sup>3</sup> )
Extra Pesados	<9,9	9,9	> 1,0
Pesados	10	21,9	1,0-0,92
Medianos	22	29,9	0,92-0,87
Liviano	30	39,9	0,87-0,83
Condensados	40	>40	<0,83

**Fuente:** ROLDAN VILORIA, Energías Renovables, Lo que hay que saber. 2013.

Existen varias formas de determinar la gravedad °API ya sea mediante fórmulas conociendo otras características del crudo o una más sencilla y tal vez una de las más utilizadas en campo, y es con la utilización de un hidrómetro el cual, por medio de una diferencia de densidades entre el crudo y un fluido contenido en el hidrómetro, determina la gravedad °API. La gravedad API es tal vez el dato más importante en cuanto al diseño de equipos se refiere, debido a que en casi todos los cálculos realizados es necesario la utilización de esta característica, por eso se hace indispensable conocer su valor y los datos de cómo fue tomada.

<sup>8</sup> SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Recuperado de: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/api\\_gravity.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/api_gravity.aspx) el 07 de Marzo del 2018.

Ecuación 2. Fórmula para determinar la gravedad API

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{\text{GE}} - 131,5$$

**Fuente:** ARNOLD, Ken; STEWART, Maurice. Surface Production Operations, Design of oil handling systems and facilities. Tercera Edición. Houston, Estados Unidos 2008. p. 89.

Los petróleos de mejor calidad son aquellos clasificados como “livianos”, los que tienen más de 26 grados API. Los “intermedios” se sitúan entre 20 y 26 grados API y los “pesados” por debajo de 20 grados API.

En el área de estudio se produce un crudo con gravedad API de 19,8 que según la clasificación es un crudo pesado, pero con buenas características para ser comercializado o tratado.

**3.1.1.3 Viscosidad.** La viscosidad de un fluido está relacionada a la resistencia interna del mismo a la fricción y así relacionada con la movilidad de los fluidos. Es una propiedad dinámica que se puede medir solo cuando el fluido está en movimiento, ya que representa las fuerzas de arrastre causadas por las fuerzas de atracción en capas de fluido adyacente. Sus unidades son los centipoise (cp.). La viscosidad del petróleo es una característica muy importante que controla el flujo de petróleo a través del medio poroso y de las tuberías<sup>9</sup>

Según Magdalena Paris De acuerdo con la presión, la viscosidad del crudo se clasifica en tres categorías:

- ✓ Viscosidad del petróleo muerto: viscosidad a la presión atmosférica (sin gas disuelto) y a la temperatura del yacimiento.
- ✓ Viscosidad del petróleo saturado: viscosidad a la presión de burbujeo y a la temperatura del yacimiento.
- ✓ Viscosidad del petróleo no saturado: viscosidad a una presión por encima del punto de burbujeo y a la temperatura del yacimiento.

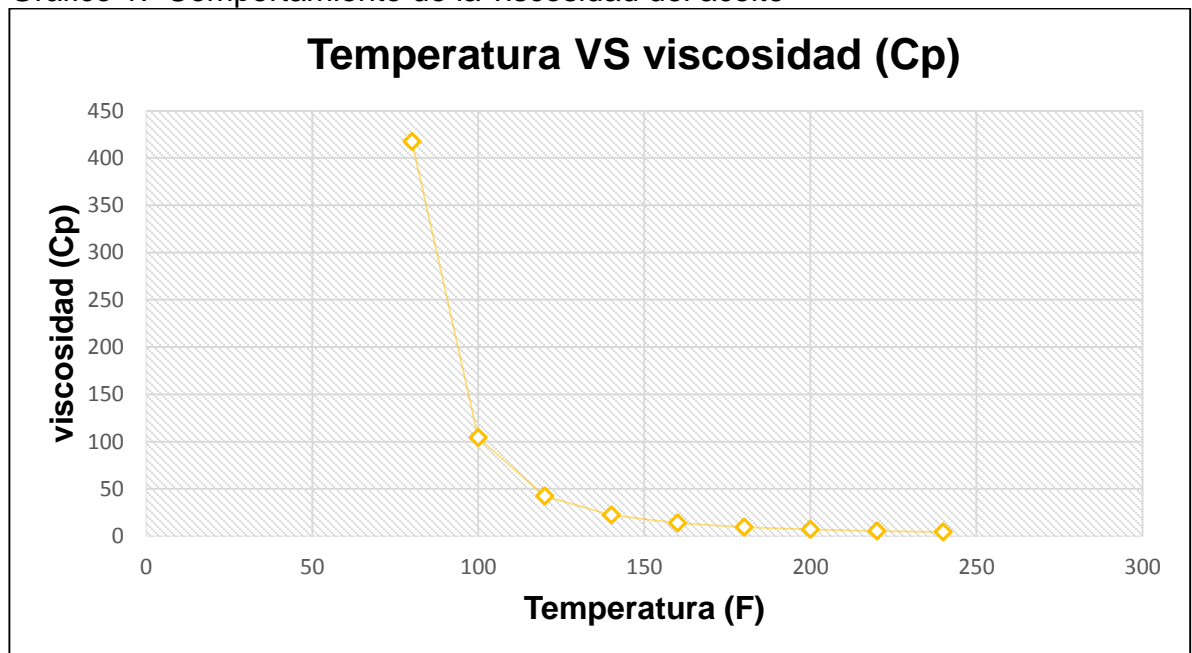
---

<sup>9</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos 2009. p. 160.

La viscosidad puede ser determinada mediante pruebas de laboratorio, pero siempre debe ser tomada a una temperatura estándar la cual es de 60 °F, en estas pruebas mediante el paso del fluido por una boquilla con un diámetro conocido se puede determinar el tiempo que tarda en pasar un volumen determinado, pero para efectos prácticos en pozo donde en ocasiones no se poseen los equipos necesarios, existe una forma de determinar la viscosidad y es mediante correlaciones numéricas en las cuales solo se hace necesario conocer la °API, cada una de ellas maneja un rango de datos en las cuales se aceptan sus resultados.

La viscosidad es importante en el diseño y desarrollo de procesos de recobro mejorado, procesos de refinación de crudos y bitúmenes, los cuales se calcula tienen un porcentaje arriba del 70% de las reservas mundiales. Los crudos pesados tienen una gran viscosidad debido a su madurez, o porque un yacimiento convencional de aceite ha sido anaerómicamente biodegradado a lo largo del tiempo geológico (Head et al., 2003).

Gráfico 1. Comportamiento de la viscosidad del aceite



Fuente: Elaboración Propia

Esta propiedad depende fuertemente de la temperatura del yacimiento, la presión, la gravedad del petróleo, la gravedad y solubilidad del gas. En la Tabla 2 se mostrarán los resultados de laboratorio hecho para una muestra de crudo a diferentes temperaturas. La Gráfica 4 presenta el comportamiento de la viscosidad del aceite del área de estudio.

**3.1.1.4 Cloruros.** Los cloruros es una medida de la cantidad de sales presentes en los fluidos del pozo debido a estas ocurren grandes problemas en una facilidad, como la corrosión de líneas y equipos, por eso su control constante se hace necesario mediante la realización de pruebas en campo.

Esta prueba consiste en la titulación con Nitrato de plata a un volumen conocido de agua de formación, el cual se titula hasta que la mezcla empiece a tomar coloración, después estos resultados se integran en una ecuación 2. La cual nos entrega el resultado del índice de cloruros.

Ecuación 3. Calculo de Índice de Cloruros

$$\frac{meq}{l\ de\ CL} = \frac{V \times N \times 1000}{ml\ de\ muestra}$$

**Fuente:** American Society for testing and Materials. Annual book of Standards 1994. Determinación de Cloruros en agua. Método ASTM D 1125-91

**3.1.1.5 Contenido de sólidos** El contenido de sólidos es una fracción del total de aquellas partículas presentes en el lodo de perforación, y este siempre se incrementa mientras se está perforando debidos a los recortes, los aditivos del lodo y el material densificante. El contenido de sólidos hace referencia a los sólidos solubles e insolubles contenidos en el sistema de circulación-

Los tres tipos de sólidos en el lodo son:

- ✓ Material Soluble como la sal
- ✓ Sólidos insolubles de alta gravedad (HGS) como los agentes densificantes (barita, carbonato de calcio, hematita)
- ✓ Sólidos insolubles de baja gravedad (LGS) o sólidos perforados como las partículas de los recortes.

El control de sólidos en la producción es un punto fundamental, debido a los problemas que esto podría traer como lo es daños a equipos, corrosión, obstrucción entre otros. La prueba que nos ayuda a determinar este contenido es mediante la filtración de un volumen de fluido de producción tomado en la línea de salida del pozo, este se hace pasar por un tamiz en el cual quedan retenidos los sólidos, después se les realiza un secado en un horno para así eliminar el fluido restante y tener una medida más certera, luego se pesan estos sólidos y el resultado debe ser

dado en libras por cada 1000 barriles y para eso existe un factor de 18,5 el cual al ser multiplicado por el valor del peso de las arenas nos da el resultado correcto.

**3.1.1.6 Contenido de Agua y Sedimentos .** El contenido de agua y sedimentos en el crudo son considerados como impurezas propias del crudo, la determinación se requiere para conocer con precisión los volúmenes netos de crudo que serán comercializados. ““El contenido de agua y sedimentos de petróleo crudo es significativo, ya que puede causar la corrosión de los equipos y de los problemas en el procesamiento. Se requiere una determinación del contenido de agua y sedimentos para medir con precisión los volúmenes netos de petróleo real en las ventas, los impuestos, los intercambios y las transferencias de custodia”<sup>10</sup> .Estas mediciones se realizan a partir de ensayos normalizados (ASTM-D 96 o ASTM D 4007).

En laboratorio para calcular la cantidad de agua y sedimentos de una muestra se aplica la siguiente ecuación:

Ecuación 4. Porcentaje de BSW

$$BSW = \frac{\text{Volumen de agua y sedimentos en la zanahoria}}{\text{Volumen Total de la muestra}} \times 100$$

**Fuente:** American Society for testing and Materials. Annual book of Standards 1994. Determinación del Contenido de Agua y Sedimentos. Método ASTM D 96

Un volumen excesivo puede originar problemas en los equipos como daño en bombas, taponamiento o corrosión de tuberías, problemas en el procesamiento del crudo, entre otros. El valor obtenido para este yacimiento es de 14% de BSW; dentro de las especificaciones dentro de la industria petrolera este porcentaje no debe contener un valor mayor al 0.5 %.

**3.1.1.7 Punto de inflamación.** El punto de inflamación de un líquido combustible es la temperatura a la cual debe calentarse para producir una mezcla inflamable procedente del líquido calentado y aire, situada en la superficie y expuesta a una llama abierta.

---

<sup>10</sup> ASME. Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure). Recuperado de <http://www.astm.org/Standards/D4007.html> el 26 abril de 2018.

El punto de inflamación implica la existencia de una chispa o cualquier otra fuente de ignición con suficiente calor para calentar el líquido hasta incendiarlo. El punto de inflamación de un crudo será menor cuanto mayor contenido en hidrocarburos gaseosos y volátiles contenga.

**3.1.1.8 Contenido de parafinas.** “Las parafinas compuestas por cadenas de carbono van desde C18 hasta C70. Las parafinas son los hidrocarburos más estables porque todos los enlaces de valencia están plenamente satisfechos”<sup>11</sup>. Las parafinas son cristalinas y tienden a aglomerarse a temperaturas iguales o inferiores al punto de cristalización. Si se presenta una serie de parafinas con 15 o menos átomos, se genera un problema, en este se hace necesaria la remoción de estos ya que la acumulación de depósitos de parafina es uno de los mayores inconvenientes en la producción, transporte y almacenamiento de crudo.

**3.1.1.9 Contenido de asfáltenos.** “Los asfáltenos son compuestos aromáticos y naftenos de alto peso molecular con un rango de 1.000 a 50.000 kg/kg mol, que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos”<sup>12</sup>. Se consideran como pequeñas fracciones que se encuentran en el crudo, solubles en compuestos químicos aromáticos como el benceno, tolueno y xileno, pero insoluble en alcanos de bajo peso molecular.

**3.1.1.10 Pruebas de laboratorio de crudo .** Al igual que todos los componentes procedentes de un yacimiento, el crudo regularmente necesita de pruebas de laboratorio para determinar las características iniciales antes de su tratamiento para dejarlo en las condiciones de fiscalización. Las especificaciones de entrega y fiscalización para el crudo en Colombia son las siguientes:

---

<sup>11</sup> ARNOLD, Ken; STEWART, Maurice. Surface Production Operations, Design of oil handling systems and facilities. Tercera Edición. Houston, Estados Unidos 2008. p. 92.

<sup>12</sup> : ARNOLD, Ken; STEWART, Maurice. Surface Production Operations, Design of oil handling systems and facilities. Tercera Edición. Houston, Estados Unidos 2008. p. 64.

Tabla 6. Parámetros de Entrega de Crudo

PARAMETROS DE ENTREGA DE CRUDO		
Parametro de Prueba	Estandar de Prueba	Valor de Parametro
Gravedad API @ 60 ° F	ASTM D-1298	Superior a doce (12) grados API e inferior a cuarenta y cinco (45) grados API.
Agua y sedimento	ASTM D-4007	No exceder de 0,5% en volumen (Se establece como excepcion un maximo de 0,8% en volumen, para crudos pesados)
Azufre	ASTM D-4294	Menor o igual a 1,5%
Punto de inflamación	ASTM D-93 A	No mayor a 37,8 °C
Punto de fluidez	ASTM D-97	No mayor a 12 °C
Contenido de sal	ASTM D-3230	No exceder a 20 PTB
Viscosidad @ 100 ° F	ASTM D-445	No superior a 4000 cSt
Viscosidad @ 122 ° F	ASTM D-445	
Viscosidad @ 210 ° F	ASTM D-445	
Contenido de parafina	UOP-46	Menor o igual a 3,0
Asfáltenos	IP-143	Menor o igual a 9,0

Fuente: CPP TESTING SAS. Informe crudo de venta mayo 26 de 2017. p. 2.

La gravedad API y la densidad determinan la calidad del crudo y por tanto el precio de venta, por lo cual es importante determinar estos valores para saber cuál es el procedimiento de deshidratación más apropiado.

La gravedad API con un valor de 25.8 según la clasificación de los hidrocarburos es un crudo mediano, lo cual se debe tener en cuenta a la hora de realizar el diseño de las facilidades de producción, también es importante evaluar otras propiedades a la hora de finalizar los procesos de tratamiento del crudo. En la Tabla 4. Podemos ver los parámetros con los cuales el crudo sale del pozo productor para empezar con los respectivos procesos de separación y tratamiento, para ello se debe tener en cuenta tanto los parámetros iniciales y los parámetros de fiscalización, los cuales son los parámetros a conseguir.



Tabla 7. Propiedades del crudo antes de procesos de tratamiento

<b>PARAMETROS DE PRODUCCIÓN DE CRUDO</b>			
<b>Parametro de Prueba</b>	<b>Estandar de Prueba</b>	<b>Unidad</b>	<b>Resultado</b>
<b>Gravedad API @ 60 ° F</b>	ASTM D-1298		25,8
<b>Agua y sedimento</b>	ASTM D-4007	vol %	0,6
<b>Azufre</b>	ASTM D-4294	wt %	0,465
<b>Punto de inflamación</b>	ASTM D-93 A	°C	78
<b>Punto de fluidez</b>	ASTM D-97	°C	<-28
<b>Contenido de sal</b>	ASTM D-3230	PTB	6,9
<b>Viscosidad @ 100 ° F</b>	ASTM D-445	cP	104,25
<b>Viscosidad @ 122 ° F</b>	ASTM D-445	cP	42,24
<b>Viscosidad @ 210 ° F</b>	ASTM D-445	cP	6,54
<b>Contenido de parafina</b>	UOP-46	wt %	5,9
<b>Asfáltenos</b>	IP-143	wt %	1,2

Fuente: CPP TESTING SAS. Informe crudo de venta mayo 26 de 2017. p. 2.

Las condicionales iniciales con las que entra la mezcla son modificadas durante las diferentes fases de las facilidades de producción dando como resultado los valores que se encuentran en la tabla 5., a continuación, se muestran los resultados de uno de los tanques de fiscalización en donde se muestran los valores de representativos. Comparando los valores obtenidos en el tanque de fiscalización con los parámetros obtenidos durante la fiscalización, se evidencia que algunos parámetros no se cumplen. Por lo tanto, es necesario el rediseño para cumplir con los valores requeridos a nivel nacional.

Tabla 5. Propiedades del crudo en Tanque de Fiscalización

PARAMETROS DE PRODUCCIÓN DE CRUDO			
Parametro de Prueba	Estandar de Prueba	Unidad	Resultado
Gravedad API @ 60 ° F	ASTM D-1298		26,4
Agua y sedimento	ASTM D-4007	vol %	0,22
Azufre	ASTM D-4294	wt %	0,325
Punto de inflamación	ASTM D-93 A	°C	32
Punto de fluidez	ASTM D-97	°C	<-8
Contenido de sal	ASTM D-3230	PTB	5,2
Viscosidad @ 100 ° F	ASTM D-445	cP	48,5
Viscosidad @ 122 ° F	ASTM D-445	cP	25,6
Viscosidad @ 210 ° F	ASTM D-445	cP	8,4
Contenido de parafina	UOP-46	wt %	5,2
Asfáltenos	IP-143	wt %	5,6

Fuente: CPP TESTING SAS. Informe crudo de venta mayo 26 de 2017. p. 2.

**3.1.2 Agua de formación.** La presencia del agua de formación es inevitable en la explotación de hidrocarburos puesto que es el fluido más común en el subsuelo, debido a esto es importante que las facilidades de producción cuenten con los equipos necesarios en el manejo y tratamiento del agua, esta agua asociada a la producción es aquella que al extraer el crudo de un yacimiento se produce en forma conjunta con el hidrocarburo, dependiendo de las características del agua se diseñan algunas partes de las facilidades de producción, se seleccionan los equipos e instrumentos a utilizar, por eso su caracterización es de vital importancia.

El agua de formación tiene ciertas características que se deben a la naturaleza química de los ambientes geológicos donde ha sido depositada, contiene principalmente sales minerales, combinaciones orgánicas, gases disueltos, entre otros.

**3.1.2.2 Propiedades físicas.** El agua se encuentra presente en todos los yacimientos, campos y pozos petroleros, por este motivo debe ser considerado en todo momento y para su manejo debemos tener en cuenta la caracterización para definir la disposición final.

- **Turbidez.** La turbidez es una medida del grado en el cual el agua pierde su transparencia debido a la presencia de partículas en suspensión que se encuentran en dicho líquido. Cuantos más sólidos en suspensión haya en el agua, más sucia parecerá ésta y más alta será la turbidez. La turbidez es considerada una buena medida de la calidad del agua. Para realizar la medición de la turbidez se utiliza los NTU (Unidades Nefelométricas de Turbidez) y se mide con un Nefelómetro, este equipo mide la intensidad que posee la luz que se ha dispersado a unos 90°.
- **Densidad del Agua.** Se expresa como la relación entre masa sobre volumen, el agua en fase líquida es más densa que en fase sólida. Las medidas de densidad son necesarias en aguas de alta salinidad para convertir medidas de volumen en peso. Es práctica común medir volumétricamente la cantidad de muestra usada para un análisis y expresar los resultados como peso/volumen. La densidad del agua es exactamente 0.9999 g/cm<sup>3</sup> a una temperatura de 20°C una medida diferente solo representaría que este contiene alguna impureza como lo son los sólidos suspendidos.
- **Gravedad Específica.** Ken Arnold<sup>13</sup>, la define en la Ecuación 4 como la relación que existe entre la densidad del fluido (en este caso el agua producida) y el agua pura a condiciones estándar, 60°F y 14,7 psi.

Ecuación 5. Determinación de Gravedad Específica

$$\gamma = \frac{\rho_{\text{sustancia}}}{\rho_{\text{estandar}}}$$

**Fuente:** ARNOLD, Ken; STEWART, Maurice. Surface Production Operations, Design of oil handling systems and facilities. Tercera Edición. Houston, Estados Unidos 2008. p. 89.

- **Temperatura.** Es una medida del estado térmico de una sustancia, en este caso el agua, considerado un parámetro operacional en el momento del diseño de cualquier facilidad, esta propiedad ayuda a determinar el estado natural de un fluido, que llega a afectar la operación, los procesos de tratamiento y su disposición final.

---

<sup>13</sup> ARNOLD, Ken; STEWART, Maurice. Surface Production Operations, Design of oil handling systems and facilities. Tercera Edición. Houston, Estados Unidos 2008. p. 89.

La temperatura del agua es importante a causa de sus efectos sobre la solubilidad del oxígeno y, en consecuencia, sobre las velocidades en el metabolismo, difusión y reacciones químicas y bioquímicas; para los procesos en la industria del petróleo tiene los siguientes efectos: A mayor temperatura la sedimentación de los sólidos es mayor y más efectiva, la viscosidad del fluido disminuye al aumentar la temperatura,

➤ **Resistividad.** Es la capacidad del agua de resistirse a transmitir corriente eléctrica, por naturaleza el agua es conductiva, pero por los componentes químicos que tiene el agua de formación, tiende a ser un poco resistiva. La resistividad depende de la sal disuelta en los fluidos; dentro del estudio del crudo es importante medir este valor ya que altos niveles indican la presencia de agentes contaminantes, ya que el agua es en su mayoría es conductiva.

➤ **Conductividad.** “La conductividad del agua es una expresión numérica de su habilidad para transportar una corriente eléctrica. La conductividad del agua depende de la concentración total de sustancias disueltas ionizadas en el agua y de la temperatura a la cual se haga la determinación”<sup>14</sup>. Por lo tanto, cualquier cambio en la cantidad de sustancias disueltas, en la movilidad de los iones disueltos y en su valencia, implica un cambio en la conductividad.

➤ **Sólidos Totales.** De forma genérica se puede denominar sólidos a todos aquellos elementos o compuestos presentes en el agua que no son agua ni gases. Estos se pueden clasificar en dos grupos: disueltos y en suspensión. En cada uno de ellos, a su vez, se pueden diferenciar los sólidos volátiles y los no volátiles El valor de los sólidos totales incluye la suma de los sólidos suspendidos y los sólidos disueltos presentes en el fluido. Su cantidad varía de acuerdo a las propiedades de la formación causando sedimentación en los equipos en superficie y reduciendo el índice de inyectividad.

✓ **Sólidos Suspendidos (SS).** Según Miguel Rigola<sup>15</sup>, son los sólidos que no se disuelven en el fluido, su concentración depende de la localización geográfica de los pozos, de la edad y el tipo de formación. Generalmente tienden a taponar los sistemas de inyección o afectar la formación receptora, por lo que es importante definir la composición química para identificar su origen y acciones correctivas.  
Estos pueden ser retenidos en filtros y se determinan después de pasar por el secado.

---

<sup>14</sup> ROMERO, Jairo. Acuiquímica. Primera Edición. Bogotá. Corcas Editores Ltda. 1996. p. 53.

<sup>15</sup> ROMERO, Jairo. Acuiquímica. Primera Edición. Bogotá. Corcas Editores Ltda. 1996. p. 58.

- ✓ **Sólidos Disueltos (SD).** Es una medida del contenido de todas las sustancias contenidas en un líquido. Según Arnold Ken<sup>16</sup> las aguas producidas contienen sólidos disueltos, pero la cantidad varía desde menos de 100 mg/L hasta más de 300 000 mg/L, dependiendo de la ubicación geográfica así como la edad y el tipo de depósito.

El agua de producción de los yacimientos con temperaturas demasiado altas tiende a sostener concentraciones de sólidos disueltos más altos, mientras que los depósitos con temperaturas más bajas tienden a tener menores niveles de sólidos disueltos. Para su respectiva remoción se requiere emplear los métodos de separación como: coagulación, sedimentación, precipitación u osmosis inversa.

La medida de sólidos totales disueltos (TDS) es un índice de la cantidad de sustancias disueltas en el agua, y proporciona una indicación general de la calidad química. TDS es definido analíticamente como residuo filtrable total (en mg/L).

- **Contenido de grasas y aceites.** Según Jairo Romero<sup>17</sup> Es la cantidad de petróleo disperso en el agua producida que actúa como aglomerante para algunos sólidos incrementando la probabilidad de taponamiento y creando una saturación de aceite que se debe tratar de recuperar en el proceso, reducen la inyectividad al generar emulsiones en la formación.

**3.1.2.3 Propiedades Químicas.** El agua es una solución inodora, sin sabor e incolora que está compuesta químicamente por dos moléculas de Oxígeno y por una molécula de Hidrógeno, pero por su disolubilidad toda el agua que se encuentra en la naturaleza, en los yacimientos o pozos se encuentra con cantidades diversas de sustancias en solución y en suspensión.

- **Ph.** Se define como el grado de acidez de una sustancia, también como el logaritmo de la inversa de la concentración de protones, esta tiene amplia aplicación en el campo de las aguas naturales y residuales. Es una propiedad importante y básica que afecta las reacciones biológicas, químicas que haya con el medio ambiente, valores extremos pueden generar alteraciones en la fauna y la flora, muerte abundante de peces. El pH compatible con la vida está entre el 5.0 y el 9.0 y un pH favorable esta entre 6.0 y 7.2,

---

<sup>16</sup> ARNOLD, Ken; STEWART, Maurice. Surface Production Operations, Design of oil handling systems and facilities. Tercera Edición. Houston, Estados Unidos 2008. p. 484.

<sup>17</sup> ROMERO, Jairo. Acuiquímica. Primera Edición. Bogotá. Corcas Editores Ltda. 1996. p. 61.

- **Alcalinidad.** La alcalinidad es la suma de todos los componentes del agua a estudiar principalmente el contenido de carbonatos, bicarbonatos e hidróxidos, esta tiene de a elevar el valor de pH, también se puede definir como la capacidad del agua para neutralizar ácidos o aceptar protones, esta propiedad representa el principal sistema amortiguador de agua dulce haciendo posible la productividad de cuerpos naturales de agua.
- **Dureza total.** Se refiere al contenido total de iones alcalinotérreos (Calcio, Magnesio, entre otros) que hay en el agua, se expresa como el número equivalente de miligramos de carbonato de calcio por litro, la dureza específica indica la concentración individual de cada ion alcalinotérreo, esta propiedad indica la capacidad del agua para producir incrustaciones, razón principal de la generación de depósitos en los equipos.

Tabla 8. Clasificación General de Dureza

CLASIFICACION DUREZA	
Denominación	ppm de $\text{CaCO}_3$
Muy Suaves	0-15
Suaves	16-75
Medias	76-150
Duras	150-300
Muy Duras	Mayor a 300

Fuente: Gordon M. Barrow. Química general, Volumen 1. Pág. 128.

- **Presión de burbuja.** Son las condiciones de presión y temperatura a las cuales se produce la primera burbuja de gas en una solución, al estar cerca de la presión de burbujeo se observa una dispersión en los errores de medición, La presión de burbuja del agua es igual a la presión de burbuja del petróleo esto debido al equilibrio termodinámico existente entre el agua de formación y el petróleo.
- **Viscosidad del agua.** La viscosidad del agua depende de factores tales como presión, temperatura y sólidos disueltos, “la viscosidad del agua aumenta con un incremento en la presión, disminuye con un aumento de temperatura y aumenta con el incremento en la concentración de sólidos disueltos”<sup>18</sup>

<sup>18</sup> Muvdi-Nova, Carlos Jesús. Benavides-Prada, Omar Andrés. Evaluación de la ósmosis inversa y de la evaporación de película ascendente como técnicas de

- **Compresibilidad del agua de formación.** La compresibilidad de cualquier material en cualquiera de los tres estados en un intervalo de presión dado y a una temperatura fija se define como el cambio de volumen por unidad de volumen inicial causando por una variación de presión.

Ecuación 6. Compresibilidad de Cualquier Material

$$C = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial P} \right)_T$$

FUENTE: Da Silva, Ángel. Fundador de la Comunidad Petrolera. Recuperado de : <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2012/09/definicion-de-compresibilidad.html> el 21 de mayo del 2018.

Esta propiedad es afectada por la presión, temperatura y solubilidad del gas que a su vez es afectada por la salinidad, así un aumento en la presión causa una disminución en esta propiedad y a su vez una disminución en la temperatura causa un aumento en esta propiedad.

- **Iones.** Propiedad química. Hacen referencia a los átomos que tiene el agua intrínseca en su composición que por fenómenos físicos y químicos forman compuestos que causan problemas operativos como la corrosión o deposición de subproductos en el proceso. Los iones más representativos en las aguas asociadas son:

- ✓ **Calcio.** Este ion es un componente de las salmueras de los yacimientos petrolíferos y es altamente contaminante para el agua. El ion Calcio se combina fácilmente con bicarbonatos, carbonatos y sulfatos para formar precipitados insolubles en el agua.
- ✓ **Magnesio.** Este ion se presenta solamente en bajas concentraciones sin formar incrustaciones. Generalmente forman el Sulfato de Magnesio (MgSO<sub>4</sub>) o el Carbonato de Magnesio (MgCO<sub>3</sub>).
- ✓ **Cloruros.** Ion empleado para medir la salinidad del agua según su concentración en el fluido. Este ion incrementa la corrosividad a medida que aumenta su concentración.

---

concentración de hidrolizados de almidón de yuca. Escuela de Ingeniería Química. Universidad Industrial de Santander (UIS), 2014. Pág. 28.

- ✓ **Sodio.** Es el componente principal de las salmueras de yacimientos petrolíferos.
- ✓ Generalmente se halla en concentraciones superiores a 35,000 ppm. Es un indicador de potencial de corrosión.
- ✓ **Hierro.** Los cambios en la concentración a través del paso de fluidos por los diferentes equipos de proceso pueden indicar problemas de corrosión.
- ✓ **Sulfato.** Sales moderadamente solubles que pueden formar incrustaciones de sulfato de Calcio, en condiciones anaeróbicas genera corrosión y se eliminan con intercambios iónicos.

**3.1.2.4 Pruebas de laboratorio de agua de formación .** El análisis de agua de formación es de gran importancia para determinar la manera en que el agua producida y separada en las facilidades de producción pueden ser manejadas, los diferentes métodos de análisis dependen de la capacidad del sistema de proporcionar resultados repetibles, exactos y precisos, esto para validar las condiciones óptimas de salida de agua de las diferentes estaciones donde se realicen las pruebas de laboratorio y en las diferentes procesos de las facilidades de producción.

El agua producida contiene sales y gases disueltos además de sólidos en suspensión, los cuales a su vez pueden tener trazos de otros materiales como metales pesados. Cuando esta sale de los diferentes pozos y después del proceso de separación, esta sigue conteniendo cantidades inaceptables de crudo en suspensión o emulsión. Generalmente esta agua tratada no es adecuada para consumo humano o para uso animal en especial si son salmueras.

A continuación, se especifica la calidad con la cual entra el agua a la facilidad de producción con un contenido de aceites de 6.900 ppm y un contenido de sólidos suspendidos de 2.500 ppm, en base a estas condiciones se establecerá el rediseño necesario en las facilidades de producción.

También se tendrá en cuenta los lineamientos establecidos por CPP Testing S.A.S donde dan los parámetros de calidad del agua requeridos que son los siguientes:

- ✓ Contenido de Grasas y Aceites: menor o igual a 5ppm.
- ✓ Contenido de Sólidos Suspendidos: menor o igual a 3 ppm.



**3.1.3 Gas natural.** El gas natural es una mezcla de los gases provenientes de los hidrocarburos con la mezcla de algunas impurezas provenientes de los yacimientos, los gases provenientes de los hidrocarburos que encontramos presentes son: metano, etano, propano, butano, pentano y pequeñas cantidades de hexanos, octanos y otros elementos pesados; estos incluyen el dióxido de carbono, sulfuro de Hidrogeno, Nitrógeno, Vapor de Agua e Hidrocarburos Pesados. Algunos de estos compuestos son removidos en diferentes procesos por su alto valor comercial.

**3.1.3.2 Propiedades del Gas Natural.** El gas natural es definido como un fluido homogéneo de baja densidad y viscosidad, sin volumen definido pero que se expande completamente para abarcar toda la superficie del recipiente que lo contenga; es una mezcla de hidrocarburos livianos, gaseosos y no gaseosos. En todos los yacimientos petrolíferos este se encuentra asociado con el crudo y su volumen dependerá de la composición de este último, dado esto será menor si tenemos un crudo pesado y mayor cuando hablamos de crudos livianos.

➤ **Peso Molecular Aparente.** El peso molecular de un compuesto es la suma de las masas atómicas de los elementos constituyentes del compuesto. Conocer estos valores facilita el cálculo del número de moles y de las cantidades de cada compuesto (cromatografía) cuando se trata de una mezcla el peso molecular se obtiene mediante promedio ponderado de los pesos moleculares de las sustancias que componen las mezclas, el volumen que ocupa cualquier gas en las mismas condiciones depende solamente del número de moles.

Hay diferentes métodos para calcular el peso molecular de cualquier gas se utiliza el concepto de “Peso Molecular Promedio” se requiere de dos cosas:

- ✓ El peso molecular de cada gas que integra la mezcla.
- ✓ La fracción molar de cada uno de los elementos.

Este se define matemáticamente por la siguiente ecuación:

Ecuación 7. Peso Molecular Aparente de una Mezcla

$$M_a = \sum_{i=1} y_i M_i$$

**Fuente.** PARIS DE FERRER. Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela. 2009, p. 81.

Donde  $M_a$  es el peso molecular aparente de la mezcla;  $y_i$  es la fracción molar del componente  $i$  en la mezcla de gas y  $M_i$ , el peso molecular del componente  $i$  en la mezcla.

➤ **Densidad.** La densidad de una sustancia es una propiedad física que la caracteriza y está definida como el cociente entre la masa y el volumen de la sustancia que se trate. Esta propiedad depende de la temperatura, por lo que al medir la densidad de una sustancia se debe considerar la temperatura a la cual se realiza la medición. En el caso de sustancias no homogéneas lo que obtenemos al dividir la masa y el volumen es la densidad promedio.

La densidad de los gases es relativamente menor con respecto a las demás fases (sólida y gaseosa). Para los gases ideales se calcula reemplazando el peso molecular del componente puro por el peso molecular aparente de la mezcla, podemos encontrar la densidad con la siguiente ecuación:

Ecuación 8. Densidad de una Mezcla de Gas Ideal.

$$\rho_g = \frac{m}{M} = \frac{pM}{RT}$$

**Fuente.** PARIS DE FERRER. Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela. 2009, p. 82.

➤ **Volumen específico.** Es el volumen ocupado por unidad de masa de un material. Es la inversa de la densidad, por lo cual no dependen de la cantidad de materia y se calcula aplicando la Ecuación 7.

Ecuación 9. Volumen Especifico

$$v = \frac{V}{m} = \frac{RT}{pM_a} = \frac{1}{\rho_g}$$

**Fuente.** PARIS DE FERRER. Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela. 2009, p. 82.

- **Gravedad específica.** Es la relación de un gas entre su densidad y la densidad del aire, generalmente es medida en el cabezal del pozo que hace parte de la estación de recolección, esta es proporcional a su peso molecular y una vez obtenido el peso molecular la gravedad específica se calcula por medio de la siguiente ecuación:

Ecuación 10. Fórmula para determinar la Gravedad Especifica

$$\gamma = \frac{\rho_{\text{sustancia}}}{\rho_{\text{estandar}}}$$

**Fuente.** PARIS DE FERRER. Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela. 2009, p. 82.

- **Factor de compresibilidad.** “Es la razón del volumen molar de un gas con relación al volumen molar de un gas ideal a la misma temperatura y presión. Es una propiedad termodinámica útil para modificar la ley de los gases ideales para ajustarse al comportamiento de un gas real. En general, Este comportamiento ideal se vuelve más significativo entre más cercano este el gas a un cambio de fase, sea menor la temperatura o más alta la presión, este factor de corrección es introducido en la ecuación general de los gases ideales, el cual se puede obtener experimentalmente dividiendo el volumen real de n moles de un gas a presión y temperatura, entre el volumen ideal ocupado por la misma masa de un gas a la misma temperatura y presión.”<sup>19</sup> basados en:

Ecuación 11. Factor de Compresibilidad

$$Z = \frac{V_{\text{actual}}}{V_{\text{ideal}}} = \frac{V}{\frac{nRT}{P}}$$

**Fuente.** PARIS DE FERRER. Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela. 2009, p. 85.

---

<sup>19</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos 2009. p. 85.

Las aproximaciones para determinar el factor de compresibilidad de un gas se pueden definir cuándo se expresa en funciones de dos propiedades adimensionales, la primera es la presión seudorreducida la cual está definida por:

Ecuación 12. Presión seudorreducida

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}}$$

**Fuente.** PARIS DE FERRER. Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela. 2009, p. 85.

La segunda es la temperatura seudorreducida,

Ecuación 13. Temperatura seudorreducida

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}}$$

**Fuente.** PARIS DE FERRER. Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela. 2009, p. 85

Donde p es la presión del sistema,  $P_{sr}$ , la presión seudorreducida adimensional, T, la temperatura del sistema,  $T_{sr}$ , la temperatura seudorreducida, adimensional;  $P_{sc}$  y  $T_{sc}$ , la presión y la temperatura seudocríticas, respectivamente, definidas en la Ecuación 13.

Ecuación 14. Presión Seudocrítica

$$P_{sc} = \sum_{i=1}^N P_{ci} y_i$$

**Fuente.** PARIS DE FERRER. Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela. 2009, p. 85.

Ecuación 15. Presión Seudocrítica

$$P_{sc} = \sum_{i=1}^N P_{ci} y_i$$

**Fuente.** PARIS DE FERRER. Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela. 2009, p. 85.

Donde  $P_{ci}$  y  $T_{ci}$ , son la presión y la temperatura crítica absolutas del componente  $i$ , y  $y_i$  la fracción molar del componente  $i$ .

➤ **Factor de expansión.** La ley de Charles postula que, a presión constante, el volumen de cualquier gas se expande en la misma fracción de su volumen inicial a 0 °C por cada aumento de un grado centígrado en la temperatura. Experimentalmente Charles y Gay Lussac descubrieron que por cada aumento de un grado es la temperatura el volumen del gas se incrementaba en, aproximadamente, 1/273 de su valor a 0°C. Este valor es más o menos constante para todos los gases. Así pues, un aumento de diez en la temperatura en grados centígrados hará que aumente el volumen de cualquier gas en aproximadamente 10/273 de su volumen a 0°C.

Para determinar este valor en algunos casos se utiliza en inverso del Bg como se indica a continuación.

Ecuación 16. Factor de Expansión del gas

$$E_g = \frac{1}{B_g} = 35,37 \frac{P}{zT} PCN/PCY$$

**Fuente.** PARIS DE FERRER. Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela. 2009, p. 105.

➤ **Viscosidad.** Es una propiedad importante para determinar la resistencia al flujo que presenta el gas durante su producción y transporte. Generalmente, la viscosidad del gas aumenta con los incrementos de presión. A presiones bajas la viscosidad del gas (al contrario que los líquidos) se incrementa con la temperatura.

Según Magdalena Paris de Ferrer<sup>20</sup> la viscosidad de un gas puro depende de la temperatura y la presión, pero para mezclas de gases que también es una función de la composición de la mezcla. La siguiente ecuación puede ser usada para calcular la viscosidad de una mezcla de gases cuando el análisis de la mezcla de gas y las viscosidades de los componentes se conocen a la presión y a la temperatura de interés.

Ecuación 17. Viscosidad del gas

$$\mu_g = \frac{\sum(\mu_{gi}\gamma_f\sqrt{M_i}}{\sum_i(\gamma_i\sqrt{M_i}}$$

**Fuente.** PARIS DE FERRER. Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela. 2009, p. 105.

---

<sup>20</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos 2009. p. 105.

**3.1.3.3 Caracterización de gas.** Los fluidos provenientes de los yacimientos son una mezcla entre hidrocarburos, agua y gas debido a la caracterización del yacimiento ya los cambios de presión y temperatura que experimentan los fluidos desde que salen de los diferentes pozos ascienden por las líneas hacia superficie, este gas que llega a superficie, puede ser libre o en solución por lo cual es necesario hacer pasar estos fluidos por un proceso de separación, ya sea para separar el gas del crudo, en caso de que el sistema sea bifásico o también para separar el crudo, el agua y sedimentos en sistemas trifásicos.

Para efectuar estos procesos en las estaciones de recolección y tratamiento, a continuación, se muestran los valores de la cromatografía realizada el 25 de septiembre del 2017.

Tabla 9. Datos de Cromatografía de gases.

Recovered	BP	Recovered	BP	Recovered	BP
mass%	°C	mass%	°C	mass%	°C
IBP	181,381	34	462,872	68	630,497
1	199,549	35	468,78	69	633,747
2	220,733	36	474,344	70	636,794
3	236,219	37	479,908	71	639,826
4	248,206	38	485,472	72	642,68
5	258,823	39	490,608	73	645,534
6	268,348	40	496,17	74	648,195
7	276,764	41	501,38	75	650,832
8	284,411	42	506,591	76	653,468
9	291,479	43	512,011	77	656,105
10	298,246	44	517,43	78	658,918
11	305,15	45	522,635	79	661,555
12	311,936	46	527,981	80	664,395
13	318,9	47	533,327	81	667,375
14	326,382	48	538,674	82	670,355
15	334,332	49	544,02	83	673,522
16	342,281	50	549,367	84	676,738
17	349,568	51	554,713	85	680,192
18	357,254	52	559,674	86	683,453
19	364,939	53	564,765	87	686,906
20	372,625	54	569,659	88	690,359
21	380,31	55	574,554	89	693,661
22	387,77	56	579,636	90	696,876
23	394,942	57	584,494	91	700,248
24	401,839	58	589,53	92	703,472
25	408,291	59	594,939	93	706,697
26	414,298	60	599,788	94	710,244
27	420,528	61	604,473	95	713,92
28	426,98	62	608,596	96	717,897
29	432,992	63	612,718	97	723,263
30	438,789	64	616,594	98	731,91
31	445,033	65	620,205	99	739,581
32	450,831	66	623,816	FBP	744,179
33	456,852	67	627,247		

Fuente. CPP Testing S.A.S Informe Cromatografía del gas. Base de datos área operaciones de planta. Bogotá 2017.



## 3.2 CONDICIONES ACTUALES DE LAS FACILIDADES

A continuación, se explica el funcionamiento actual de una facilidad de producción tipo para un crudo mediano, mostrando cada uno de los procesos implementados para realizar el tratamiento de cada una de las corrientes de flujo que pueda producir un pozo y llegar a una estación.

**3.2.1 Descripción Actual del Sistema.** La producción proveniente de los distintos pozos es transportada hacia las estaciones de recolección con el fin de obtener crudo, gas y agua; esto mediante las facilidades de producción y cumpliendo con las especificaciones de calidad requeridas antes de ser enviadas a su destino, para ello las facilidades cuentan con distintos equipos, mencionaremos cada uno de los equipos que componen estas facilidades y sus condiciones operativas.

El inicio de las facilidades comienza en el cabezal del pozo, este es el encargado de transportar los fluidos hasta el múltiple de producción, en este punto se direccionan los fluidos a los distintos procesos, el proceso actual se divide en 7 procesos:

- ✓ Sistema de Recolección.
- ✓ Sistema de Calentamiento y generación de calor.
- ✓ Sistema de Separación de Fluidos.
- ✓ Sistema de Almacenamiento.

A continuación, **FIGURA**, se muestra el esquema general de flujo de las facilidades de producción tipo para un crudo mediano.

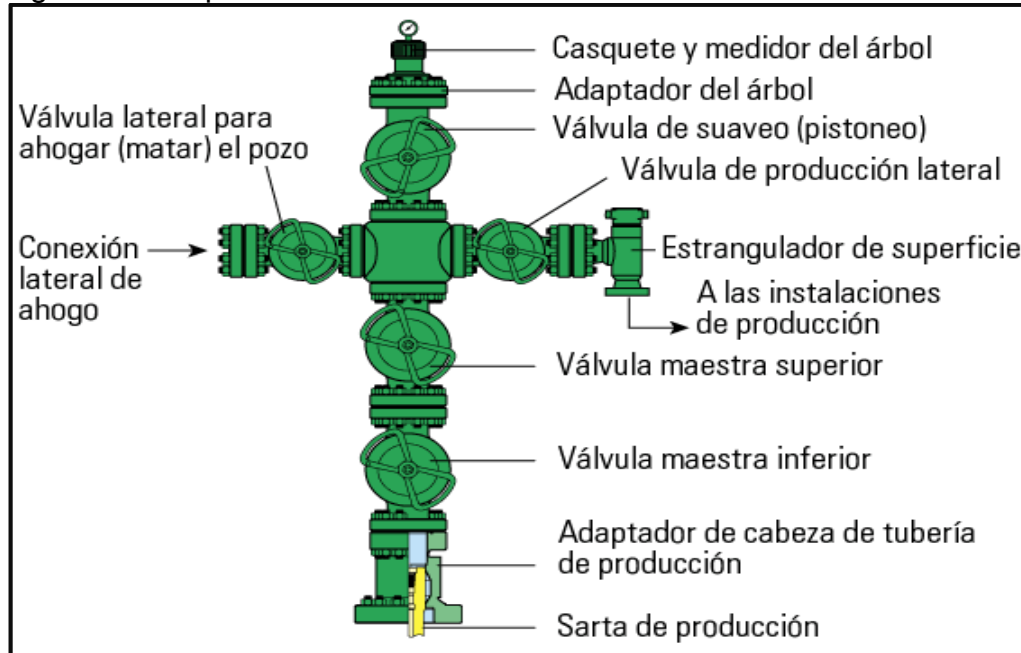
Figura 21. Esquema General de Facilidad de Producción Tipo



Fuente: CPP TESTING SAS. Base de Datos Diseño de Facilidades de Producción Tipo -CPP. Bogotá. 2008

**3.2.1.2 Sistema de Recolección.** Actualmente la facilidad de producción tipo para crudo mediano, cuenta con un árbol de navidad operador por una bomba electro-sumergible dirigida al sistema de recolección de la estación, allí se manejan presiones entre 45 y 90 PSI conformado por 4 válvulas laterales de 5" 1/8 x 3500 psi además de contar con sistemas de circulación de químicos, sistema de válvulas y accesorios para registro de parámetros de pozo.

Figura 22. Esquema General de Árbol de Navidad



**Fuente:** SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Recuperado de: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/christmas\\_tree.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/christmas_tree.aspx) el 21 de julio del 2018

El manifold es el encargado de unir las líneas de producción de todos los pozos de que llegan a una estación de facilidades de producción direccionando los fluidos hacia el tratador térmico para que estos sean separados, está compuesto de válvulas de prueba (4 pulgadas x 300 psi), válvulas de producción (12 pulgadas x 300 psi), y accesorios que soportan presiones aproximadas de 1000 psi.

Tabla 10. Diseño Manifold de una Facilidad Tipo

Manifold Facilidad Tipo		
Parametro	Unidad	Valor
Capacidad	#	16
ANSI	Pozos	600
Linea de Grupo	Pulgadas	12
Linea de Prueba	Pulgadas	4

Fuente: CPP TESTING SAS. Base de Datos Diseño de Facilidades de Producción Tipo - CPP. Bogotá. 2008

Los diferentes accesorios de múltiple de recolección o manifold son:

- ✓ Conexiones para inyección de químicos para tratamiento del crudo, medición de presión y para extraer muestras de fluido de los diferentes pozos que se requieren analizar.
- ✓ Válvulas entre las que encontramos 4 tipos distintos, los cuales realizan diferentes tareas y diseñadas bajo la norma ANSI 150<sup>21 22 23</sup>:
  - Válvula Check: Evita retornos de los fluidos cuando el diferencial de presión no presenta un equilibrio.
  - Válvula de Bola: Transporta los fluidos hacia la primera etapa de la estación (Sistema de separación calentamiento y generación de fluidos).
  - Válvula de Aguja: Extrae muestra de fluidos para la realización de pruebas de medición y control.
  - Válvula de seguridad de presión: Permiten la liberación de presión en las líneas de salida de los diferentes sistemas de la estación.

Este sistema permite realizar diferentes pruebas de pozo para esto se instala en la válvula de salida un “choque” que permite aumentar y disminuir la presión de acuerdo al ajuste de este, en la línea se tienen varias líneas soldadas y roscadas en tubería de seis pulgadas, cuatro pulgadas y tres pulgadas estándar (SDT) direccionando los fluidos a las siguientes etapas.

---

<sup>21</sup> Engineering Toolbox: Carbon and Stainless Steel Flanges - ASME/ANSI Class 150 (Brida de carbon y acer inoxidable; ASME/ANSI Clase 150).

<sup>22</sup> Texas Flange: ANSI B16.5 Class 150 Forged Flanges (Bridas forjadas ANSI B16.5 Class 150).

<sup>23</sup> Seal Fast: Polypropylene Class 150 Ansi Flanges (Bridas ANSI Class 150 de polipropileno)

Para probar los pozos se cuenta con líneas independientes de cuatro pulgadas las cuales son medidas para poder tener control de las condiciones de presión y temperatura, además de este cuenta con un equipo de inyección de químicos para comenzar con diferentes fases del proceso y evitar problemas en el recorrido del mismo.

Una vez los fluidos llegan al múltiple de producción es transportado a los diferentes procesos dentro de la estación.

**3.2.1.3 Sistema de Calentamiento y generación de calor.** El proceso en esta facilidad consta de un sistema de generación de calor (Calentamiento de fluidos) con el fin de cumplir los requisitos de temperatura que necesarios para el buen funcionamiento de los equipos en el sistema de separación.

En la primera etapa todos los fluidos se dirigen por la línea general de transporte en donde se une la producción de todos los pozos que llegan a esta estación de facilidades y que provienen ya sea de un solo yacimiento o de varios y que va dirigida hacia el sistema de separación de fluidos.

Esta línea tiene un diámetro de 12” transportando fluidos hacia dos intercambiadores de calor con una capacidad de 4.000 barriles de fluido por día, este sistema funciona a través de vapor de agua este suministra el calor necesario para que los fluidos lleguen a la temperatura indicada (120 °F a 130 °F), esto para poder entrar con las condiciones óptimas a la siguiente fase.

El calentamiento de los fluidos la mezcla entra a bajas temperaturas y se aumenta su temperatura antes de ser llevadas a otros procesos, esto para romper emulsiones, pero no una separación de fases, estos pueden ser directos o indirectos, en la estación tendremos uno directo, con las siguientes características:

Tabla 11. Especificaciones de Diseño de Precalentadores

Precalentador de Facilidad Tipo	
Parametro	Valor
Presión / Temperatura Operación Tubos	80 - 90 psi / 185 - 140 °F
Presión/ Temperatura Diseño tubos	130 psi / 200°F
Presión/ Temperatura Operación coraza	20 - 30 psi /80 - 126 °F
Presión/ Temperatura Diseño coraza	120 psi / 200 °F
ID Coraza	51,18 in

**Fuente.** CPP Testing S.A.S Informe Diseño Conceptual de Facilidades Crudo Mediano. Base de datos área operaciones de planta. Bogotá 2004.

El vapor generado en este sistema se suministra mediante dos calderas con capacidades de 800 Bls las cuales trabajan alternamente o en conjunto según las necesidades de la operación, generando vapor a una temperatura de 150 a 250 °F, por estas se realiza el calentamiento del agua, esta agua es suministrada por un tanque con capacidad de hasta 2.000 Bls. En la **Tabla 9**. Se pueden observar las especificaciones de diseño para una caldera de 800 barriles.

Tabla 12. Especificaciones de Diseño  
Caldera de 800 Bls

<b>Diseño de Calderas</b>	
<b>Modelo</b>	318S
<b>Capacidad</b>	800 Bls
<b>Presión de Diseño</b>	150 psi
<b>Presión de Trabajo</b>	50 psi
<b>Peso</b>	5 toneladas
<b>Año</b>	2004

**Fuente.** CPP Testing S.A.S Informe Diseño Conceptual de Facilidades Crudo Mediano. Base de datos área operaciones de planta. Bogotá 2004.

**3.2.1.4 Sistema de Separación de Fluidos.** En la primera etapa de separación los fluidos pasan por un pre calentador que aumentan la temperatura para mejorar el proceso de separación, después el fluido llega hasta el tratador térmico, este es una unidad a presión para tratar cualquier fluido, en especial emulsiones, están diseñados para separar el agua del aceite mediante el fenómeno de coalescencia; está diseñado de manera horizontal.

El funcionamiento de este inicia cuando los fluidos entran a por la zona de separación de agua y gas, es diseñado para incorporar las funciones de tres unidades distintas de separación de fluidas, el separador bifásico, un calentador y un tanque decantador, esto con el fin de definir el proceso donde : las emulsiones presentes dentro de los fluidos requieren de tanques de asentamiento grandes para tener suficiente tiempo de asentamiento y retención, pero en otros casos se añade el calor para acortar el tiempo de permanencia haciendo posible equipos más pequeños y económicos para asegurarse que el crudo se entregue con los valores de BSW (Contenido de agua y sedimentos) requeridos en la fiscalización.

En el tratador el fluido del pozo entra a la sección de separación donde el gas fluye a través del extractor de niebla y se moverá hacia la parte superior del recipiente y

saldrá; y este fluido sobrante fluye a través del Down Corner a la sección de deshidratación (Free Water Knock-Out). Esta agua se asentará en un tiempo de 5-10 minutos previendo la formación de mulsiones y disminuyendo las cargas de calentamiento.

El crudo sale por la parte superior de la zona de asentamiento y el agua se irá a la parte inferior de la zona y de allí saldrá a través de una válvula controlada por el nivel de agua

El aceite y las emulsiones fluyen por un plato deflector que se encuentra en la sección de calentamiento que afecta las emulsiones, de la siguiente manera:

- ✓ Disminuye la viscosidad de aceite y la del agente emulsificante.
- ✓ Baja la tensión superficial del agua aumentando la diferencia entre Gravedad Especifica y el agua.

Este proceso no permite que los fluidos tengan las condiciones de fiscalización requeridas por esto es necesario el uso de separadores, las características del tratador térmico son las siguientes:

Tabla 13. Especificaciones de Diseño  
Tratador Térmico de 8000 Bls

<b>Diseño Tratador Térmico</b>	
<b>Capacidad</b>	8000 Bls
<b>Temperatura</b>	220 °F
<b>Presión de Diseño</b>	110 psi
<b>Presión de Trabajo</b>	40 psi
<b>Peso</b>	22 toneladas
<b>Año</b>	2005

**Fuente.** CPP Testing S.A.S Informe Diseño Conceptual de Facilidades Crudo Mediano. Base de datos área operaciones de planta. Bogotá 2004.

Se realiza la separación de fluidos por retención y densidades, depositando el agua en la parte inferior, el crudo en la parte intermedia y el poco gas en la parte superior. Se encuentran tres secciones dispuestos de la siguiente manera:

- ✓ En la zona a se realiza la separación primaria.
- ✓ En la zona b se realiza la separación secundaria.

- ✓ Zona de rebose o bota interna de salida de crudo.

La segunda parte son Gun Barrel utilizados principalmente para separar el petróleo del agua libre (partículas pequeñas), esta viene acompañada de una bota de gas elevada que permite la liberación de restos de gas presentes en la mezcla, con un sistema de calentamiento interno.

El Gun Barrel determina la rata de crudo (ROP) que llega a los tanques por medio de una línea de 7 pulgadas aunque en este momento no funcionan dado que se utiliza la capacidad total del tratador térmico además de los separadores de prueba. El separador de Prueba recibe la producción del pozo determinado al cual se le realicen las pruebas para determinar las propiedades físico- químicas del fluido y hacer control y ajustes en caso de ser necesario, el separador de prueba de es bifásico, está diseñado con una capacidad de 2500 barriles de fluido por día. Las características de los separadores de prueba son las siguientes:

Tabla 14. Especificaciones de Diseño Separador de Prueba

<b>Diseño Separador de Prueba</b>	
Presión / Temperatura Operación	70 psi / 200 °F
Presión / Temperatura Diseño	150 psi/250 °F
Capacidad	2500 bls
Dimensiones	4'-9'' ID x 20' - 5''H

**Fuente.** CPP Testing S.A.S Informe Diseño Conceptual de Facilidades Crudo Mediano. Base de datos área operaciones de planta. Bogotá 2004.

**3.2.1.5 Sistema de Inyección de Químicos.** En el sistema de inyección químico se usan diferentes compuestos como lo son polímeros, inhibidor de corrosión, rompedor de emulsiones, coagulantes y rompedor inverso.

- ✓ **Polímeros**

La inyección de polímeros se aplica cuando se encuentran condiciones desfavorables en la extracción de hidrocarburos, algunos de sus usos proveen casos como que: el radio de movilidad en la inyección de agua no satisface las condiciones deseadas o si un yacimiento es heterogéneo permitiendo recuperar petróleo no barrido.

- ✓ **Inhibidor de corrosión**

Logran evitar o mitigar una amplia problemas dentro de tuberías y empaques que pueden tener repercusiones negativas sobre el flujo de producción.

- ✓ **Rompedor de emulsiones**



Las emulsiones son fluidos indeseados pero presentes en casi todos los yacimientos estas pueden ser rotas mediante adición de químicos, obteniendo de esta manera agua y crudo, la aplicación de este varía en un rango amplio de temperaturas, la utilización de estos depende con las características del fluido y la disponibilidad de las estaciones.

En la facilidad se inyecta rompedores por la línea general y la línea de prueba a través de bombas, con el objetivo de reducir el arrastre de grasas y sólidos en suspensión. Para la entrega del agua se aplican polímeros con el fin de reducir las impurezas además de secuestrantes de oxígeno, de esta manera se eliminan residuos de oxígeno evitando la corrosión.

Estos se aplican en tres dispositivos diferentes: manifold, separadores, tanques de lavado. La estación cuenta con tanques de 15000 Bls y bombas de desplazamiento positivo.

**3.2.1.6 Sistema de Almacenamiento.** El sistema de almacenamiento se compone de dos partes: los sistemas de almacenamiento de agua y los sistemas de almacenamiento de crudo. En general un tanque es un recipiente que almacena fluido y en las estaciones se usa como parte de los sistemas y etapas, estos se clasifican según fabricación y uso, a continuación veremos las distintas clases de tanques usados en la facilidad tipo:

- ✓ Tanque de separación (Skim Tank)
- ✓ Tanques de almacenamiento.
- ✓ Tanque de lavado (Gun barrel)

Se pueden clasificar dependiendo los fluidos que manejan como: alta o baja presión, diseñados para operar a una presión 0.5 psi por encima de la presión atmosférica.

➤ **Tanque de Separación (Skim Tank).** Son equipos que recogen, almacenan, depositan y eliminan aceites sobrantes en el agua, su funcionamiento se basa en el principio de la separación gravitacional que es ayudado por el tiempo de residencia en el tanque para la deposición de materiales sólidos en suspensión; el agua tiene un peso específico menor que la mayoría de los, por esta razón las trazas de crudo flotan logrando que estos se puedan separar fácilmente rebosando este aceite a una caja colectora y de ahí por procesos gravitatorios a un sumidero.

A continuación, se presenta el esquema interno y las especificaciones de las líneas de entrada y salida del tanque.

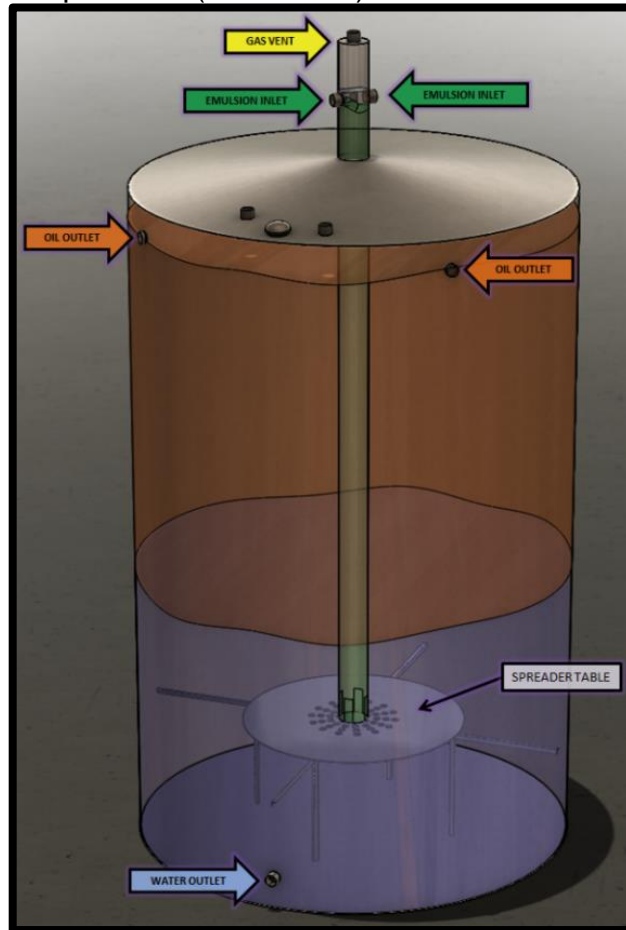
Tabla 15. Esquema Interno del Tanque de Reposo

Tanque de Reposo			Diámetro de Líneas (in)
TR-01	Entrada	Tanque de Lavado	12
	Salida	Bombas Recirculación Tanque	4
		Power Oil	10
		Venteo	10
		Bombas Transferencia Tanque	12

**Fuente.** CPP Testing S.A.S Informe Diseño Conceptual de Facilidades Crudo Mediano. Base de datos área operaciones de planta. Bogotá 2004.

Estos equipos remueven el crudo emulsificado y aquel presente en el agua con el fin de mejorar la entrada de las aguas al sistema de tratamiento de agua más en específico al Cash Tank. La planta actual cuenta con un tanque con capacidad de 5000 Bls.

Figura 23. Esquema Interno Tanque de Separación (Skim Tank)



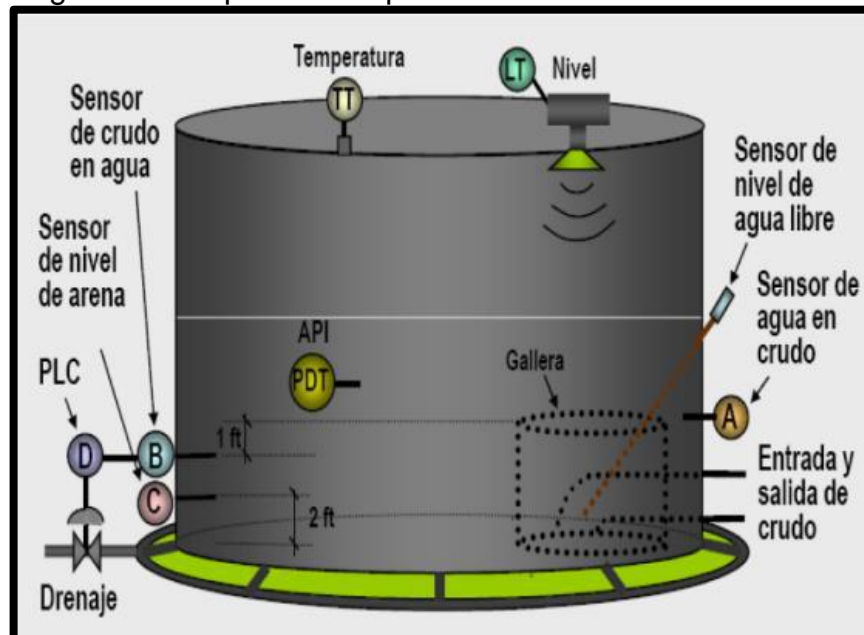
**Fuente.** PETROSMITH, Tanques de Almacenamiento. Recuperado de <http://petrosmith.com/wp-content/uploads/2014/07/Gunbarrel-Tank.png> el 25 de mayo del 2018

- **Tanque de Almacenamiento.** Los tanque de almacenamiento tienen capacidad para grandes volúmenes de fluidos generalmente sin impurezas, con el objetivo de contener y proteger de impurezas los fluidos ya separados, y continuar con la separación gravitacional de agua y aceite, estos pueden ser cilíndricos de fondo plano y techo esférico, elipsoidal o flotante. De acuerdo a su forma se clasifican en:
  - ✓ **Cilíndrico con techo cónico fijo:** cubierta soldada a las paredes del cuerpo, almacena fluido compuesto por fracciones pesadas, evitando la evaporización del producto que al mezclarse con el aire produce riesgo de incendio. Maneja productos con presiones de vapor baja y su presión es igual a la atmosférica.

- ✓ **Cilíndrico con techo flotante:** el techo flota sobre el nivel del líquido, evita evaporización del líquido, mayor seguridad. Su presión es menor a la atmosférica.

Algunos hidrocarburos se almacenan a bajas o altas temperaturas también a bajas y altas presiones, el diseño debe tener una capacidad mayor que el volumen producido diario para poder tener margen de maniobra. En la Tabla 16 se describen las características de los tanques de almacenamiento que se encuentran en las estaciones.

Figura 24. Esquema Tanque de Almacenamiento



**Fuente.** PETROSMITH, Tanques de Almacenamiento. Recuperado de <http://petrosmith.com/wp-content/uploads/2016/08/Tank-Tank.png> el 25 de mayo del 2018

Los tanques de la estación tienen unas medidas aproximadas de siete metros de altura y tres metros y medio de diámetro con una capacidad de 5000 Bls pero en condiciones operativas no se trabaja a su máxima capacidad

Tabla 16. Especificaciones de Diseño del Tanque de Almacenamiento

<b>Diseño de Tanque de Almacenamiento</b>	
Presión / Temperatura Operación	ATM / 140 - 170 °F
Presión / Temperatura Diseño	ATM / 180 °F
Capacidad	5000 bls
Dimensiones	40'ID x 24'H $\square$

**Fuente.** CPP Testing S.A.S Informe Diseño Conceptual de Facilidades Crudo Mediano. Base de datos área operaciones de planta. Bogotá 2004.

- **Tanques de Lavado (Gun Barrel).** El tanque de lavado permite la deshidratación de petróleo, en especial del pesado con una gravedad API no mayor a 22 proveyendo suficiente tiempo de retención, la separación se acelera cuando se realiza un incremento en la temperatura, el tanque contiene agua que entrando en contacto con otros fluidos sirve como lavado de emulsiones, está constituido de cinco partes cada una con una función específica.
  - ✓ **Flume**, accesorio que controla la presión y velocidad en la entrada del tanque, ayudando a atrapar las burbujas de gas y reduciendo la turbulencia.
  - ✓ **Línea de Entrada**
  - ✓ **Tubo Conductor**, reduce la presión y la turbulencia del fluido, distribuye la emulsión uniformemente mediante un esparcidor al fondo del tubo conductor.
  - ✓ **Línea de salida del agua**, constituida por un Tubo en U regulando la temperatura del deshidratador.
  - ✓ **Línea de salida del aceite**, conduce el crudo hacia los tanques de almacenamiento.

Tabla 17. Especificaciones de Diseño de Gun Barrel

<b>Diseño de Gun Barrel</b>	
Presión / Temperatura Operación	ATM / 185 °F
Presión / Temperatura Diseño	0.2 psi / 212 °F
Capacidad	5000 bls
Dimensiones	35'ID x 30'H $\square$

**Fuente.** CPP Testing S.A.S Informe Diseño Conceptual de Facilidades Crudo Mediano. Base de datos área operaciones de planta. Bogotá 2004.

**3.2.1.7 Sistema de Tratamiento de Agua.** El agua cuando sale del sistema de separación contiene partículas pequeñas de crudo, y sólidos suspendidos, antes de poder disponer de esta para inyección o vertimiento, tiene que pasar por otros sistemas que retienen las partículas sólidas para evitar taponamientos y eliminar contenido de petróleo residual, para estar en el rango de fiscalización debe tener una cantidad menor a 20 ppm de aceite y 50 ppm de sólidos. El proceso empieza en las piscinas de enfriamiento

➤ **Tanque Desnatador (Skimmer).** Los desnatadores recolectan los aceites flotantes como petróleo, aceites vegetales o minerales mediante la gravedad, este puede ser vertical u horizontal para evitar corrosión, estos son llevados a diferentes tanques de almacenamiento.

Tabla 18. Esquema de Diseño de Tanque Desnatador

Diseño de Tanque Desnatador	
Presión / Temperatura Operación	78 psi / 200 °F
Presión / Temperatura Diseño	130 psi/200 °F
Capacidad	2000 bls
Dimensiones	4'-8'' ID x 24' - 4'' H

**Fuente.** CPP Testing S.A.S Informe Diseño Conceptual de Facilidades Crudo Mediano. Base de datos área operaciones de planta. Bogotá 2004.

➤ **Piscinas de Enfriamiento .** La estación cuenta con una piscina de enfriamiento con capacidad de hasta 16.000 Bls con una inyección continua de biosida para control de bacterias que llevan directamente a un filtro de cascara de nuez para posterior vertimiento en los tanques de almacenamiento de agua.

➤ **Cascara de Nuez.** Debido a que el agua es utilizada para ser inyectada mediante un pozo inyector al yacimiento, para esto debe cumplir con algunos parámetros, para esto se usa un proceso de filtración, utilizando para esta estación un filtro de cascara de nuez que retiene las partículas pequeñas de hidrocarburos contenidas en el agua después de la separación, luego de un tiempo de operación para ser reemplazado.

Figura 25. Filtro de Cascara de Nuez



**Fuente.** CPP Testing S.A.S Informe Diseño Conceptual de Facilidades Crudo Mediano. Base de datos área operaciones de planta. Bogotá 2004.

Tabla 19. Diseño de Tanque de Filtro de Cascara de Nuez

<b>Diseño de Tanque Filtro de Cascara de Nuez</b>	
Presión / Temperatura Operación	82.1 psi / 200°F
Presión / Temperatura Diseño	100 psi / 200°F
Capacidad	20000
Dimensiones	11.5'ID x 6' H

**Fuente.** CPP Testing S.A.S Informe Diseño Conceptual de Facilidades Crudo Mediano. Base de datos área operaciones de planta. Bogotá 2004.

- **Tanques de Agua de Formación.** El tanque contiene agua que será reinyectada a diferentes pozos inyectores que se encuentran dentro del yacimiento este es un sistema cerrado, el agua no tiene contacto con el medio ambiente después de terminar su tratamiento conformado por los equipos anteriormente descritos.

Tabla 20. Esquema de Diseño de Tanque de Almacenamiento

Diseño de Tanque de Almacenamiento	
Presión / Temperatura Operación	0.13 psi / 140 - 170 °F
Presión / Temperatura Diseño	0.23 psi / 200 °F
Capacidad	27000 bls
Dimensiones	39.7' ID x 23' H

**Fuente.** CPP Testing S.A.S Informe Diseño Conceptual de Facilidades Crudo Mediano. Base de datos área operaciones de planta. Bogotá 2004.

### 3.2.1.8 Sistema de Gas

➤ **Depurador de Gas (Scrubber).** Separador de dos fases cuya función es extraer el contenido líquido en una corriente de gas, lo cual se cumple haciendo pasar los fluidos por un camino tortuoso en el que el contacto hace un cambio de fases donde el líquido que fue arrastrado durante etapas anteriores se condensa. Son usados debido a que algunos equipos se podrían dañar por la presencia de líquidos.

Tabla 21. Esquema de Diseño del Depurador de Gas

Diseño de Depurador de Gas	
Presión / Temperatura Operación	120 psi / 235 °F
Presión / Temperatura Diseño	< 2 psi / 185 °F
Dimensiones	36'' ID-40' S/S

**Fuente.** CPP Testing S.A.S Informe Diseño Conceptual de Facilidades Crudo Mediano. Base de datos área operaciones de planta. Bogotá 2004.

➤ **Knock Out Drum.** Cuando hay exceso de gas y este no puede ser recuperable se acumula en el Knock Out Drum donde se condensa líquido que queda acumulado al fondo del depósito y los gases se descomprimen para posteriormente ser quemados

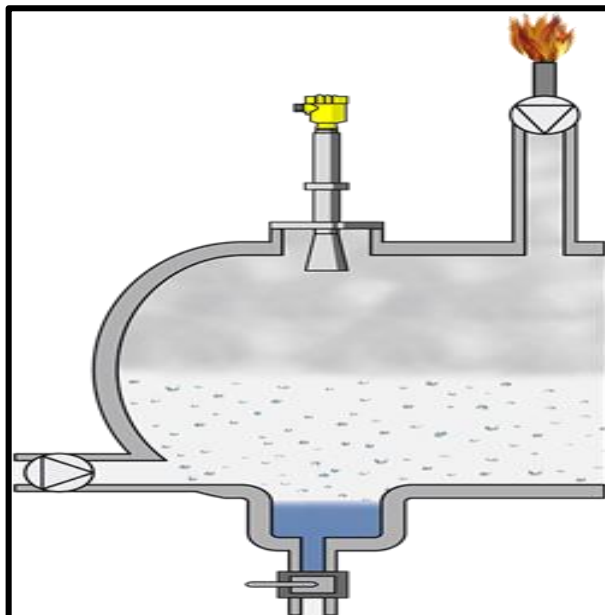


Tabla 22. Esquema de Diseño Knock Out Drum

Diseño de Knock Out Drum	
Presión / Temperatura Operación	< 3 psi / 170 °F
Presión / Temperatura Diseño	100 psi / 250 °F
Capacidad	20000 Bbls
Dimensiones	V-2101

**Fuente.** CPP Testing S.A.S Informe Diseño Conceptual de Facilidades Crudo Mediano. Base de datos área operaciones de planta. Bogotá 2004.

Figura 26. Esquema Interno del Knock Out Drum



**Fuente.** CPP Testing S.A.S Informe Diseño Conceptual de Facilidades Crudo Mediano. Base de datos área operaciones de planta. Bogotá 2004.

- **TEA.** Es un tubo vertical con un quemador incorporado encargado de quemar el gas proveniente de los diferentes sistemas de separación, tratamiento entre otros, este es un sistema de seguridad para cuando sea necesario la quema de este gas por alguna falla dentro de los otros equipos del sistema, su diseño se rige según la norma API 521.

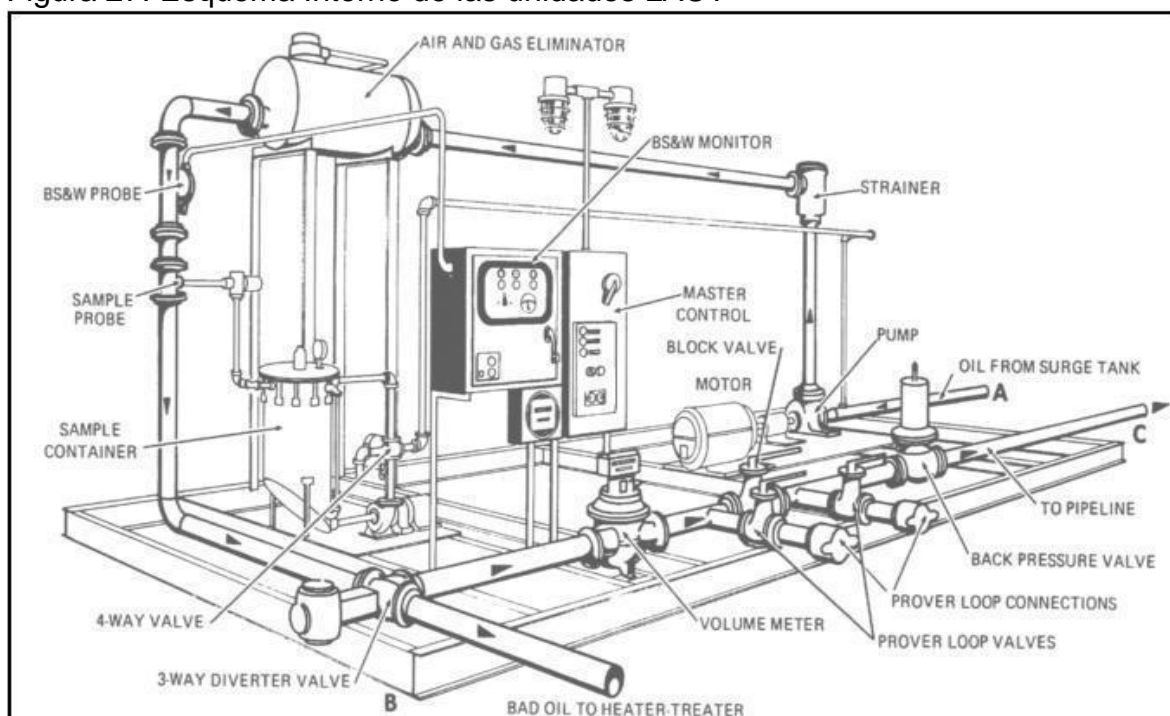
Tabla 23. Esquema de Diseño de TEA

Diseño de TEA	
Longitud Sección de 8''	19,7''
Longitud Sección de 6''	19,7''
Longitud Sección de 4''	21,6''
Diámetro boquilla tea	4''

Fuente. CPP Testing S.A.S Informe Diseño Conceptual de Facilidades Crudo Mediano. Base de datos área operaciones de planta. Bogotá 2004.

**3.2.1.9 Unidades LACT (unidad automática de custodia, carga y transferencia).** Es un equipo automático diseñado para medir la cantidad y calidad (% BS&W) de crudo que se transfiere hacia la estación central, al medir el volumen de petróleo con exactitud lo corrige a 60°F, en caso de que el % BS&W sea alto. En la Figura 11. Se muestra el esquema interno de una unidad LACT.

Figura 27. Esquema Interno de las unidades LACT



Fuente: Hernández R., Eulynel del V. Diseño e implementación de metodología para establecer puntos de medición fiscal automatizados en el bloque ii (lagunillas) y bloque x (lago medio) pertenecientes a la empresa mixta petrolera bielovenzolana. Caracas, 2012

La unidad se encarga de detener la transferencia del crudo y enviarlo al tanque de oleoducto. Esta unidad automática consta de elementos como:

- ✓ Sistema de toma de muestras (determina °API y BS&W).
- ✓ Bombas para desplazar aceite (Cuabeo – bombas centrífugas).
- ✓ Puertos para manómetros.
- ✓ Dispositivo para detener el paso del fluido cuando BS&W es alto.
- ✓ Filtro, para detener impurezas.
- ✓ Extractor de gas, en caso de que este esté contenido en el petróleo.
- ✓ Bomba para inyectar inhibidores de corrosión.

## REDISEÑO DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA UNA FACILIDAD TIPO DE CRUDO MEDIANO

En este capítulo se explica el re-diseño del sistema actual de las facilidades de producción tipo de crudo mediano teniendo en cuenta todos los datos registrados anteriormente y el análisis nodal. De acuerdo al perfil de diseño de las facilidades tipo se estableció que el caudal se tomara intermedio en un valor de 55.000 BFPD distribuidos de la siguiente manera.

Tabla 24. Escenario de producción para el Re-diseño

Re-Diseño	Valor	Unidades
Flujo Total	55.000	BFPD
Flujo Crudo	20.427	BWPD
Flujo Agua	34.573	BOPD

Fuente: SIMULADOR PIPE PHASE. 2015.

En este diseño se espera un incremento en la producción de 20.000 BFPD con respecto a los volúmenes actuales, con una producción de agua y crudo estimada en los valores representados en la Tabla 27.

### 2.2. ANÁLISIS NODAL PARA LÍNEAS DE SUPERFICIE

En este capítulo se realiza una simulación con el software PIPEPHASE el cual permite establecer modelos de simulación que predicen el comportamiento de producción de los pozos haciendo a su vez modificaciones en la sensibilidad de las líneas que se verán reflejadas den datos de presión y barriles producidos, determinando los caudales y presiones máximas que puede alcanzar el sistema.

El análisis nodal nos permite evaluar y simular infinitos parámetros de comportamiento, el comportamiento actual y futuro, este consiste en dividir las facilidades de producción en nodos, para determinar las caídas de presión, el gasto de energía de los fluidos producidos, las curvas de comportamiento y el potencial de producción de un yacimiento.

**2.2.1 CARACTERÍSTICAS DE ANÁLISIS NODAL.** Para predecir el comportamiento en las estaciones de facilidades de producción, se debe calcular la caída de presión en cada componente de cada sistema, esto utilizando el análisis nodal, para ello se selecciona un “Nodo Inicial” para cada uno de los componentes que se vayan a evaluar pero determinando algunos otros nodos de referencia ; es necesario para realizar una predicción correcta conocer cada una de las propiedades de los fluidos que pasan por el componente y realizar un análisis PVT previo.

Como resultado para pozos nuevos se define el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador y de las líneas de descarga, de esta manera se predice el comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación.

Las ecuaciones matemáticas que utiliza análisis nodal para determina los resultados por la aplicación de la ley de Darcy para flujo monofásico.

Ecuación 18. IP por aplicación de la Ley de Darcy

$$IP = \frac{0.00708 * K * h}{\mu_0 * \beta_0 * \ln \frac{re}{rw} + s} = \frac{Q}{(P_r - P_{wf})}$$

**Fuente:** MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante análisis nodal. 2008. p 26.

Dónde:

- Q = Tasa de Producción [BPD].
- $\Delta P = (P_r - P_{wf})$  [Lpc].
- K = Permeabilidad [mD].
- h = Espesor neto de arena [Pies].
- $\mu$  = Viscosidad del Petróleo [cp].
- $\beta_0$  = Factor Volumétrico del Petróleo [BN/BY].
- Re = Radio total del reservorio [Pies].
- S = Daño de formación (Skin) [Adim].

Entre los factores que afectan el IP o índice de productividad se encuentran los siguientes:

- ✓ Mecanismos de producción artificiales de un pozo o yacimiento como el empuje por gas en solución, drenaje gravitacional, expansión roca- fluido y empuje hidráulico.
- ✓ Comportamiento del fluido en estado gaseoso o líquido dentro del yacimiento y en las facilidades de producción.
- ✓ Turbulencia en la producción del pozo relacionado con el tipo de completamiento, propiedades de la roca y del fluido.
- ✓ Comportamiento de Permeabilidad relativa, permitiendo realizar una comparación de la capacidad de flujo de los diferentes fluidos en presencia de otro.

El caudal a partir de la aplicación de la Ley de Darcy para flujo monofásico, se determina con el índice de productividad y el diferencial de presiones (presión de yacimiento y presión de fondo fluente).

Ecuación 19. Caudal a partir de aplicación de la ley de Darcy

$$Q = \frac{0.00708 * K * h}{\mu_0 * \beta_0 * \ln \frac{r_e}{r_w} + s} * (P_r - P_{wf}) = IP * (P_r - P_{wf})$$

**Fuente:** MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante análisis nodal. 2008. p 22.

Dónde:

- Q = Tasa de Producción [BPD].
- $\Delta P = (P_r - P_{wf})$  [Lpc].
- IP = índice de productividad [BPD/psi].
- K = Permeabilidad [mD].
- h = Espesor neto de arena [Pies].
- $\mu$  = Viscosidad del Petróleo [cp.].
- $\beta_0$  = Factor Volumétrico del Petróleo [BN/BY].
- Re = Radio total del reservorio [Pies].
- S = Daño de formación (Skin) [Adim].

La **Ecuación 20** determinada por Vogel se utiliza en yacimientos con flujo bifásico (líquido y gas), estos pueden tener mezcla de fluidos o presencia de emulsiones.

### Ecuación 20. Ecuación de Vogel

$$Q = Q_B + (Q_{max} - Q_B) * \left[ 1 - 0.2 * \left( \frac{P_{wff}}{P_b} \right) - 0.8 * \left( \frac{P_{wff}}{P_b} \right)^2 \right]$$

**Fuente:** MAGGILOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante análisis nodal. 2008. p 32.

Dónde:

Q<sub>b</sub>= Caudal en el punto de burbuja. [BPD].

Q máx.= Caudal máximo. [BPD].

P<sub>b</sub>= presión de burbuja. [psi].

P<sub>wf</sub>= Presión de fondo fluyente. [psi].

**2.2.2 COMPONENTES DEL ANÁLISIS NODAL .** El análisis nodal es un método adecuado para la evaluación y el diseño en pozos con flujo natural y empuje artificial de producción, en este se evalúa un sistema dividiéndolo en tres componentes<sup>24</sup>:

- ✓ Flujo a través de un medio poroso en el yacimiento, considerando el daño ocasionado por cemento y lodos de perforación.
- ✓ Flujo a través de la tubería vertical en la sarta de producción, considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad y estranguladores de fondo.
- ✓ Flujo a través de la tubería horizontal en la línea de descarga, considerando el manejo de estranguladores de superficie.

Para predecir el comportamiento, se calculan las caídas de presión en cada componente, esto comprende la asignación de nodos; modificando los gastos y empleando correlaciones de flujo multifásico que se considere adecuada dependiendo de la asignación de nodos.

**2.2.3 VENTAJAS DEL SIMULADOR PIPEPHASE.** Dentro de las características, Capacidades y Ventajas principales que nos ofrece el software se encuentran:

- ✓ Aumento de la producción general del campo y del pozo.
- ✓ Mejora el rendimiento de líneas de flujo y de pozos
- ✓ Mejora el diseño de las instalaciones y las tuberías
- ✓ Reduce los costos de inversión y de operación.
- ✓ Realiza análisis de sensibilidad

---

<sup>24</sup> Economides Michael J., Hill Daniel A., (1993) Petroleum Production Systems. New Jersey. Upper Saddle River.

- ✓ Análisis de extracción de gas
- ✓ Análisis de transferencia de calor para tuberías de petróleo pesado

### 2.3. DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE PIPEPHASE

Según el manual del simulador<sup>25</sup>, PIPEPHASE es un programa que predice el estado de equilibrio presión, temperatura y perfiles de almacenamiento de líquidos en pozos, líneas de flujo, sistema de recolección, red lineal o configuraciones de tuberías, pozos, bombas, compresores, separadores y otras instalaciones. Los tipos de líquidos que se pueden manejar en PIPEPHASE incluyen líquidos, gas, vapor y mezclas multifase de gas y líquido.

PIPEPHASE usa algoritmos de solución probada, correlaciones numéricas, métodos de producción y técnicas de análisis de software para crear una herramienta de planificación y diseño de campo, con una base de datos que funciona como banco de datos con todas las propiedades requeridas en la industria petrolera.

Los siguientes tipos de fluidos pueden ser modelados en PIPEPHASE:

- ✓ Composicional.
- ✓ Blackoil
- ✓ No composicional.

PIPEPHASE resuelve las ecuaciones que definen la relación entre la caída de presión y la velocidad de flujo, permitiendo los cálculos de pérdidas y ganancias de calor, así mismo calcular las caídas de presión para cada nodo que se seleccione en un sistema.

**2.3.1 Datos Iniciales.** Antes de ingresar los datos al software se debe tener en cuenta las características para un buen análisis nodal:

**2.3.1.1 Estructura de las tuberías.** Es importante que se conviertan las estructuras de los sistemas de tuberías a una representación más simple y esquemática de los nodos relevantes, nombrando cada línea y omitiendo cambios en sistemas de conexión o presión.

**2.3.1.2 Cálculos de PIPEPHASE.** PIPEPHASE puede calcular:

- ✓ La relación entre presión y la caída de la tasa de flujo
- ✓ Las pérdidas y ganancias de calor.
- ✓ La caída de presión para una tasa de flujo determinado.
- ✓ La tasa de flujo.
- ✓ Determinar los tamaños de tubería.

---

25



**2.3.1.3 Configuraciones globales.** Antes de suministrarle información al software los parámetros globales deben ser configurados, definir las unidades de entrada, especificar cuanta salida se quiere, y la configuración default global para el uso durante la simulación.

**2.3.1.4 Unidades de medida.** Permite construir grupos de unidades de medida las cuales serán usadas para los datos de entrada de la simulación, sin embargo, se puede modificar las unidades individuales, las unidades de salida del software ya están predeterminadas.

**2.3.1.5 Automatización.** Muchos de los valores están asignados por default, si no se especifica un valor o una unidad, automáticamente se asignará el valor predeterminado por el software, por eso deben confirmarse todos los datos de entrada a menos que estos se desconozcan.

**2.3.1.6 Definición de las propiedades de fluidos.** Se requieren las propiedades de los fluidos para calcular caídas de presión, transferencia de calor y separación de fases. Hay dos calcificaciones grandes de modelos de fluidos: Composicionales y no composicionales.

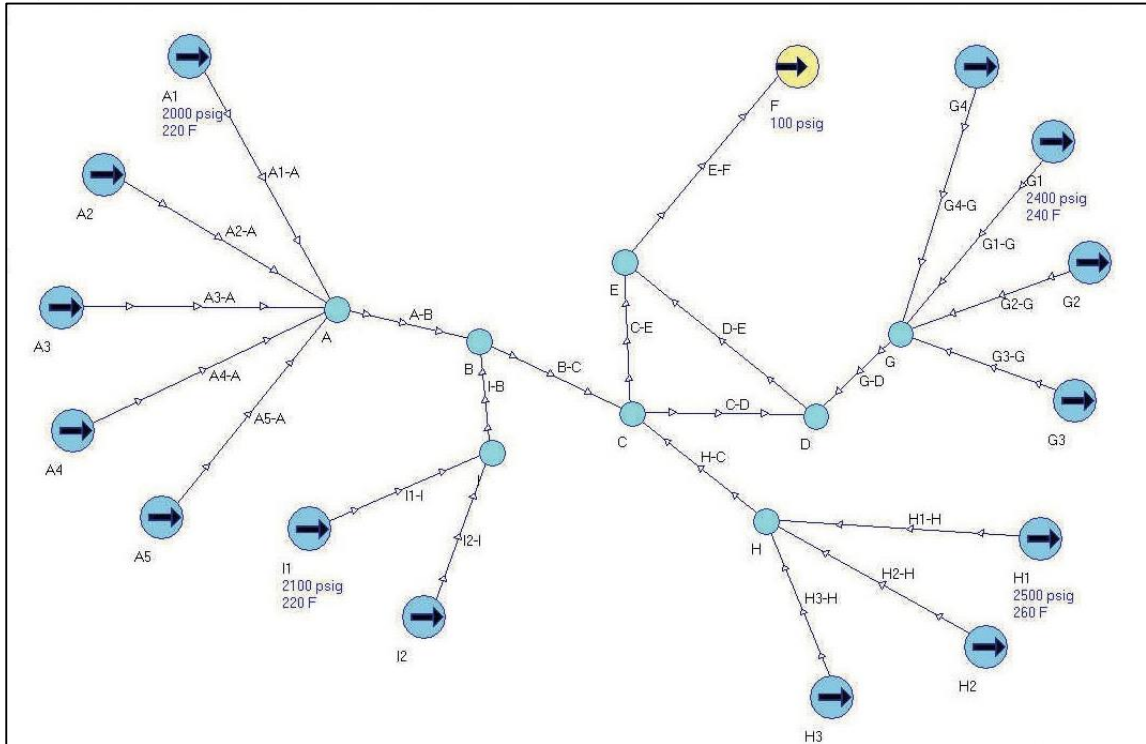
- ✓ Un modelo de fluidos composicional puede definirse en términos de componentes individuales directamente o por curvas Assay.
- ✓ Un modelo de fluido no composicional puede definirse en términos de correlaciones basadas en propiedades medibles.

**2.3.2 Datos de Entrada.** Los datos de entrada son las características de cómo se va a caracterizar el sistema a modelar, en este rediseño se realizó un modelo de red con generación de tablas PVT, se seleccionó a partir de los datos suministrados por CPP Testing el tipo de fluido que se va a simular de acuerdo a las características del yacimiento en este caso tenemos un fluido composicional y las unidades de medida que se usó en el análisis nodal, para este caso se seleccionó la opción de Petróleo (PETROLEUM).

**2.3.3 Selección de nodos.** El proceso comenzará desde el cabezal del pozo, este será el nodo de partida de cada una de las líneas, los valores iniciales de las facilidades de producción se conocen en este punto mediante diversas válvulas de control, por tanto, se asumen como valores fijos y no estimados.

Para continuar con este análisis se determina varios nodos adicionales en los distintos sistemas de una facilidad de producción que fueron caracterizados anteriormente, se especifican en total 8 nodos añadiendo variables de referencia como temperatura y presión actuales de diseño y de operación, el simulador brindara los datos de los nodos anteriormente definidos, estableciendo las caídas de presión del sistema y calculando la presión correcta en cada uno de los puntos.

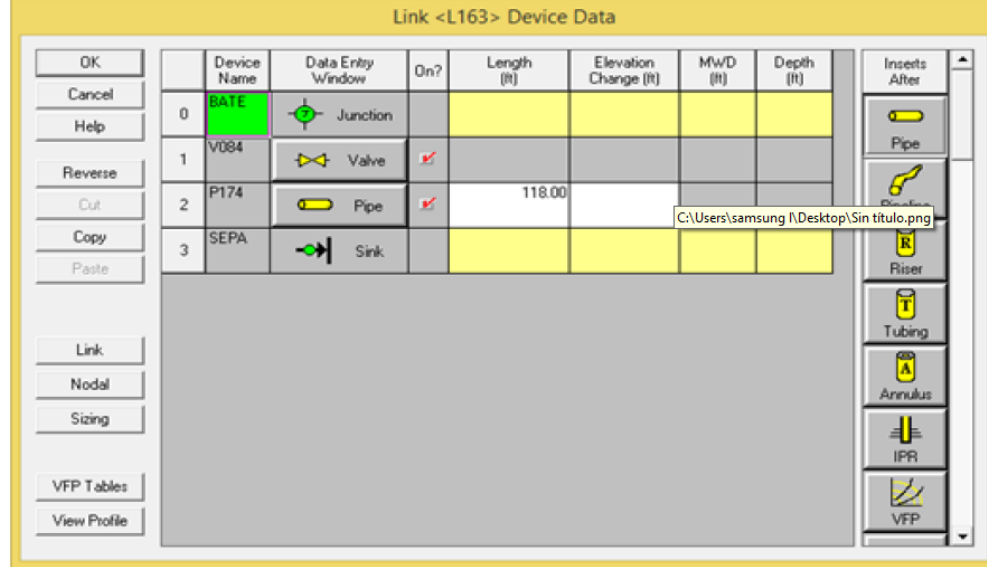
Figura 28. Diseño Final de los Nodos del Sistema



Fuente: SIMULADOR PIPE PHASE. 2015.

**2.3.4 Selección de tubería y Sistemas de conexión .** Se realiza la caracterización de las líneas de cada sistema donde se identifica cada uno de los accesorios presentes que pueden generar pérdida de presión. Tal como se muestra en la figura 31, es necesario introducir la mayor cantidad de datos, pero no puede faltar, la longitud total de cada sistema, diámetro, tipo de tubería y número de accesorios.

Figura 29 Selección de tubería y Sistemas de conexión



Fuente: SIMULADOR PIPE PHASE. 2015.

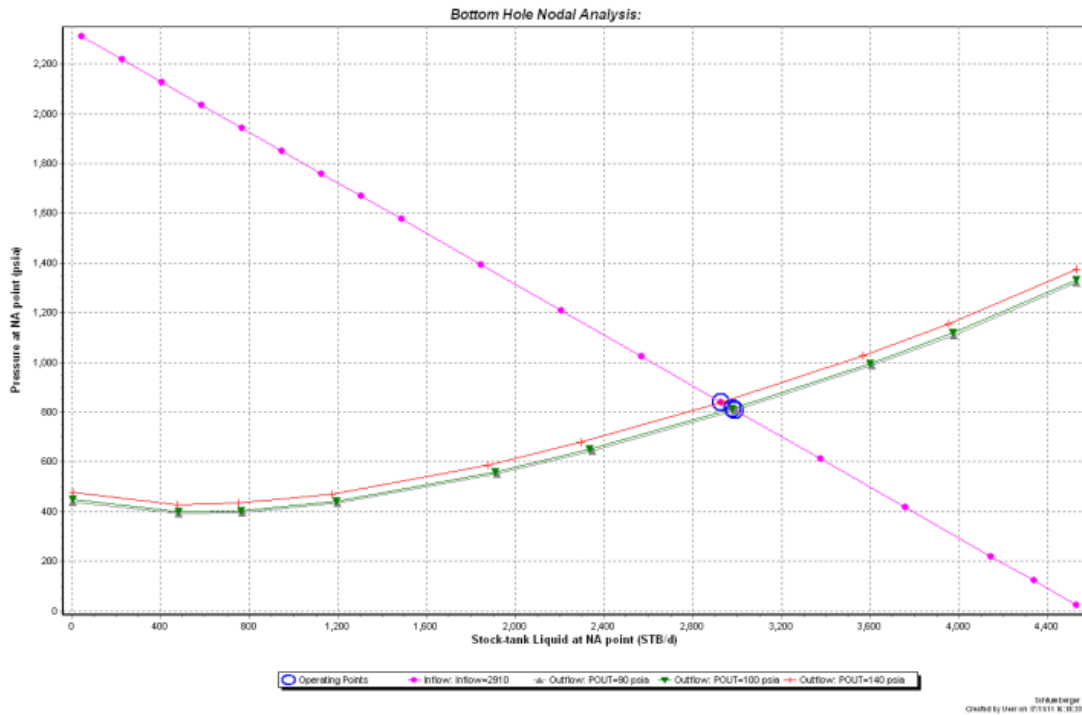
**2.3.5 Caracterización de los fluidos .** En esta sección del software se deben ingresar la mayor cantidad de datos conocidos de los fluidos pertenecientes a cada sistema en una facilidad de producción, estos datos pueden venir de análisis de laboratorio o algunos obtenidos en el cabezal del pozo, adicionalmente se deben ingresar dos datos de viscosidad a diferentes temperaturas, e ingresar el tipo de correlación a utilizar en este caso la de Vásquez y Beggs, todos estos datos fueron tomados del Capítulo 1 donde se especificaban todos los datos de cada uno de los fluidos.

**2.3.6 Diseño Final.** En la Figura 30. Se muestra el diseño final teniendo en cuenta nuevamente cada uno de los nodos además de las entradas y salidas de fluidos en la facilidad.

## 2.4. RESULTADOS

Al finalizar la configuración inicial y la entrada de los datos, se ejecuta la simulación y una vez finalizada, se observa el reporte de la simulación, en la Figura 32. Se muestran las curvas de sensibilidad que se generan al ingresar los datos de caracterización de fluidos.

Figura 30. Sensibilidades mediante las curvas de comportamiento del pozo.



Fuente: SIMULADOR PIPE PHASE. 2015.

Se generó una caída de presión constante de 50 psia esto representado en las condiciones actuales donde se obtenía una presión de 200 psia y en esta simulación los datos obtenidos son de 150 psia estos datos en el cabezal del pozo.

**2.4.1 Datos Obtenidos.** A continuación, en la Tabla 25. Se evidenciarán los parámetros generados.

Tabla 25. Análisis Nodal para el Sistema Propuesto

Tramo:		1	2	3	4	5	6
Diámetro de la línea	in	8"	12"	8"	8"	12"	12"
		Sch 40	Sch 40	Sch 40	Sch 40	Sch 40	Sch 40
Longitud	ft	60	547	38.15	17.55	348	283.3
Cambio de Nivel	ft	-	4.7	-	-	-	-
Flujo de gas	MMSCFD	0.031	0.066	0.039	0.058	0.116	0.224
Flujo de crudo	BOPD	2250	4500	2250	2250	4500	4500
Flujo de Agua	BWPD	47750	95500	47750	47750	95500	95500
Flujo de Líquido	BFPD	50000	100000	50000	50000	100000	100000
Temperatura	°F	158	158	158	171	171	187
Densidad gas	lb/ft3	0.281	0.281	0.281	0.178	0.178	0.117
Densidad crudo		55.1	55.1	55.1	55.1	55.1	55.1
Densidad Agua		61.34	61.34	61.34	61.34	61.34	61.34
Accesorios		1 Val. Bola - 1 Cheque - 1 Tee branch	9 Codos 90° - 6 Codos 45° - 1 Tee branch - 3 Val. Bola.	3 Codos 90° - 1 Vál. Globo	3 Codos 90° - 1 Vál. Bola	5 Codos 90° - 1 Vál. Bola	4 Codos 90° - 4 Val. Bola - 3 Codos 45° - 1 Salida 12"
<b>Resultados hidráulicos</b>							
Velocidad (ft/s)		10.62	9.54	10.88	11.46	10.33	11.32
$\Delta P/100$ ft (psi/100ft)		1.80	1.11	1.88	2.01	0.90	1.09
$\Delta P$ (psi)		2.8	10.4	5.7	1.9	5.1	6.8
Presión de entrada (psig)		67.7	64.9	54.5	38.8	39.9	21.8
Presión Final (psig)		64.9	54.5	48.8	36.9	31.8	15.00

Fuente: Elaboración Propia.

El sistema de bombeo se tomó como un nodo aparte, sin embargo, este sistema a diferencia de los otros no genera una caída de presión si no un aumento en diversos puntos a lo largo de los otros sistemas para asegurarse que los fluidos llegan con la presión necesaria, pero genera mínimos cambios de presión registrados en la Tabla 26.

Tabla 26. Análisis Nodal en Sistema de Bombeo

4 Bombas en operación	Tramo 2		Tramo 3	
	Succión individual 8"		Descarga individual 6"	
Caudal de Agua	Velocidad	$\Delta P/100ft$	Velocidad	$\Delta P/100ft$
BWPD	ft/seg	psi/100 ft	ft/seg	psi/100 ft
15.000	2.94	0.5	4.95	1.6
13.750	2.71	0.4	4.53	1.3
12.500	2.48	0.3	4.11	1.1
10.000	2.00	0.2	3.47	0.7
8.750	1.89	0.2	3.28	0.7
7.500	1.40	0.1	2.52	0.4

Fuente: Elaboracion Propia

El sistema de medición es un sistema de control, que se componen de varias válvulas que permiten medir las condiciones de los fluidos en los otros sistemas es por ello que no presenta ninguna disminución o cambio de parámetros muy notorio.

**2.4.2 Análisis de resultados.** La velocidad debe tener un rango entre<sup>26</sup> 3 y 15 ft/seg, para que este en su más óptima condición de operación, si está por debajo de los 3 ft/seg, el sistema presentar una pérdida o puede recibir más carga, si está por encima de los 15 ft/seg quiere decir que el sistema está sobrecargado y puede colapsar.

Los parámetros de caudal y presión en la simulación se encuentran muy ligados debido a que dependen de características como: tipo de tubería, diámetro, rugosidad y material, entre otros. La presión máxima establecida en la simulación fue de 400 psi.

Según los datos obtenidos, en donde la velocidad del fluido es de 3,01, se puede concluir que no se está trabajando a su capacidad máxima, pero el rango según las velocidades del estudio presenta un margen del 0.01 en donde este sistema está en óptimas condiciones, para determinar el estado correcto se debería realizar el análisis nodal desde fondo hasta superficie.

## 2.5. SIMULADOR ASPEN HYSYS®

Aspen Hysys es un software manejado por la compañía AspenTech especializado para modelar procesos petroquímicos en proyectos de ingeniería, utilizado por los países productores de petróleo y gas líderes a nivel mundial este es un simulador

<sup>26</sup> ORTÍZ, Sandra y ZABALA, Walter. Diseño de las principales facilidades de superficie para la deshidratación del crudo proveniente de la Formación San Fernando. 2009. 160 p.

de procesos que se utiliza bien sea en estados estáticos o dinámicos en donde se analiza un proceso o una serie de operaciones unitarias, a través de las relaciones básicas existentes entre las mismas.

Aspen Hysys “es una plataforma que permite mediante una interfaz gráfica que ofrece al usuario modelar y diseñar diagramas de flujo e ingresar variables como (temperatura, presiones, composiciones, flujos y especificaciones de los equipos involucrados en dicho proceso) además de manejar modelos de flujo multifásico, lo que es la mejor opción para el diseño de procesos con hidrocarburos desde la cabeza del pozo al punto de venta y al finalizar acercarse al comportamiento más real posible”<sup>27</sup>.

**2.5.1 Ventajas del Simulador Aspen Hysys..** Dentro de las características y ventajas principales que nos ofrece el software se encuentran:

- ✓ Es Fácil de manejar.
- ✓ Tiene una extensa base de datos.
- ✓ Utiliza datos experimentales para sus correlaciones.
- ✓ Ayuda a examinar varias configuraciones de una planta.
- ✓ Disminuye el tiempo de diseño de una planta.
- ✓ Nos permite mejorar el diseño de una planta.
- ✓ Determina las condiciones óptimas del proceso.

**2.5.2 Desventajas del Simulador Aspen Hysys.** A continuación, se presentan las principales desventajas que puede tener el simulador.

- ✓ A pesar de ser muy exacto en sus resultados no toda su información es fiable, depende directamente de la calidad de los datos suministrados.
- ✓ No todos los empaques ofrecidos pueden ser utilizados con los diferentes tipos de fluidos.
- ✓ Son pocas o nulas las aplicaciones para sólidos.

**2.5.3 Descripción del Diseño de la Simulación.** A continuación, se realiza la descripción del desarrollo de la simulación para la construcción del Diseño conceptual de las facilidades de superficie.

**2.5.3.1 Propiedades Iniciales.** Una vez se ingresa al software de Aspen Hysys seleccionamos NEW para poder abrir una nueva interfaz de simulación, a continuación, se especifican una serie de parámetros y propiedades iniciales de esta manera se empiezan a caracterizar los componentes de los distintos fluidos que se utilizaran en la simulación.

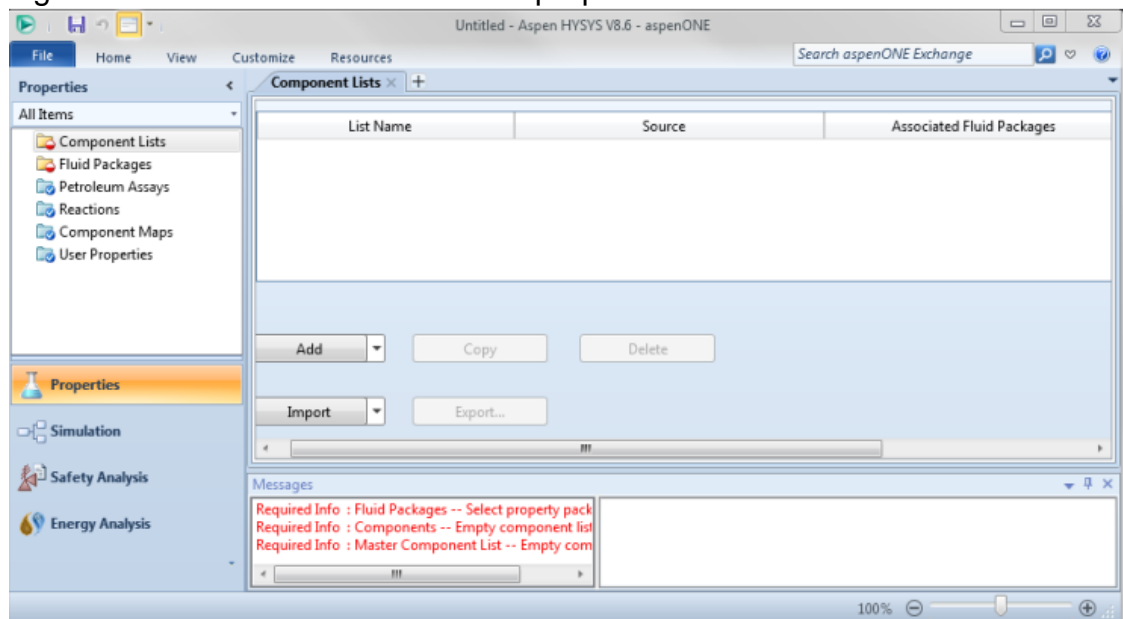
---

<sup>27</sup> JANA, Amiya. Process simulation and control using Aspen. 2009. p.6.

**2.5.3.2 Componentes Asociados.** En esta sección se añaden todas las características asociadas al diseño de la corriente perteneciente al crudo, para esto en el software se seleccionan los componentes de una lista y luego se da Click en el botón add, estos se caracterizan gracias a los análisis PVT realizados anteriormente y descritos a lo largo de este proyecto, todo esto para crear una sustancia homogénea con las características más similares al crudo y de la misma manera iniciar la simulación con los parámetros más reales posibles.

**2.5.3.3 Selección de Paquete de Fluido.** En el simulador Aspen Hysys la selección del paquete termodinámico o paquete de fluido (Fluid Packages) es de vital importancia en el momento de empezar la corrida de la simulación, la correcta selección brinda al proceso un comportamiento estable y uniforme para todos los fluidos ingresados en el software, para este caso se utilizó el método PR (Peng-Robinson) debido a que este comparados con otros modelos maneja más procesos relacionados con la industria de los hidrocarburos, en la Figura 34. se seleccionan los componentes de una lista y luego se da Click en el botón add para poder añadir este paquete.

Figura 31. Creación o instalación del paquete fluido



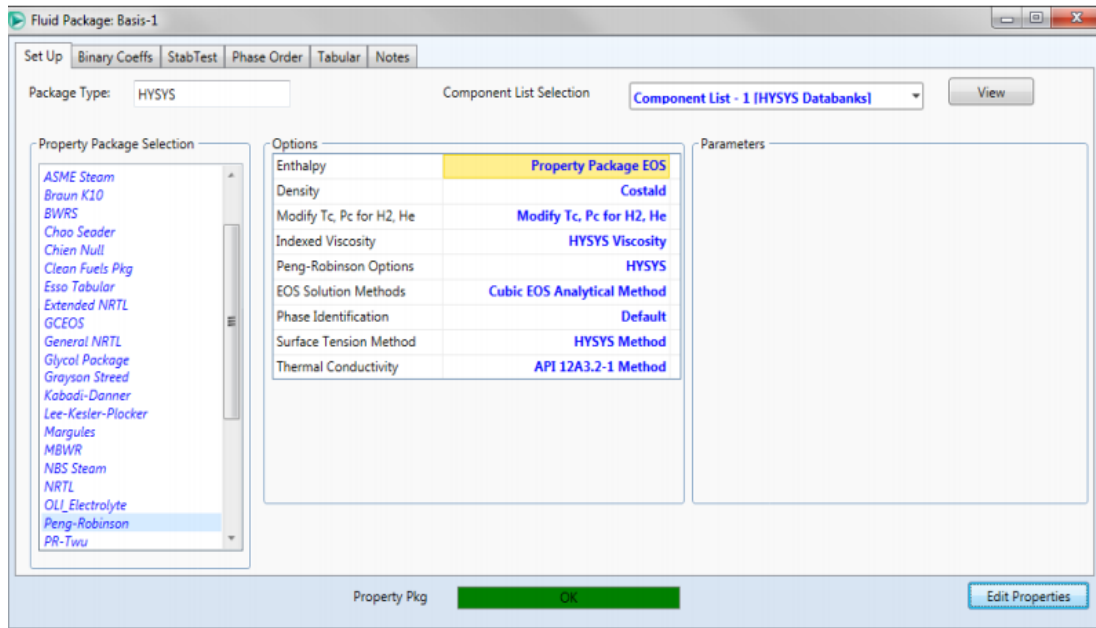
Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013

Se pueden usar varios paquetes fluidos dentro de una simulación, asignándolos a diferentes diagramas de flujo y enlazándolos. El botón "Import" permite la importación de un paquete fluido predefinido y que haya sido almacenado en el disco duro del computador. Si no se encuentra el paquete de fluido que se requiere, como para nuestro caso, seleccionamos el botón "Add" para crear un nuevo paquete fluido, automáticamente se activa la pestaña "Set Up, que se muestra en la figura 35.



Es aquí donde seleccionamos el método o ecuación (Peng-Robinson) podemos buscarla directamente en el grupo “Property Package Selection” o seleccionando solo ecuaciones de estado o “EOSs” que se encuentra en el grupo filtro o “Property Package Filter” en la parte derecha del simulador, Tal como aparece en la Figura 36.

Figura 35. Selección del Paquete del Fluido

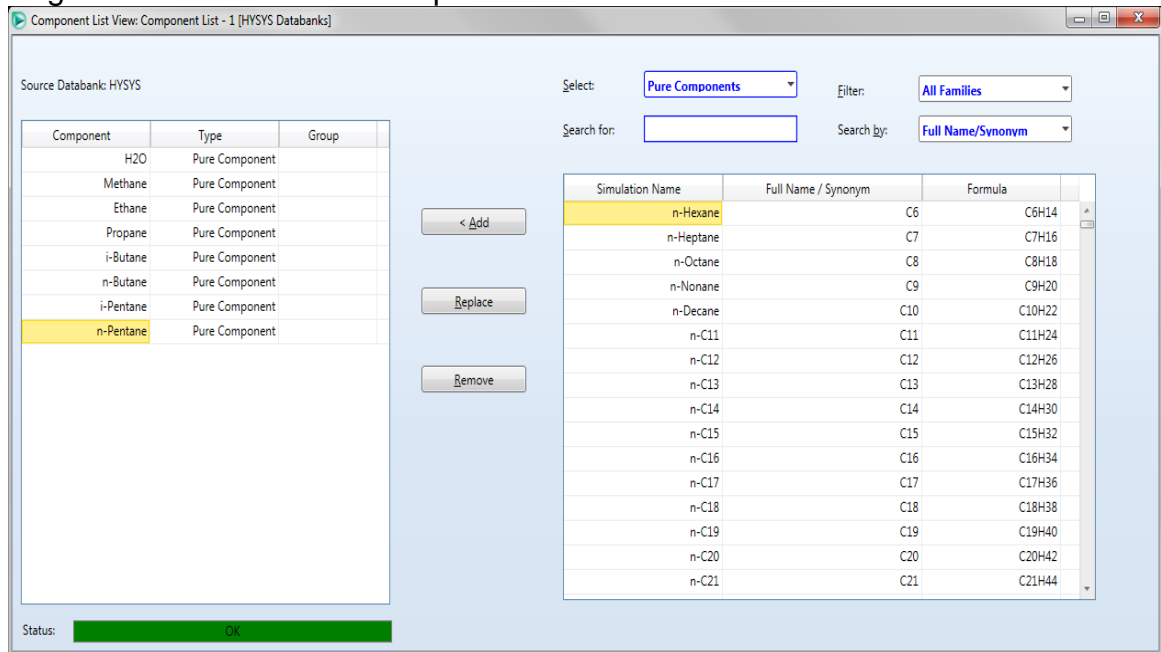


Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013

**2.5.3.4 Selección de Componentes de Crudo.** Una vez se haya realizado la configuración inicial, se deben añadir los componentes iniciales descritos en el PVT (N2, H2S, CO2, C1, C2, C3, i-C4, n-C4, i-C5, n-C5, C6 y H2O) que son los denominados componentes livianos.

Esta selección se puede hacer de dos maneras; la primera, seleccionando de la lista de la parte izquierda del simulador llamada “Add Component” y a continuación dar Click sobre el botón Add o doble Click sobre el componente, cada uno de los componentes quedara registrado en el grupo “Selected Components”, la segunda manera es escribiendo en el cuadro “Search For” el componente que se requiere añadir, la selección de estos componentes se hace desde la ventana “Component List View” que se puede ver en la Figura 37.

Figura 32. Selección de Componentes



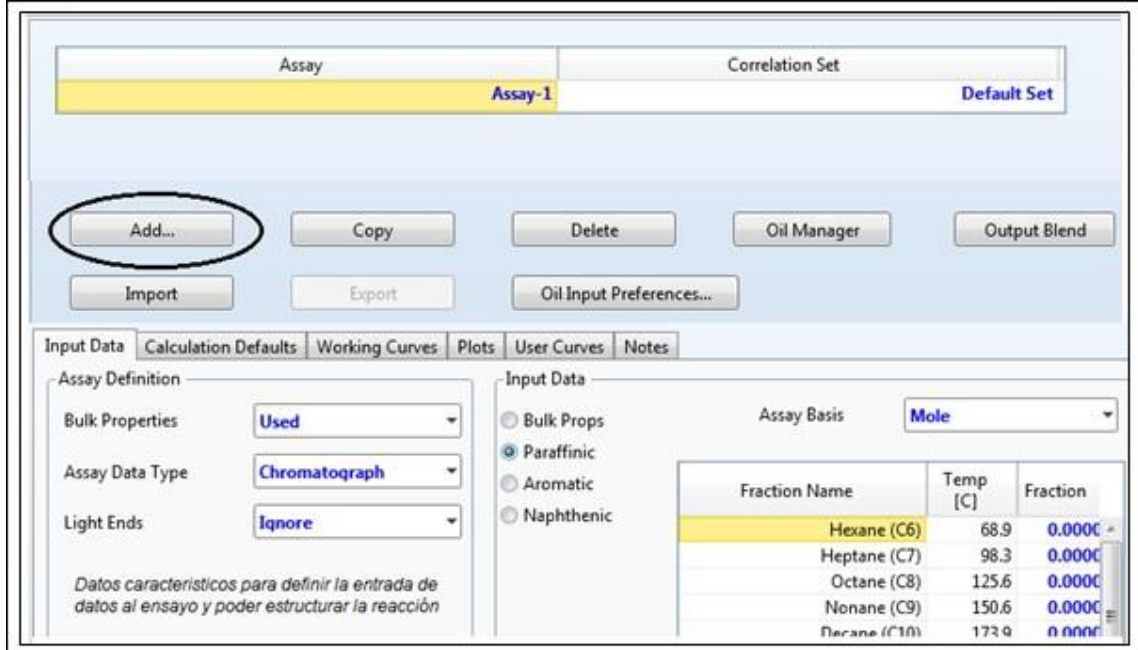
Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013

Para finalizar la caracterización del crudo se deben añadir los llamados “Componentes Hipotéticos” que se añaden al sistema de igual manera que los componentes livianos, pero en la lista de componentes estos aparecen en la opción de “Hypothetical” desde allí se incorpora las fracciones molares de los demás componentes pertenecientes a diferentes grupos que pueden ser mezclas definidas, mezclas indefinidas o sólidos, también se pueden añadir componentes más pesados que el hexano y además parafinas, aromáticos y naftenos.

Sin embargo, hay algunos componentes que no aparecen en la lista de “Componentes Hipotéticos” para ello hay una opción “Quick Create A Hypo Component” al seleccionar esta opción se despliega una ventana para poder introducir las especificaciones de los componentes.

Algunos de los datos necesarios para poder introducir un nuevo “Componente Hipotético” son el Peso Molecular, Temperatura, Presión, Volumen, Densidad, Punto de Ebullición, estos son los datos mínimos, pero si se requiere añadir más información se puede realizar en este mismo recuadro, tal como se muestra en la Figura 38.

Figura 33. Descripción de propiedades de los “Componentes Hipotéticos”



Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013

**2.5.3.5 Pautas para la simulación de Crudo.** En el desarrollo de la simulación se consideraron las siguientes características en el proceso:

- ✓ **Característica 1.** En la corriente de entrada, en el Manifold de recolección se tomará el volumen total de fluidos (BPD) reportado tal como se encuentra en el pronóstico de producción.
- ✓ **Característica 2.** La corriente de entrada se establece a partir del manifold de recolección y del cabezal de pozo, debido a que en este lugar se define las proporciones entre los diferentes fluidos (Petróleo, Agua y Gas), la temperatura otorgada por CPP Testing S.A.S para realizar la simulación es de 140°F, las caídas de temperatura son determinadas por el simulador con las condiciones ingresadas, tales como la distancia entre equipos, accesorios de tubería, tipo de tuberías, especificada en el simulador.
- ✓ **Característica 3.** La corriente de salida de agua tendrá 400 ppm de crudo en agua.
- ✓ **Característica 4.** El petróleo para su corriente de salida tendrá un máximo de 15 % de agua y podrá variar hasta 10% de contenido de agua.
- ✓ **Característica 5.** La corriente de salida de crudo para fiscalización tendrá máximo 0.5 % de BSW.

Se definen las propiedades del crudo ingresando las fracciones molares o másicas de cada componente, estos datos fueron brindados mediante Cromatografía, esta misma opción aparece en el simulador donde nos pide especificar algunos datos adicionales, estos son:

- ✓ **Bulk Props**, definimos la densidad y el peso molecular del fluido.
- ✓ **Assay Data Type**, Ingresamos los datos de ensayo para un crudo mediano especificados en la Tabla.

Tabla 27. Assay Data para Crudo Mediano

IBP	EP	IBP	Mid	Density lb/ft3	Sulfur wt%
Whole Crude				55	2,83
88	180	0	2,5	43,47	0,022
180	267	5	7,5	47,14	0,062
267	395	10	15	49,42	0,297
395	504	20	25	51,83	1,01
504	611	30	35	54,08	2,084
611	721	40	45	55,9	2,777
721	840	50	55	57,73	3,284
840	974	60	65	59,77	3,857
974	1131	70	75	62,3	4,706
1131	1328	80	85	65,74	5,967
1328	1461	90	92,5	68,08	6,865
1461	FBP	95	97,5	73,28	8,859

**Fuente.** CPP Testing S.A.S Informe Diseño Conceptual de Facilidades Crudo Mediano. Base de datos área operaciones de planta. Bogotá 2004.

- ✓ **Ligth Ends**, se procede a definir las fracciones másicas o molares que se tengan de los componentes livianos, los datos suministrados por CPP Testing S.A.S se muestran en la Tabla 29.

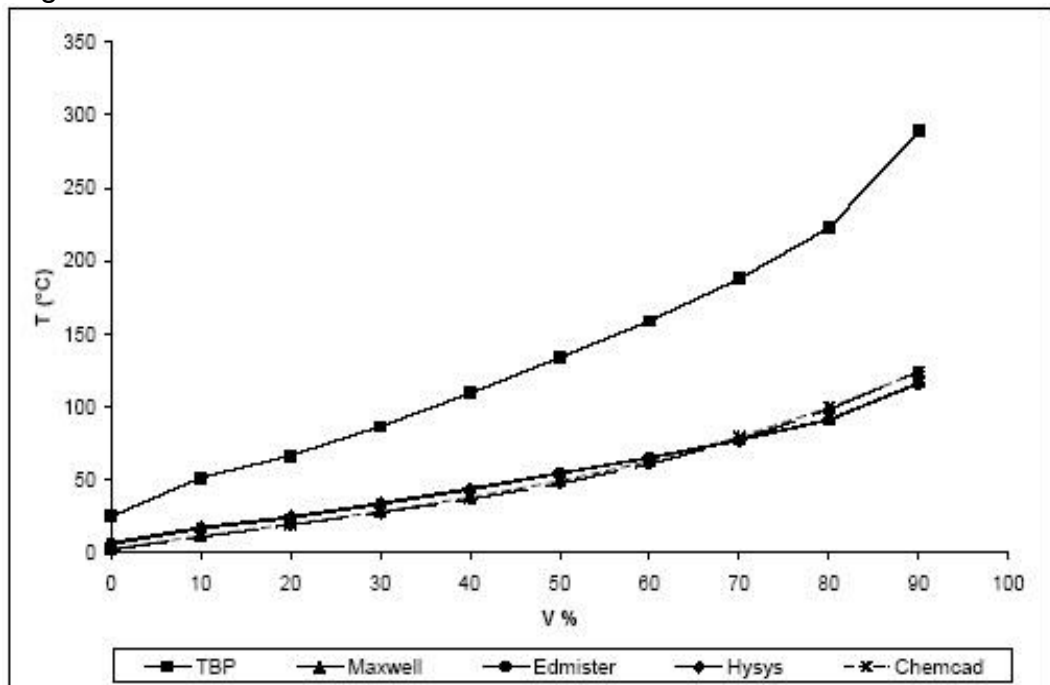
Tabla 28. Análisis Light Ends

Componente	wt%
Etano	0
Propano	0,03
i-Butano	0,089
n-Butano	0,216
i-Pentano	0,403
n-Pentano	0,876

Fuente. CPP Testing S.A.S Informe Diseño Conceptual de Facilidades Crudo Mediano. Base de datos área operaciones de planta. Bogotá 2004.

- ✓ **Molecular Wt. Curve**, esta selección no se usará en esta simulación.
- ✓ **Density Curve**, ingresaremos una curva de densidad ya determinadas que vamos a importar al sistema, en este caso el análisis fue dado por CPP Testing S.A.S y el método usado fue el TBP, tal como se muestra en la Figura 36.

Figura 34. Curva de Densidad de Crudo Mediano

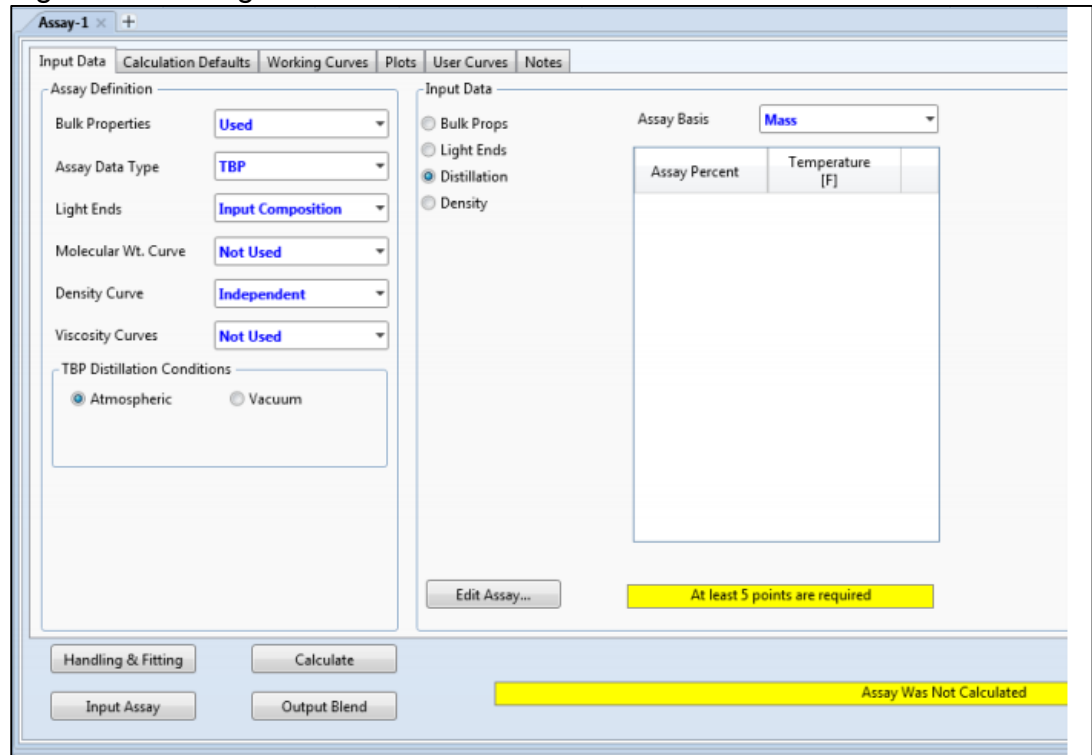


Fuente. CPP Testing S.A.S Informe Diseño Conceptual de Facilidades Crudo Mediano. Base de datos área operaciones de planta. Bogotá 2004.

- ✓ **Parafinas, Aromaticos y Naftenos**, se definen de acuerdo a la información suministrada por el análisis PVT.
- ✓ **Viscosity Curves**, esta selección no se usará en esta simulación.

Todos los datos serán ingresados en el Assay Data, en la opción de Input Data, tal como se muestra en la Figura 37.

Figura 35. Configuración de Información PVT



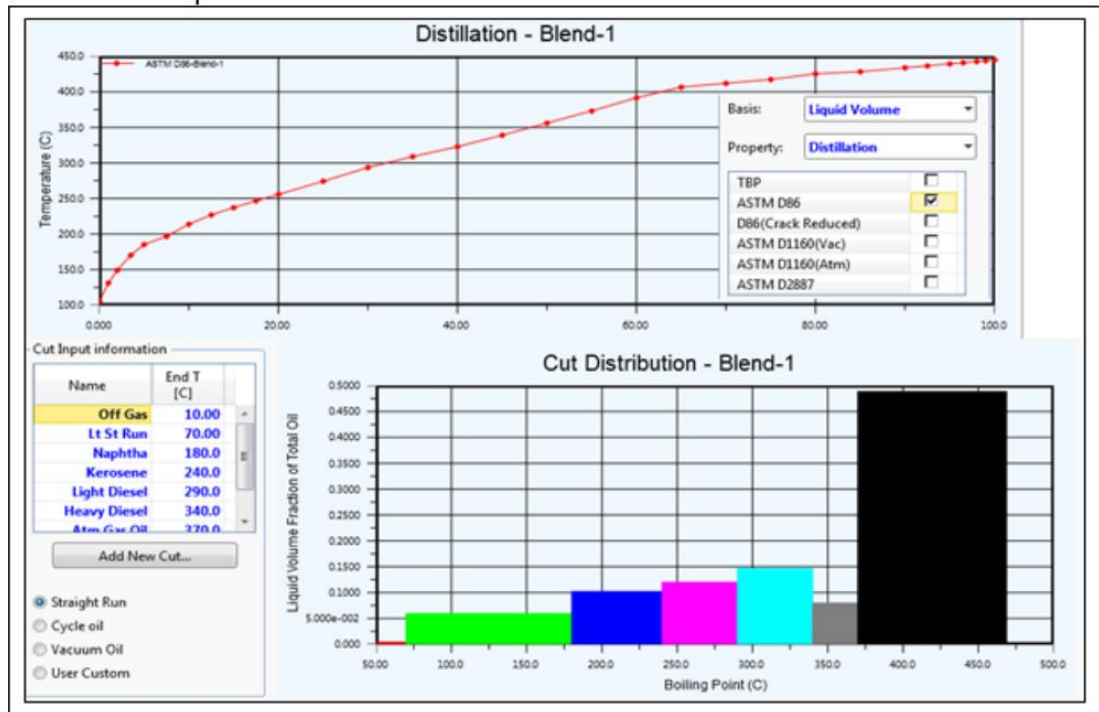
Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013

Se debe destacar que la suma de las fracciones de los componentes livianos, aromáticos parafínicos, naftenos y demás componentes debe ser igual a 1 o al 100%, se dará origen a cada sustancia o mezcla mediante la opción Output Blend, seguido de opción Blend-1, finalmente se añade y se da Click en Install Oil; aquí finaliza el proceso de la selección de componentes.

**2.5.3.6 Selección de Componentes de Agua.** Se realizará la configuración para una nueva corriente que es la corriente de agua, esta corriente tiene las mismas condiciones operacionales que el crudo, pero debido al simulador no se pueden unificar las corrientes como una sola, pero debemos modificar el caudal debido a que el caudal de agua es mayor que el de crudo para este re-diseño, con una relación 63 a 37.

**2.5.3.7 Simulación de Corrientes.** Al finalizar de caracterizar las dos corrientes establecidas en la simulación se realiza la mezcla entre las dos corrientes para poder realizar una simulación que interprete la interacción entre estos, de esta manera se logra que esta simulación tenga las condiciones más reales posibles es decir un comportamiento ideal del yacimiento, este simulador aporta propiedades ya establecidas bajo los parámetros de la normativa ASTM-D86 donde se conocerá la composición de la mezcla de los fluidos, la distribución de los componentes en la mezcla se muestra en la Figura 38.

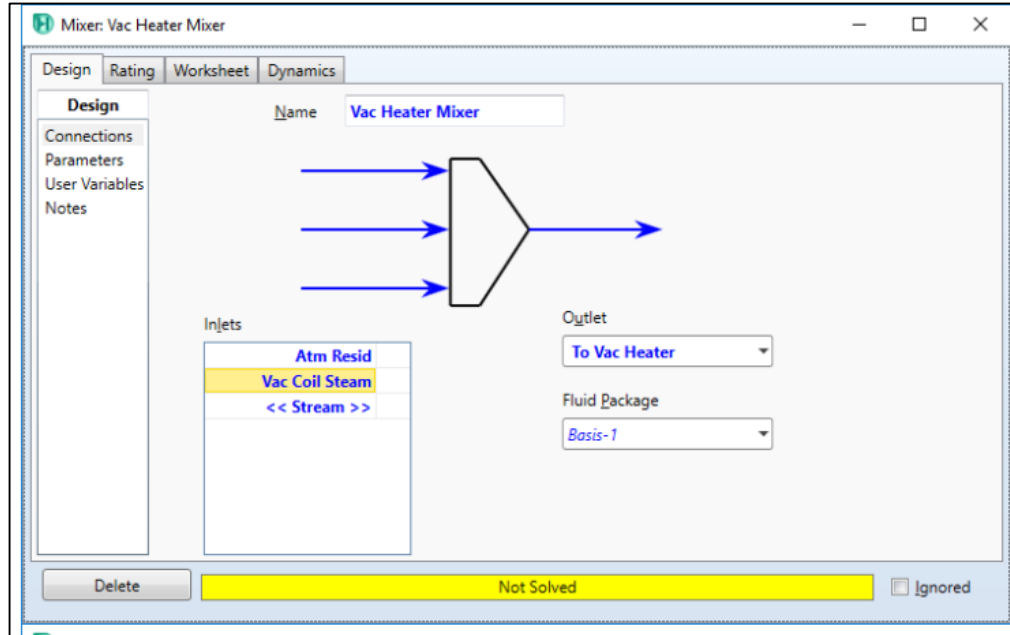
Figura 36. Composición de la mezcla



Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013

Para que las dos sustancias se mezclen se debe seleccionar un equipo que permita esta función mediante las herramientas de Aspen Hysys, para este modelo seleccionamos un mezclador, las corrientes de entrada para el Mixer o Mezclador son las que definimos previamente (Crudo y Agua), cuando la configuración se ha finalizada la barra de estado en la parte inferior de la pantalla pasara de un color amarillo a uno verde confirma que se completó correctamente la configuración de este primer equipo como se ve en las figuras 37,38 y 39.

Figura 37. Selección de Mezclador



Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013

Figura 38. Ingresar Datos de la Simulación de Corrientes

	Atm Resid	Vac Coil Steam	To Vac Heater
H2O	0.0095	1.0000	<empty>
Methane	0.0000	0.0000	<empty>
Ethane	0.0000	0.0000	<empty>
Propane	0.0000	0.0000	<empty>
i-Butane	0.0000	0.0000	<empty>
n-Butane	0.0000	0.0000	<empty>
i-Pentane	0.0000	0.0000	<empty>
n-Pentane	0.0000	0.0000	<empty>
NBP[1]114*	0.0000	0.0000	<empty>
NBP[1]139*	0.0000	0.0000	<empty>
NBP[1]162*	0.0000	0.0000	<empty>
NBP[1]188*	0.0000	0.0000	<empty>
NBP[1]215*	0.0000	0.0000	<empty>
NBP[1]241*	0.0000	0.0000	<empty>
NBP[1]266*	0.0000	0.0000	<empty>

Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013



Figura 39. Selección de Condiciones de Operación

Worksheet	Name	Atm Resid	Vac Coil Steam	To Vac Heater
Conditions	Vapour	0.0006	1.0000	0.4681
Properties	Temperature [F]	614.8	500.0	608.2
Composition	Pressure [psig]	22.00	150.0	22.00
PF Specs	Molar Flow [lbmole/hr]	1413	1110	2523
	Mass Flow [lb/hr]	6.822e+005	2.000e+004	7.022e+005
	Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	4.810e+004	1372	4.948e+004
	Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-3.022e+005	-1.007e+005	-2.135e+005
	Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	367.5	41.32	225.3
	Heat Flow [Btu/hr]	-4.269e+008	-1.118e+008	-5.387e+008

Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013

**2.5.3.8 Configuración de Equipos.** En esta configuración aparte de realizar la configuración de los equipos se pueden agregar las tuberías y las conexiones, especificando las características de las tuberías, pero esto se debe hacer tramo por tramo como se ve en la Figura 42. Esto se hace con el fin de simular todo el proceso de producción que entra en la estación de esta facilidad tipo, al configurar cada tramo se debe especificar longitud, tipo, diámetro y el tipo de fluido que se va a transportar.

Figura 40. Configuración de tubería.

The screenshot shows the configuration for a pipe segment named 'TUBERIA'. The inlet is 'CRUDO LLANOS 58' and the outlet is 'LLANOS 58-2'. The fluid package is 'Basis-1' and the energy is 'Q1'. The pipe parameters are as follows:

Parameter	Value
Length - Elevation Profile	1
Segment	Pipe
Fitting/Pipe	115.8
Length/Equivalent Length	0.2000
Elevation Change	168.3
Outer Diameter	155.3
Inner Diameter	Mild Steel
Material	4.572e-005
Roughness	45.00
Pipe Wall Conductivity	5
Increments	<empty>
FittingNo	

A note at the bottom right states: "En esta sección se define los parámetros básicos para poder configurar el segmento de tubería como lo es el diámetro de la tubería y la longitud de la misma".

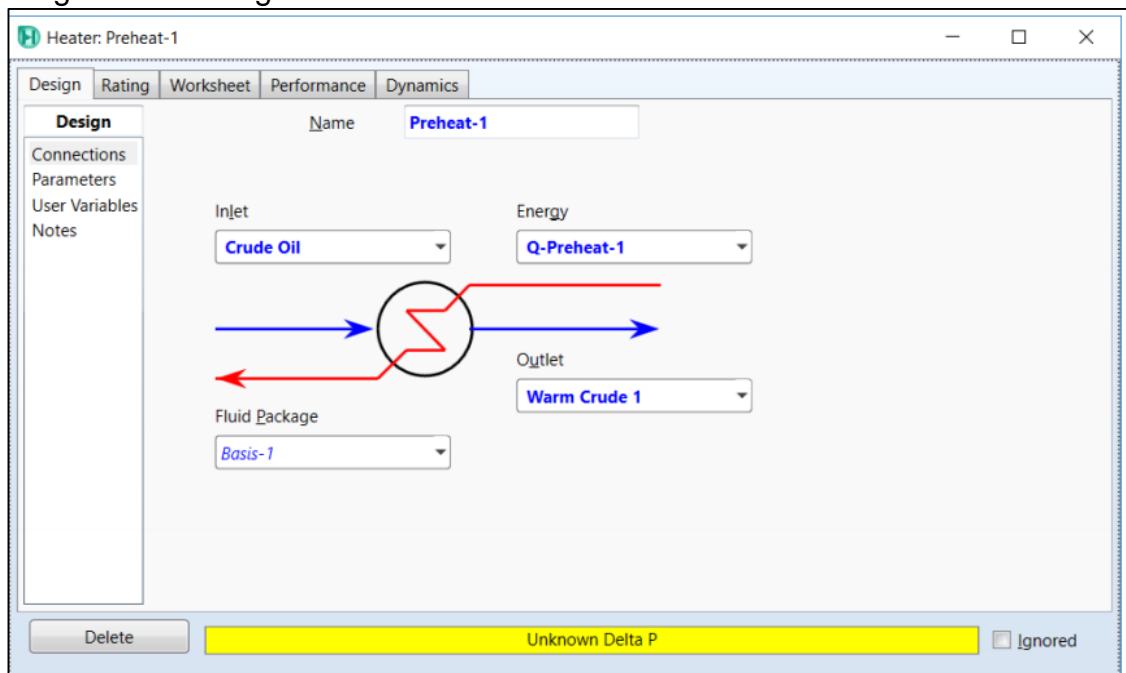
Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013

Estos datos son las variables que el simulador tendrá en cuenta junto con los datos básicos ya ingresados, se tomara la mezcla como un fluido monofásico ya que previamente se realizó la mezcla de los componentes y la presencia de gas es mínima por lo tanto esta fase no es representativa en el sistema.

Al finalizar de definir cada segmento de tubería utilizada y que representa los diferentes tramos manejados durante el transporte de los fluidos en la estación, añadiremos según la configuración inicial del sistema un pre calentador, que tiene como función aumentar la temperatura del fluido para que las condiciones con que llegue a los otros equipos sean las más optimas; los equipos que maneja el simulador y que serán configurados representan características generales sin tener en cuenta su eficiencia, ni el dimensionamiento de estos.

La Figura 43 muestra la configuración del pre calentador que aumenta la temperatura de los fluidos para que este quede a una temperatura entre 180 °F y 190 °F según las condiciones de operación del separador aumentando su temperatura desde los 120°F.

Figura 41. Configuración del PreCalentador

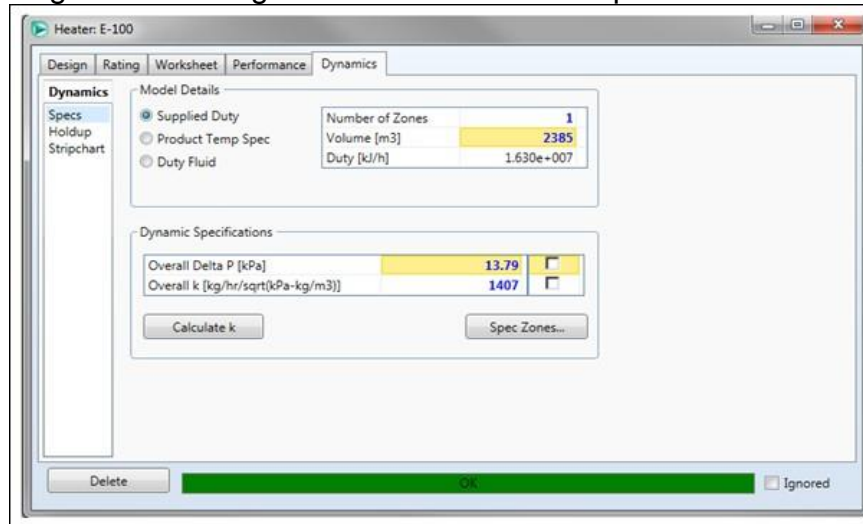


Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013

Todos los equipos ingresados con el simulador deben tener las condiciones más parecidas a la estación actual, en este momento se cuenta con dos pre calentadores con una capacidad de 4.000 Bls cada uno, ingresan las corrientes de crudo y agua caracterizadas a una temperatura de 120 °F, saliendo del sistema con un aumento de temperatura entre los 60 °F y 70 °F.

A continuación, se muestran las condiciones para configurar el caudal actual de 35.000 BFPD. Siendo la producción de agua equivalente a 22.000 BWPD y la producción de crudo de 13.000 BOPD por día como se muestra a continuación en la Figura 42.

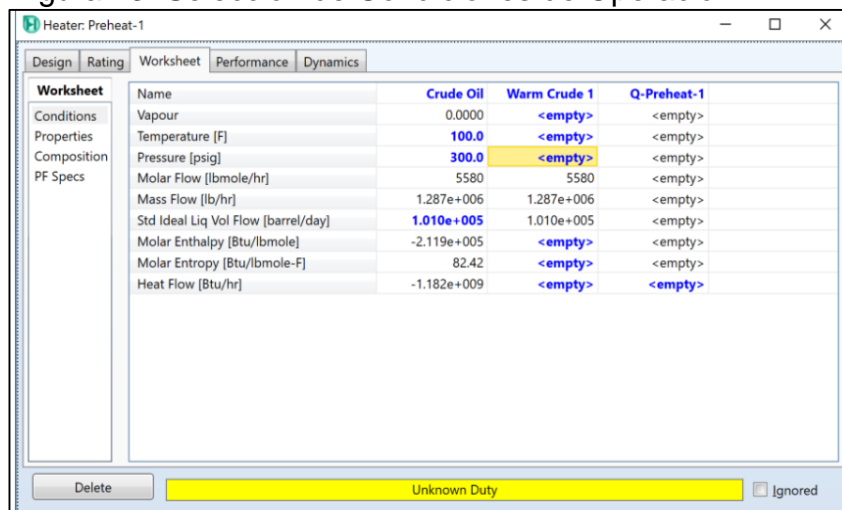
Figura 42. Configuración del Caudal de Operación



Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013

También se ingresaran las condiciones de operación del pre calentador, las condiciones de operación (como presión y temperatura) y las composiciones se deben configurar, en la Figura 45. Se pueden ver la configuración del crudo, del agua y del pre calentador, cada vez que se agrega un equipo este permitirá la configuración de todas las corrientes o equipos que afecten este.

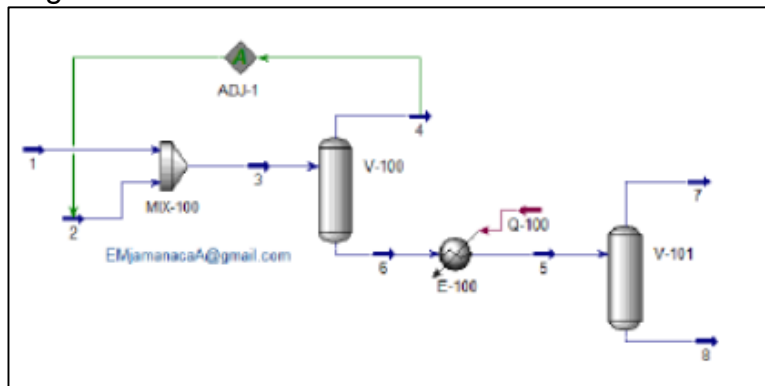
Figura 43. Selección de Condiciones de Operación



Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013

Una vez se termina la configuración del pre calentador dicha corriente pasa a un tratador térmico, sin embargo, este equipo no existe en la versión de Aspen Hysys utilizada durante este proyecto, por esto se hace la inclusión de dos equipos un pre calentador y un separador trifásico, como el sistema ya cuenta con un pre calentador solo debemos incorporar el separador.

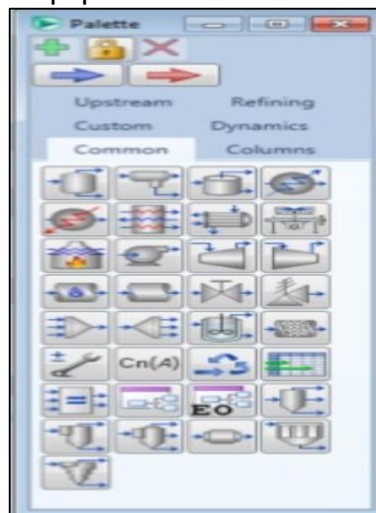
Figura 44. Diseño de Tratador Térmico



Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013

Para llamar a los objetos, ya sean equipos, tuberías o accesorios, solo basta seleccionar el equipo requerido desde la Paleta (Palette) de equipos, generalmente esta paleta se encuentra en el extremo derecho dado caso no se encuentre ahí oprimiendo la tecla F4 se despliega

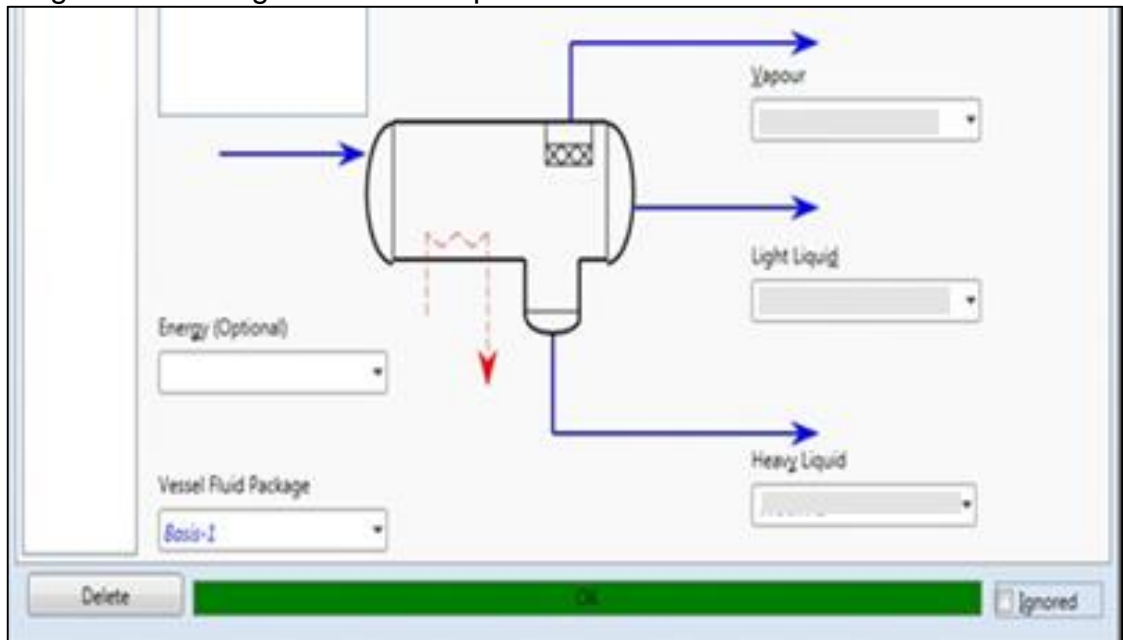
Figura 45. Paleta de Equipos



Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013

Se debe configurar el separador con las condiciones operativas actuales de la estación, son importantes los datos de salida, pero el sistema debemos determinar cuál es el caudal o volumen esperado de gas, también determinar la densidad de los líquidos, nombrando las corrientes de salida dependiendo sus densidades (Vapor, Crudo y Agua) respectivamente, la mínima presencia de gas que existiera debe ser eliminada en su mayoría durante este proceso y dispuesta en el sistema de gas, debido a que los datos de entrada son los datos de salida del pre calentador los equipos no piden especificar estos datos.

Figura 46. Configuración del Separador

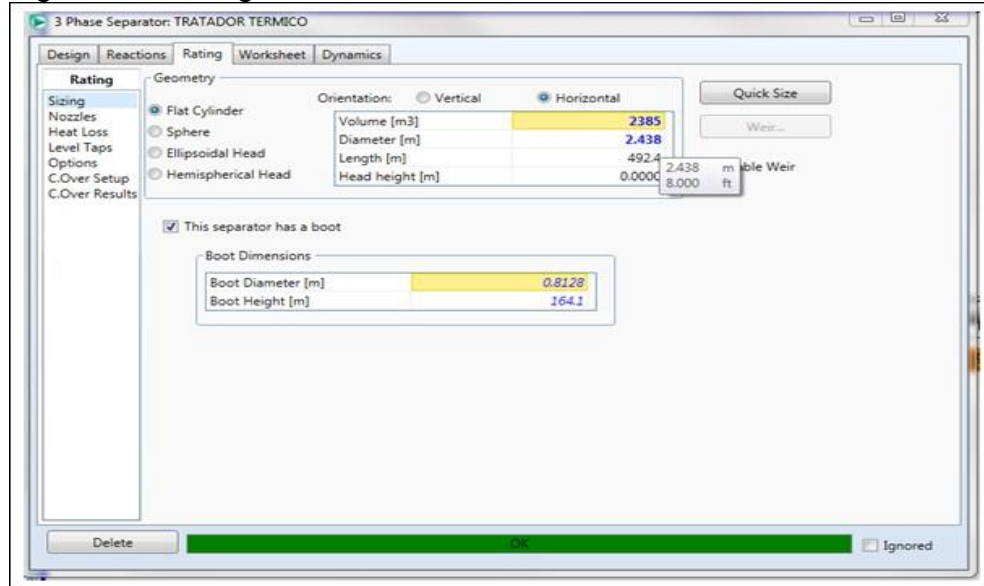


Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013

Una vez el crudo y el agua salen del separador trifásico se realizan procesos independientes para cada una de las corrientes, el crudo es bombeado hacia los tanques de almacenamiento, el proceso de separación es de los más importantes debido a que el crudo debe salir con las condiciones de fiscalización y venta requeridas por Ecopetrol, el agua recorre todo un proceso de tratamiento de agua para finalmente ser almacenada y posteriormente dispuesta para re inyección o vertimiento, mientras el gas puede ser quemado o depurado dependiendo las condiciones de este.

El equipo tiene un volumen de 8.000 BFPD esta capacidad se configura en la Figura 49. Este debe operar con una temperatura de 180 °F a 190 °F, que fueron suministrados anteriormente del pre calentador.

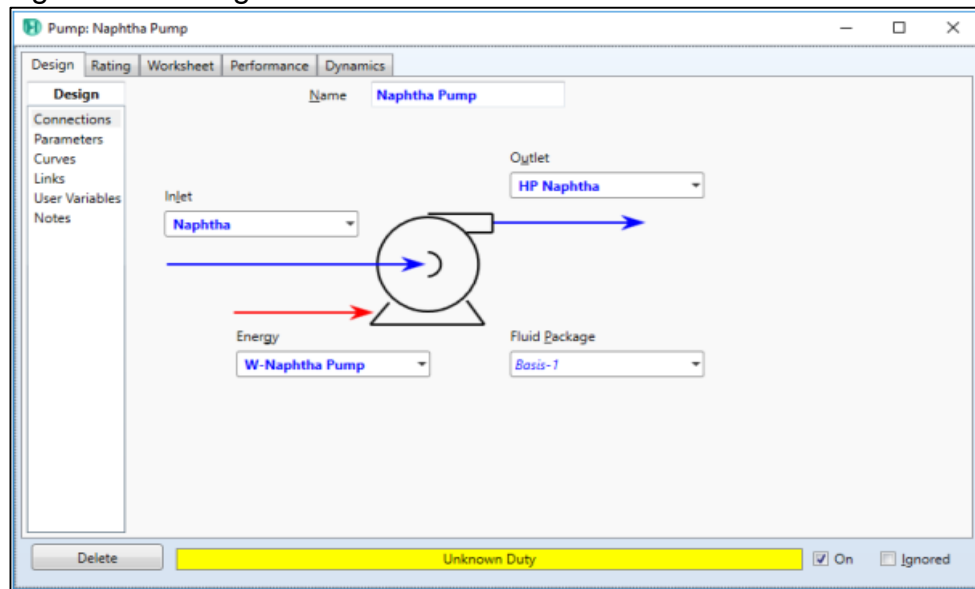
Figura 47. Configuración de Volúmenes del Tratador Térmico



Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013

Para realizar el transporte de los fluidos para su respectivo tratamiento o almacenamiento para ello se utilizan las bombas que son las encargadas de succionar los fluidos del separador y transportarlo hacia su respectivo equipo, en la figura 50. Se describe las configuraciones generales del equipo con una de las corrientes de entrada y de salida, estas corrientes también deben ser configuradas para que las condiciones de simulación sean la más cercanas posibles.

Figura 48. Configuración de Bomba

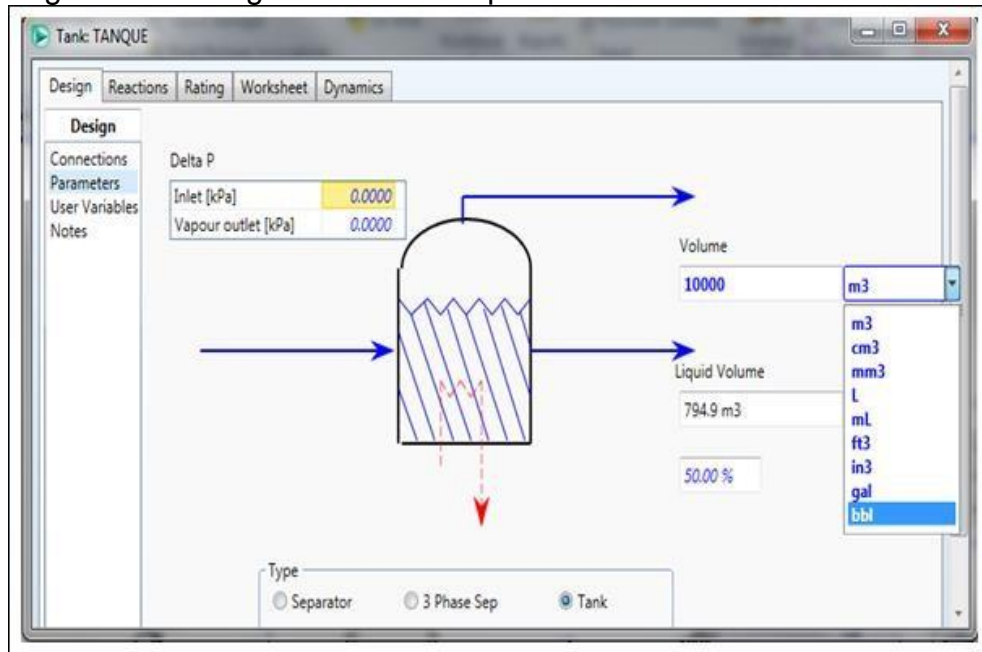


Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013

Una bomba final se adiciona al finalizar el proceso de tratamiento de agua para que se succione el agua de los tanques de almacenamiento y bombear el agua a los diferentes pozos de inyección del yacimiento.

Al finalizar la configuración de las bombas en todo el sistema, se realiza el ingreso de todos los tanques del sistema, actualmente se cuenta con siete tanques cada uno de 5.000 Bls para el almacenamiento, se configura el volumen de cada uno de los tanques, tal como se ve en la Figura 51.

Figura 49. Configuración de Tanques



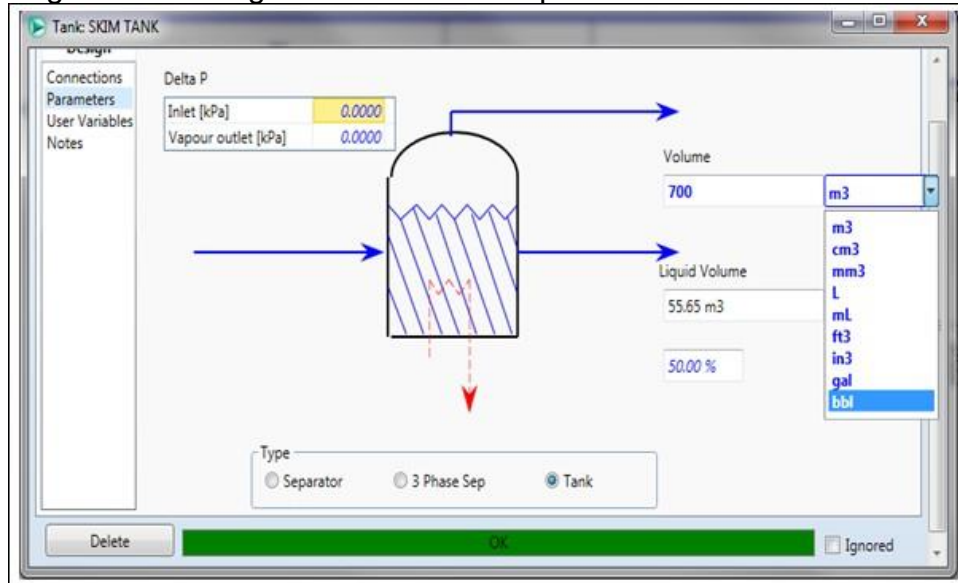
Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013

Terminando la configuración del proceso de crudo en la estación y la configuración de todos los fluidos provenientes de los pozos, se realiza la configuración del tratamiento de agua posterior al sistema de separación de fluidos, como en la estación se produce un mayor contenido de agua en el caudal total, la salida de agua se debe redirigir al tratamiento de agua para que este tenga las condiciones de fiscalización adecuadas para poder ser reinyectada al yacimiento.

Dentro de la facilidad tipo encontramos dos tanques desnatador (Skim Tank) cada con un volumen de 2000 Bls, en él se realiza una separación gravitacional donde los residuos de crudo quedan flotando en la parte superior del tanque y los elementos solidos quedan en la parte inferior del tanque mediante deposición de elementos, entre mayor sea el tiempo de residencia del agua en el tanque mejor se realizará este proceso.

La configuración básica de este equipo solicita como requisito único y obligatorio son los caudales o volúmenes que serán manejados por el equipo como lo demuestra la Figura 50.

Figura 50. Configuración de los Tanques Desnatadores



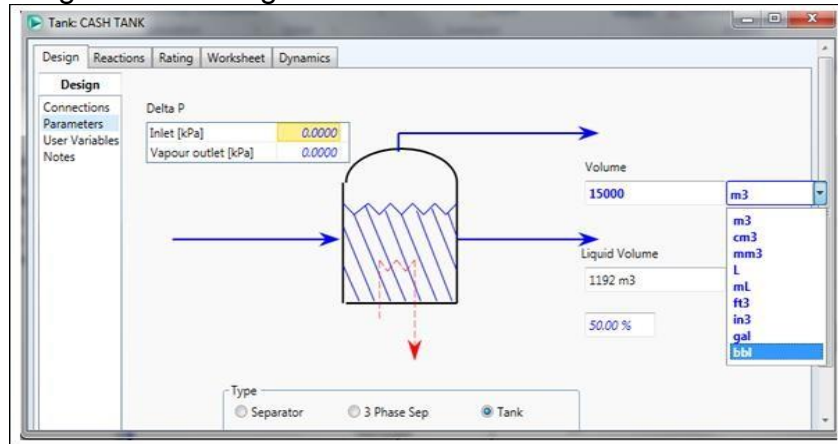
Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013

Al salir del tanque desnatador el agua se dirige hacia la piscina con una capacidad de 16.00 BIs, su función es recibir el agua proveniente del Skim Tank y retener el agua durante un tiempo determinado con el fin de eliminar los contenidos solidos todavía presentes generando un mayor contacto del fluido con la atmosfera.

Para después transportar el agua hacia un último tratamiento llamado filtro de cascara de nuez con una capacidad de 20.000 BWPD debido a los grandes volúmenes de agua se requiere de más equipos de tratamiento de agua que de tratamiento del crudo.



Figura 51. Configuración de Filtro de Cascara de Nuez

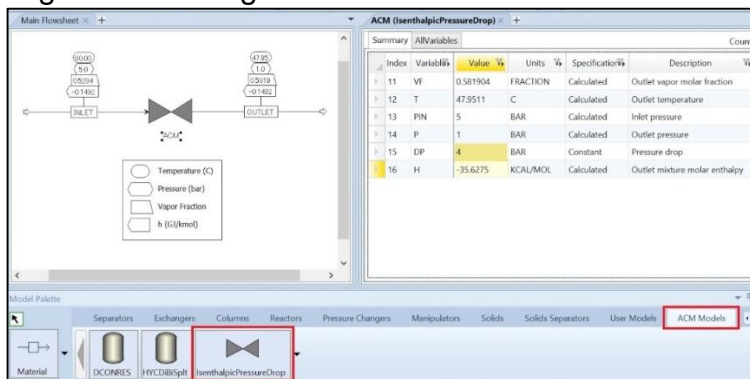


Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013

Para poder completar la simulación de las facilidades de producción se debe adicionar un tanque de almacenamiento de agua que debe ser configurado de la misma manera que los tanques de almacenamiento de crudo, una vez finalizada la configuración de todos los equipos involucrados en la estación y la previa configuración de los fluidos se presenta el esquema final de las facilidades, adicionando las válvulas y controladores de nivel, se muestra el esquema general de las facilidades en la Figura 55.

Para tener el control de la estación de facilidades se utilizan ciertas herramientas para este propósito pueden ser las válvulas, conexiones; las cuales son indispensables para controlar el paso de los fluidos por la tubería y los equipos de este esquema, adicionar estos elementos se hace mediante una paleta de herramientas, para después realizar la configuración, especificando las corrientes de entrada y de salida, la **Figura 54** se muestra la configuración de la válvula en esta se puede controlar el grado de apertura para manejar la producción y el caudal requerido.

Figura 52. Configuración de Válvulas



Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013

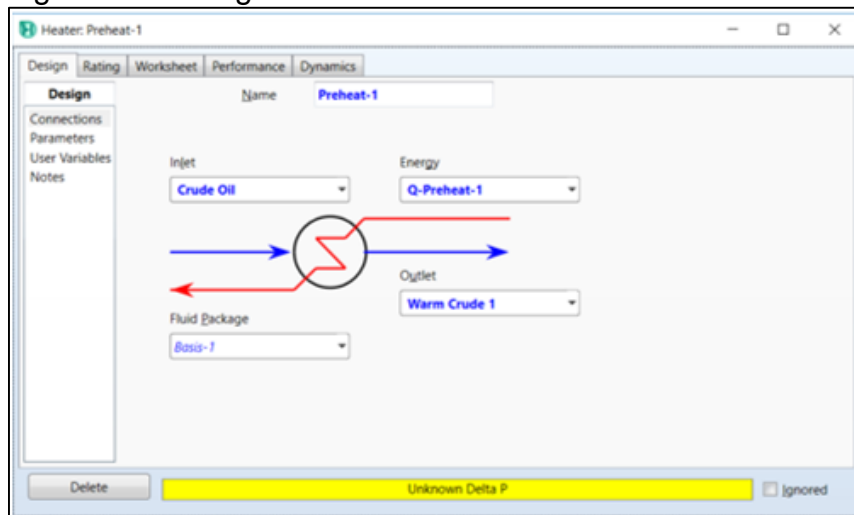


## 2.6. Descripción de la Alternativa de Simulación

Comenzando la simulación con el aumento del caudal en la facilidad debemos tener en cuenta que las corrientes de entrada son las mismas y que están previamente caracterizadas, sin embargo, el caudal ha cambiado por eso debemos realizar un aumento del caudal estimado anteriormente.

Teniendo en cuenta el caudal a manejar en esta alternativa y según el resultado que nos muestra la corrida en el escenario actual de producción se observa la necesidad de agregar otro intercambiador de calor, al tener un solo intercambiador y tener un caudal con un aumento de 11.000 BIs de fluido por día, el equipo es insuficiente o no permitirá una producción óptima y rentable del proceso. A continuación, se procede a adicionar el equipo como se muestra en la **Figura 56**.

Figura 54. Configuración del Intercambiador de Calor

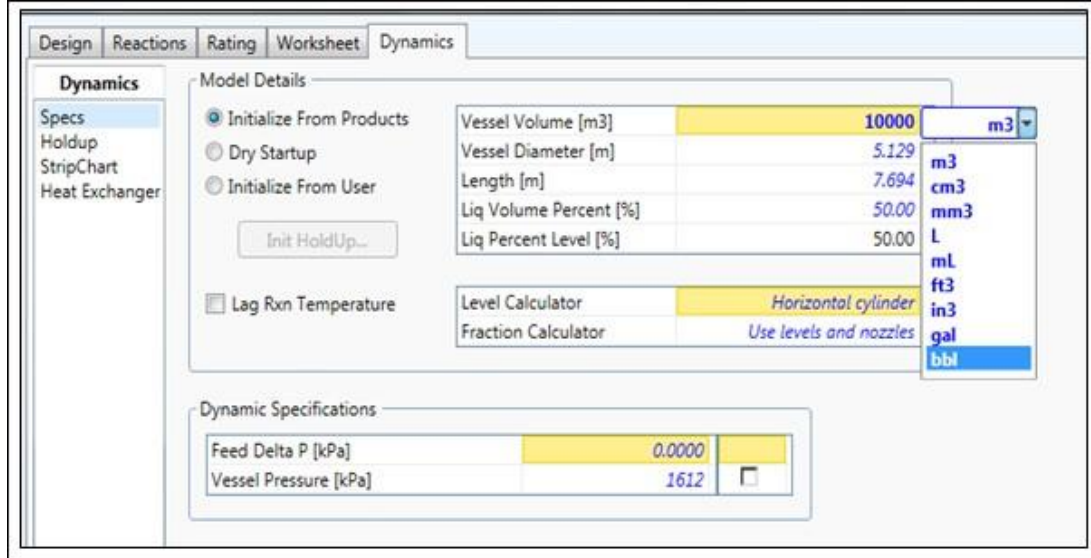


Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013

Para la configuración de este equipo se establecen las condiciones iniciales de temperatura y presión, además del aumento de caudal de 20.000 BFPD, para garantizar que las condiciones con las cuales los fluidos saldrán tendrán las condiciones óptimas para seguir el proceso al tratador térmico, este trabaja a un volumen de llenado del 84% por lo tanto el aumento del caudal no podrá ser manejado, se recomienda utilizar los equipos ya existen pero que no se están operando como lo son los Gun Barrel.

En el diseño final se sugerirá el reemplazo debido a los aumentos de caudal, la configuración de los gun barrel cada uno con capacidad de 5.000 BIs, su configuración se muestra en la Figura 57.

Figura 55. Configuración del Gun Barrel.



Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013

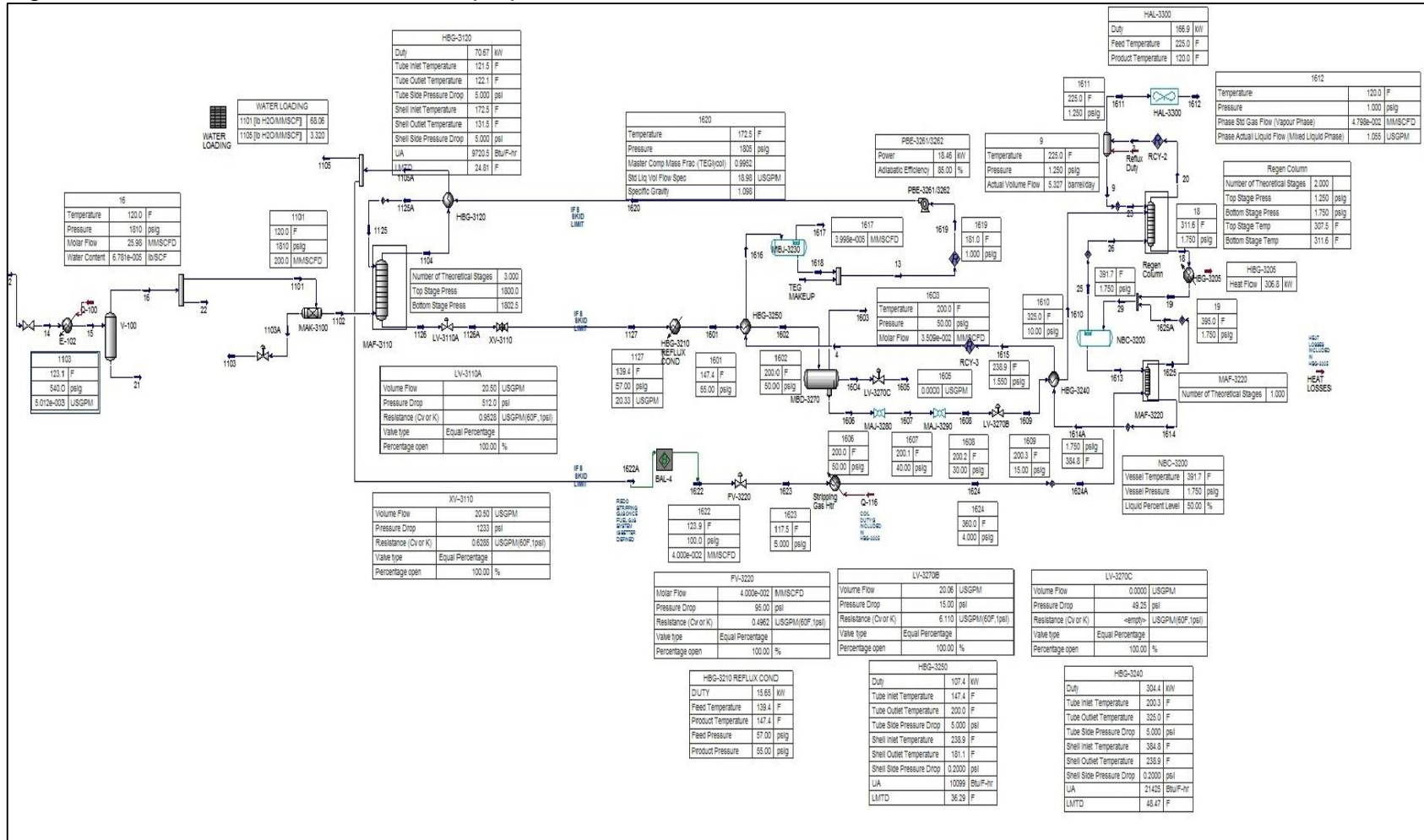
La configuración de este equipo establece unos parámetros básicos de diseño lo primero es el volumen que debe ser de 10.000 BFPD representando así los dos equipos sugeridos de 5.000 BFPD cada uno.

Según el esquema general de las facilidades al salir del tratador térmico salen dos corrientes, una de crudo y la otra de agua; la corriente de crudo sale a un tren de tanques que ya están dispuestos en las facilidades, debido a que las especificaciones de fiscalización son las requeridas para realizar el proceso de venta, por eso puede ser llevado directamente a los tanques de fiscalización.

La corriente de agua por el contrario es re direccionada al tratamiento de agua, pero al aumentar el caudal del fluido lo que significa también un aumento en el caudal de agua se requerirá la adicción de bombas que transporten toda el agua hacia los skim Tank, por tanto, debemos adicionar una bomba de mayor capacidad para que el proceso funcione correctamente.

Una vez se realiza la configuración de las bombas, se determina que los equipos restantes dentro de la estación no deben ser modificados en esta etapa debido al sobredimensionamiento en el diseño actual, en la figura 58. Se muestra el Diseño General del Re Diseño de Facilidades Tipo para Crudo Mediano.

Figura 56. Re Diseño de Facilidades Tipo para Crudo Mediano



Fuente: Simulador Aspen Hysys 2013

Para que la información dentro de Aspen Hysys nos pueda dar los resultados esperados con el menor porcentaje de error se valida el análisis PVT proporcionado por CPP TESTING S.A.S esto nos permitirá generar las curvas IPR.

Tabla 29. Propiedades Petrofísicas del Campo

Item	Nombre	Símbolo	Valor
1	Porosidad	$\phi$	25-27%
2	Permeabilidad Efectiva	$K_e$	500-10500 mD
3	Contenido de B&W	BS&W	83%
4	Presión de Burbuja	$P_b$	60-400 psig
5	Presión Original de Yacimiento al Datum 4500 ft TVDSS	$P_{si}$	2200
6	Factor Volumétrico del Aceite	$B_{ol}$	1.05 rb/stb
7	Relación Gas-Aceite	$R_s/GOR$	8-10 scf/stb
8	Compresibilidad del Aceite	$C_o$	$5,16 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
9	Temperatura del Yacimiento	$^{\circ}F$	160 $^{\circ}F$
10	Espesor Total (C7-A @ C7-M)	$H_t$	100-150 ft
11	Espesor Neto (C7-A @ C7-M)	$H$	40-80 ft
12	Saturación Inicial de Aceite Residual	$S_{oi}$	25%
13	Saturación Inicial de Agua	$S_{wi}$	27%

Fuente: CPP Testing S.A.S, Base de Datos, Muestras de pared y Análisis PVT. Bogotá: 2010 p. 37

En la ventana de "Current Directory" navegar hasta el directorio IPR, ejecutar con doble click, el software solicitará los siguientes parámetros.

PR=Presión promedio del yacimiento

PB=Presión de burbuja PWFT=Presión de flujo de la prueba

QLT=Tasa de flujo de la prueba

FET=Eficiencia de flujo existente durante la prueba

PWF=4500:100:5000; Presión (o presiones) de flujo a la que se desea calcular a tasa. En este ejemplo, las presiones van desde 4500 hasta 5000 con incrementos de 100.

FE=Eficiencia de flujo deseada

Este pozo que opera con bomba electrosomergible, por ello se le realizó una prueba de producción, y se obtuvieron los siguientes datos de campo:

Tabla 30. Datos de la prueba de producción

<b>Datos de campo de la prueba de producción</b>	
<b>Qt (STB/D)</b>	<b>Pwf (psig)</b>
3047	2871
3858	2839
5703	2575
7289	2459

Fuente: CPP Testing S.A.S, Base de Datos, Muestras de pared y Análisis PVT. Bogotá: 2010 p. 37

La presión del yacimiento es de 3206 psig, la presión del punto de burbuja es de 500 psig. Este pozo al momento de la prueba produjo con un BSW promedio de 71%, de la arena U Inferior, el petróleo fue de 15 °API, El programa devolvió los siguientes valores en el rango de presión de 2400 psig a 3000 psig.

Tabla 31. Datos de Salida: Funcion IPR

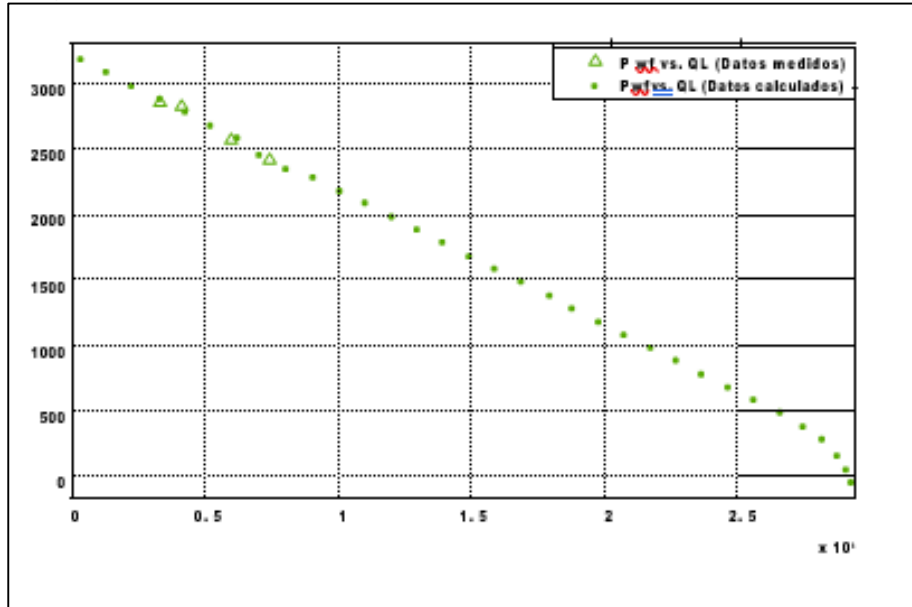
<b>Datos de salida: Función IPR</b>	
<b>QL (STB/D)</b>	<b>Pwf (psig)</b>
7865	2400
7182	2470
6499	2540
5816	2610
5133	2680
4450	2750
3766	2820
3083	2890
2400	2960

Fuente: CPP Testing S.A.S, Base de Datos, Muestras de pared y Análisis PVT. Bogotá: 2010 p. 37

Al comparar gráficamente los resultados obtenidos se puede apreciar la validez de la función IPR.



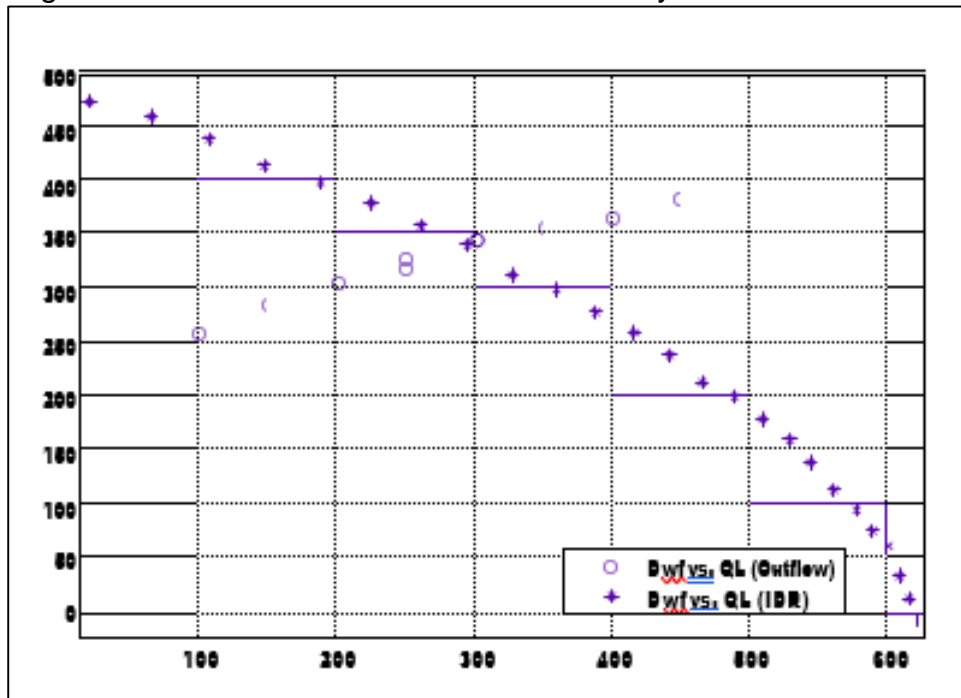
Figura 57. Resultados de la Función IPR



Fuente: Elaboracion Propia

El comportamiento de los datos devueltos por la función IPR está acorde a los datos medidos, se realiza la grafica de comparación entre el análisis nodal y las curvas IPR.

Figura 58. Resultados de las Funciones IPR y Análisis Nodal



Fuente: Elaboracion Propia



**2.7. Descripción del Diseño Conceptual de las Facilidades Tipo.** Es importante establecer las condiciones del sistema y las características de los fluidos para poder emplear los equipos con un diseño óptimo, tal como se presenta en el capítulo 1, desde las condiciones de operación de cada fluido hasta todos los equipos y características del mismo.

Para el rediseño de las facilidades se tendrá en cuenta los caudales en la tabla 27. en donde se estima una serie de alternativas, siendo esta una alternativa optimista, esta alternativa se evaluó y simuló mediante el simulador HYSYS ASPEN, el cual propuso una serie de equipos que se determinaron y serán proyectados por medio por medio de ingeniería conceptual, según características de caudal, presión y temperatura

**2.7.1 Tiempo de Separación .**Los tanques son el primer equipo de separación de fluidos que se tiene en el diseño de las facilidades tipo para cualquier tipo de crudo, en él se evalúan los tiempos de retención con el fin de verificar los tiempos máximos de retención que se pueden manejar a los caudales de producción, esto garantiza que la utilización de los equipos se realice a una capacidad del 85% debido a que un equipo nunca debe funcionar a su 100%, evitando un incremento en costos por la utilización de equipos adicionales o mayores tiempos de retención.

Primero se realizan los cálculos del tiempo de retención para la producción manejada actualmente, este tiene una capacidad de 5.000 Bls, actualmente se utiliza a un 88% de su capacidad, los caudales actuales se muestran a continuación:

Tabla 28. Escenario de producción

Re-Diseño	Valor	Unidades
Flujo Total	35.000	BFPD
Flujo Crudo	13.000	BOPD
Flujo Agua	22.000	BWPD

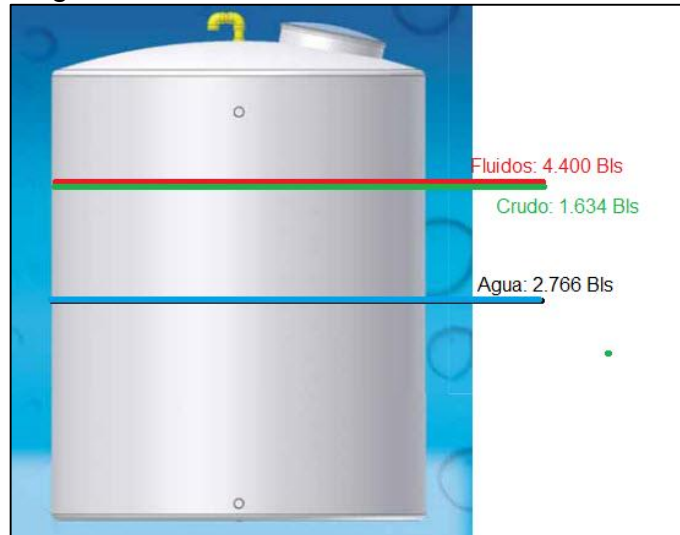
Fuente: SIMULADOR PIPE PHASE. 2015.

El tanque a evaluar tiene 24 ft de altura, es decir que los fluidos ocupan una altura de 21.12 ft con respecto a los 24 ft del tanque, según la información dada por la compañía CPP Testing S.A.S la altura que ocupa el agua es 13.26 ft y del crudo es 7.84 ft, de esta manera podemos calcular el volumen de fluidos total e individual que se pueden almacenar en el tanque, los siguientes son los resultados.

- ✓ Fluidos: 4.400 Bls
- ✓ Crudo: 1.634 Bls
- ✓ Agua: 2.766 Bls

La información brindada anteriormente se esquematiza en la Figura 59. Donde se relaciona tamaño de tanque con los volúmenes de almacenamiento y porcentajes de llenado de cada fluido.

Figura 59. Volúmenes Almacenados



Fuente: Elaboracion Propia

Mediante la ecuación 21. Podemos determinar el tiempo de retención de cada fluido y de manera individual.

Ecuación 21. Tiempo de Retención

$$t_r = \frac{cap \cdot nominal}{Q_L} * 1440$$

Fuente. NIETO Alex. Guías de estudio facilidades de producción- Bogotá. 2014.

Dónde:

- Tr es el tiempo de retención en min,
- Cap. Nominal la capacidad nominal en Bbl
- Ql es el caudal de líquido en Bbl/día
- 1440 que es una contante para dejar las unidades en minutos.

Aplicando la ecuación anterior se calcula para cada fluido el tiempo de retención en los tanques es obteniendo los siguientes resultados:

Ecuación 22. Resultados de Tiempo por cada fluido.

$$t_r \text{ fluido} = \frac{4400}{35000} * 1440 = 181.02 \text{ min}$$

$$t_r \text{ Crudo} = \frac{1634}{13000} * 1440 = 180.99 \text{ min}$$

$$t_r \text{ Agua} = \frac{2766}{22000} * 1440 = 181.04 \text{ min}$$

Fuente: Elaboracion Propia

El tiempo de residencia para el re-diseño del escenario propuesto en la producción permite establecer los tiempos necesarios de los tanques para los nuevos caudales, que se quieren implementar, usando nuevamente la Ecuación 21 calculamos los tiempos de retención para el rediseño, a continuación, veremos los cálculos de tiempos de retención para los cambios de caudal especificados en la Tabla 27.

*Ecuación 24. Resultados Tiempos de Retencion*

$$t_r \text{ fluido} = \frac{4400}{55000} * 1440 = 115.2 \text{ min}$$

$$t_r \text{ Crudo} = \frac{1634}{20.427} * 1440 = 115.18 \text{ min}$$

$$t_r \text{ Agua} = \frac{2766}{34.573} * 1440 = 115.21 \text{ min}$$

Fuente: Elaboracion Propia

De acuerdo a los tiempos de retención actuales y después del rediseño se puede determinar que los tanques tienen la capacidad debido a que se evidencia una disminución en el tiempo de retención

**2.7.2 Sistema de Calentamiento.** Para este re diseño se propuso la adición de dos precalentadores con capacidad de tratamiento de 12.500 BFPD, debido a que el calentamiento de los fluidos previos a la entrada al sistema de separación ayuda a reducir la viscosidad a su vez permite que las gotas de agua dispersas se asienten a velocidades mayores de acuerdo con la Ley de Stokes.

La generación de vapor como en el sistema actual se produce en las calderas ya existentes, adicionando estos equipos se puede tratar un volumen estimado de 60.000 BFPD, la siguiente tabla representa las condiciones de operación para el re diseño.

Tabla 32. Re-diseño de Precalentadores

Re Diseño del Intercambiador de Calor	
Presión de Operación	70 psi
Temperatura de Entrada	140 °F
Temperatura de salida	190 °F
Capacidad	12.500 BFPD

Fuente: Aspen HYSYS

**2.7.3 Sistema de Separación de Fluidos.** Para este sistema se recomendó adicionar un Tratador Térmico con capacidad de 25.000 Bls respectivamente, debido a que estos son equipos dentro del sistema de separación de fluidos, el cual actúa por medio del principio de separación gravitacional, coalescencia y acumulación de líquido, lo que permite des gasificar el poco gas que puede producirse, en caso de facilidades tipo con presencia de gran cantidad de gas se tiene dentro del sistema la TEA, el depurador de gas (Scrubber) y el Knock Out Drum que actualmente tienen un trabajo limitado pero en caso de ser necesario podría funcionar a mayor capacidad.

Esto en función de mejorar la calidad del crudo, puesto que el tiempo de retención es mayor, al tener un tanque que amplía el volumen de fluido que puede tratar, también ayuda a disminuir el porcentaje de agua y sedimentos (BSW) y que disminuya de 1.4 % al 0,5 %, pero si esto no es posible que quede cercano al límite que se haya establecido, se recomienda una entrada de flujo a una temperatura de 180 °F a 190 °F y una presión de entrada de 40 a 50 psi, proveniente del sistema de pre calentadores.

En las facilidades actualmente existen dos tanques de lavado (Gun Barrel) de 5000 Bls cada uno, por lo tanto, se quiere reemplazar estos tanques por unos que aumenten las capacidades a 15.000 o 20.000 barriles entre estos dos tanques, aunque se puede mantener este mismo volumen, pero esto aumentaría la

capacidad de trabajo de los equipos, la siguiente tabla representa las condiciones de operación para el re diseño.

Tabla 33. Re-diseño de los Gun Barrel

Re Diseño de los Gun Barrel	
Presión de Operación	32 psi
Temperatura de Operación	185 °F
Tiempo de Retencion	115,21 min
Capacidad	40.000 BFPD

Fuente: Aspen HYSYS

**2.7.4 Sistema de Bombeo.** Actualmente cada estación cuenta con tres bombas de transferencia de fluidos que se denominan P-2100 y están nombradas como A/B/C con una capacidad de 17.060 BFPD cada una, para realizar el cálculo de la capacidad de las nuevas bombas se realiza un balance de los fluidos que entran y que salen con los nuevos caudales de entrada.

Al skim Tank entrara un caudal total de 55.00 BFPD de los cuales 34.573 son de agua y 20.427 son de crudo para este re-diseño, determinaremos los caudales de salida se tiene en cuenta el valor del 14 % de BSW con el cual debe salir el crudo, utilizando la Ecuación 22.

Ecuación 25. Porcentaje de BSW

$$BSW = \frac{Q_w}{Q_o + Q_w}$$

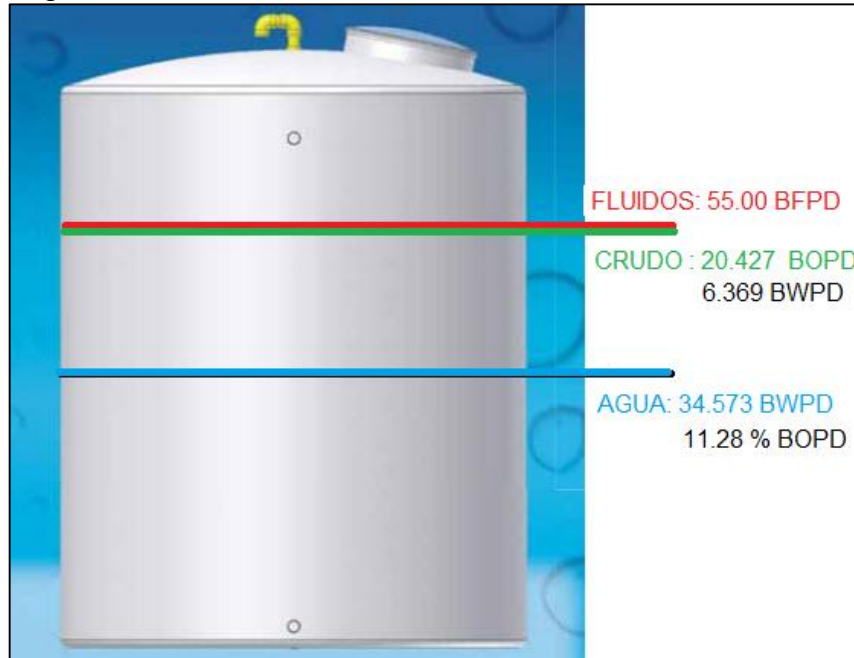
$$0.14 = \frac{Q_w}{34.573 + Q_w}$$

Fuente. NIETO Alex. Guías de estudio facilidades de producción- Bogotá. 2014.

Despejando el caudal de agua de las ecuaciones anteriores y reemplazando los datos que se obtuvieron previamente, se obtiene un caudal de 6.369 BWPD, dispersos en las líneas de flujo de crudo también la corriente de agua posee una concentración 400 ppm aproximadamente de crudo dispersa en esta línea restando el caudal de agua disperso en el crudo en los 34.573 BWPD se obtiene un caudal de agua de 28.204 BWPD, con las 400 ppm de crudo en agua se realiza el cálculo del caudal de crudo en la corriente de agua.

El balance para este re-diseño se muestra en la Figura 60.

Figura 60. Balance de caudales



Fuente: Autor

#### 2.7.4.1 Capacidad de las bombas

Para realizar el transporte de los fluidos en las facilidades de producción se utilizan tres bombas que tienen una capacidad de 17.060 BFPD cada una, para manejar en caudal de salida se necesitan bombas de salida tal como se registró en la Tabla 14. con una capacidad total de 26.796 BFPD, pero se recomienda realizar el cambio de bombas centrifugas a bombas de desplazamiento positivo esto debido a que las bombas centrifugas generan un re emulsionado de los fluidos.

Se calculará la capacidad por cada bomba asumiendo que se utilizarán las mismas cantidades de bombas, en este caso dos se mantendrán para la operación y una como respaldo, el caudal que se maneja es de 26.796 BFPD por lo cual cada bomba debe tener una capacidad de 14.000 BFPD cada una.

A continuación, en la Tabla 32. se muestran las características de las bombas de transporte para esta facilidad tipo, manteniendo los soportes y los parámetros operacionales de las bombas

Tabla 34. Características de las nuevas bombas P-2100 A/B/C

Capacidad por Bomba	BOPD	7.500
Temperatura de operación normal	°F	174
Fluido		Crudo de Surge Tank
Contenido de agua	%	20
Contenido de sólidos (Nota 1)	wt%	0,05478
Presión de vapor	psia	10,50
Viscosidad @cond.	cP	1,14
Diámetro nominal tubería de succión.	in	8
Diámetro nominal tubería de descarga.	in	6
Presión de Succión Ps	psig	6,4
Presión de descarga, P <sub>d</sub>	psig	55,0
D P	psi	48,6
NPSH <sub>disponible</sub>	ft	7.04
Potencia hidráulica.	HHP	14.67

Fuente: Elaboracion Propia

**2.7.4.2 Alternativas de Bombas de Transferencia de Agua.** Estas alternativas se basan en los resultados anteriores y en los resultados del análisis nodal, donde se determinó que se debe realizar un cambio de los cabezales de succión y descarga por un diámetro mayor para las bombas de transferencia de agua.

**2.7.5 Sistema de Almacenamiento.** Se recomienda la ampliación del sistema de tanques de almacenamiento de crudo y de agua esto debido a que los volúmenes que se manejan serán aumentados en 20.000 BIs por lo tanto se debe pasar de siete a once tanques de 5000 BIs, que serán para almacenamiento del crudo, agua y líneas de prueba, También se dispondrá de un tanque de 20.000 BIs, para medición y fiscalización después de finalizar todos los procesos de separación o tratamiento del fluido.

Para el almacenamiento de agua de inyección se adiciono un tanque de 5.000 BIs debido a que la producción de agua aumentará considerablemente debido a la relación de producción de agua que se maneja en la estación, la siguiente tabla representa las condiciones de operación para el re diseño.

**2.7.6 Sistema de Tratamiento de Agua.** Como se mencionó en el capítulo uno, al verificar la descripción actual del sistema, se especifican los componentes del sistema de tratamiento de agua incluyendo las piscinas de enfriamiento, el filtro de cascara de nuez, los tanques desnatador y de agua de formación, primero como en todos los sistemas se requiere ampliar el sistema, de para el Tanque Desnatador o Skim Tank de 20.000 Bls este reemplazara los dos tanques de 2000 Bls que se tienen actualmente y la ampliación del Tanque de Agua de Formación aumentando su capacidad en 10.000 Bls .

Tabla 35. Re Diseño del Tanque de Separación

Re Diseño del Tanque de Separación	
Presión de Operación	27 psi
Temperatura de Operación	170 °F
Tiempo de Retencion	420 min
Capacidad	20.000 Bls

Fuente: Aspen HYSYS

Tabla 36. Re Diseño de los Tanques de Almacenamiento

Re Diseño de los Tanques de Almacenamiento	
Presión de Operación	13,62 psi
Temperatura de Operación	150 °F
Capacidad	25.000 Bls

Fuente: Aspen HYSYS

Esto ayudara al manejo del agua que se estimara en las producciones con los caudales del rediseño, una vez el agua es separada en el tratador térmico continuando su proceso en el separador y pasa hacia el skim Tank en este tanque se separan los residuos de petróleo remanentes en el agua y además decanta los sólidos que fueron arrastrados por la corriente de fluido.

De igual manera en este sistema se sugiere la adición de una piscina de enfriamiento de igual tamaño, es decir 16.000 Bls, con el fin de aumentar el caudal tratado a 32.000 Bls de fluido teniendo en cuenta la piscina ya existente en este sistema.



## 5. SELECCIÓN DE TUBERIAS

Durante el proceso de rediseño de las facilidades de producción se realiza la selección de diámetros de tuberías y conexiones de tuberías más adecuadas para las condiciones finales de la facilidad y teniendo en cuenta condiciones tanto de entrada como de salida de cada uno de los sistemas y equipos que la componen, en este capítulo mediante el simulador FDA5's se realizara el diseño de las conexiones de tuberías y después de tener estas condiciones se procede a seleccionar el mecanismo más eficiente para cada conexión necesaria.

Se presenta el paso a paso para la selección de tuberías y un cuadro de especificaciones de cada una de las conexiones que se utilizaran, mencionando el número de la conexión, mecanismo de conexión, imagen referencia y especificaciones técnicas de la conexión.

### 5.1. SIMULADOR FDA5'S

FDA5's es un software que permite el diseño y análisis de sistemas de tuberías que incluye el código de diseño internacional, donde se puede especificar varios métodos de diseño que se van complementando mediante la inserción de datos y permite a los usuarios crear, modificar y revisar modelos de tuberías y estructuras con capacidad de análisis lineal y no-lineal en condiciones estáticas y dinámicas como temperatura, viento, olas, boyas, sísmico, cargas variables, juntas de expansión, válvulas, bridas y recipientes agujereados; componentes de tuberías; y agujeros flexibles.

“Ofrece una integración con los principales sistemas de CAD 3D como AutoPLANT, PlantSpace, Intergraphics PDS y Aveva PDMS. Análisis isométricos de tensión pueden ser fácilmente generados y personalizados de forma automática e inteligente”<sup>28</sup>

**5.1.1. Ventajas.** A continuación, se presentan las principales ventajas que puede tener el simulador.

- ✓ Análisis estático y dinámico
- ✓ Análisis intuitivo en la creación de modelos
- ✓ Visualización y carga de modelos de planta
- ✓ Fácil comprobación de errores
- ✓ Reportes caracterizados por los usuarios
- ✓ Análisis de viento, ondas, soporte de asentamientos y sísmicos
- ✓ diseño abierto - Mínima información requerida
- ✓ Códigos internacionales de tuberías
- ✓ Amplias bases de datos de materiales, acero, juntas de expansión y soportes

---

<sup>28</sup> Tomado de <http://www.wcompsys.co.uk/index.html> el 14 de Septiembre del 2018.

**5.1.2. Desventajas.** A continuación, se presentan las principales desventajas que puede tener el simulador.

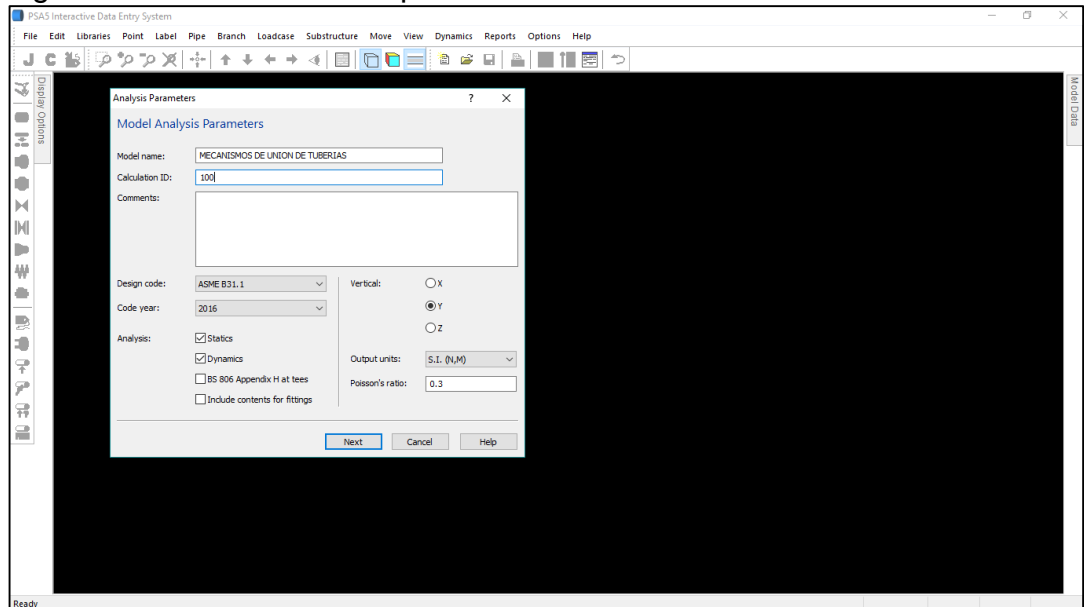
- ✓ El programa tiene un costo elevado, debido a su licencia.
- ✓ Saber usar en plenitud el software requiere mucho tiempo ya que hay infinidad de funciones, e incluso que son de poca aplicación, al ser muy específicas.
- ✓ Se requiere una computadora potente para trabajar con velocidad de procesamiento, y un espacio alto en el disco duro.

## 5.2. DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO DE LA SIMULACIÓN

A continuación, se realiza la descripción del desarrollo de la simulación para la selección de las uniones de tubería.

**5.2.1 Propiedades Iniciales.** Una vez se ingresa al software de FDA5's seleccionamos NEW MODEL para poder abrir una nueva interfaz de simulación, a continuación, se especifican una serie de parámetros y propiedades iniciales de esta manera se empiezan a caracterizar el diseño de las uniones de tubería, seleccionamos el código de diseño de tuberías ASME B31.3. bajo el código del año 2016.

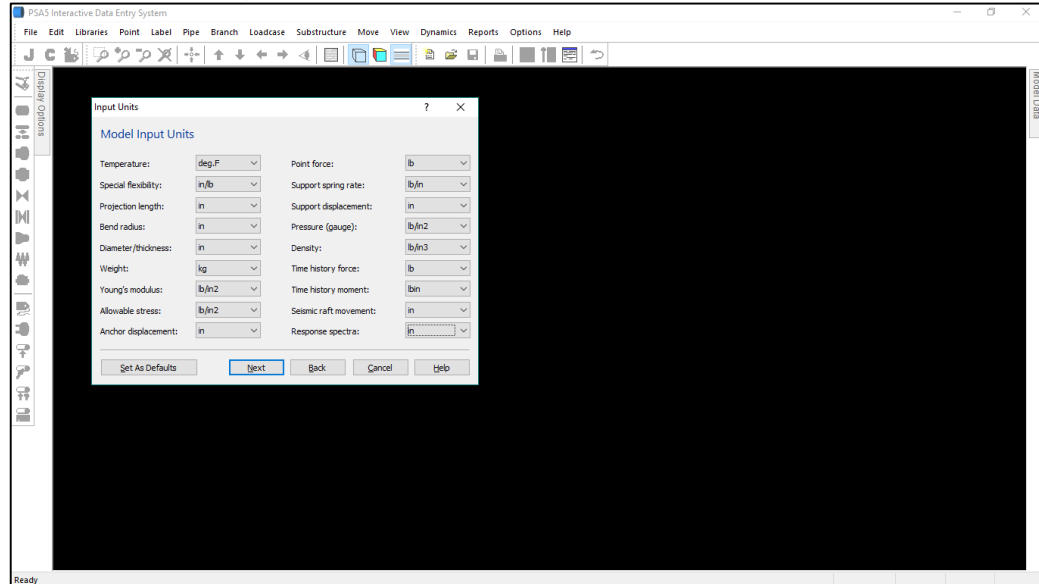
Figura 61. Selección de Propiedades Iniciales



Fuente: Software FDA5's

También es de gran importancia seleccionar las unidades que se van a manejar, por lo general, en la industria se manejan para presión PSI que en el simulador se podrá observar como lb/in<sup>2</sup>, casi todas las mediciones van en lb, psi o grados ft.

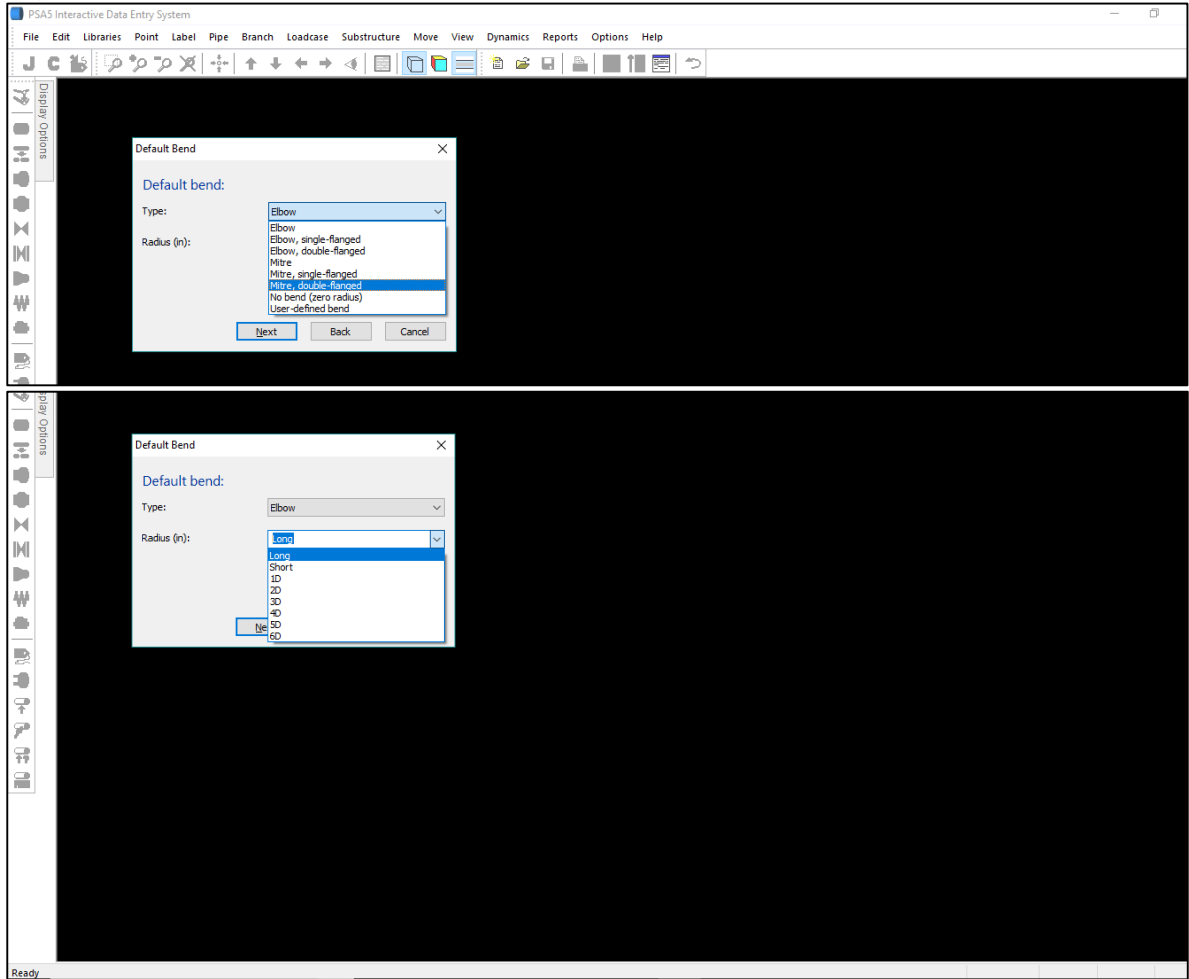
Figura 62. Configuración de Unidades



Fuente: Software FDA5's

**5.2.2 Selección de Conexiones.** Se debe caracterizar cada una de las uniones, conocer qué tipo de unión de tuberías de debe usar para cada una de las secciones, para ello se realiza la entrada manual de cada uno de estos elementos, dentro de los elementos seleccionados se encuentran codos, uniones en T, de igual manera al realizar la caracterización, se debe determinar las dimensiones de cada uno de ellos por tanto se tendrán que caracterizar varias veces cada elemento según las dimensiones de entrada o salida de cada uno de los sistemas.

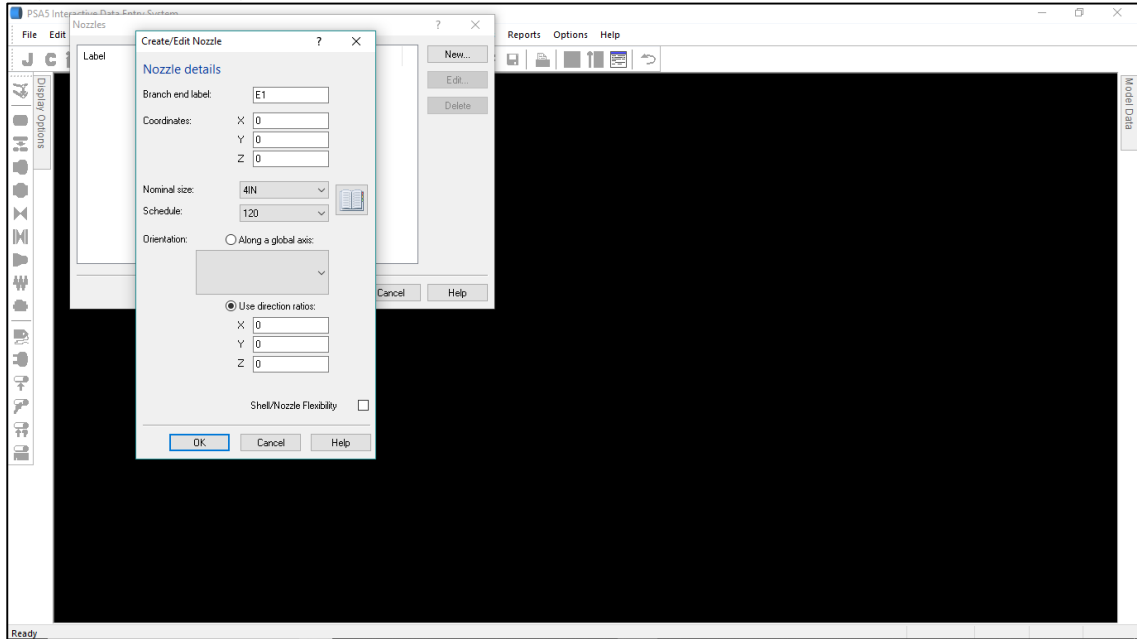
Figura 63. Caracterización de Conexiones



Fuente: Software FDA5's

**5.2.3 Configuración de Conexiones.** En el dimensionamiento de cada una de las conexiones se debe conocer la dirección en coordenadas X,Y,Z para poder realizar la configuración correcta de todo el sistema; los diámetros y el Schedule de cada una de las conexiones o tuberías que se vayan a implementar en la operación.

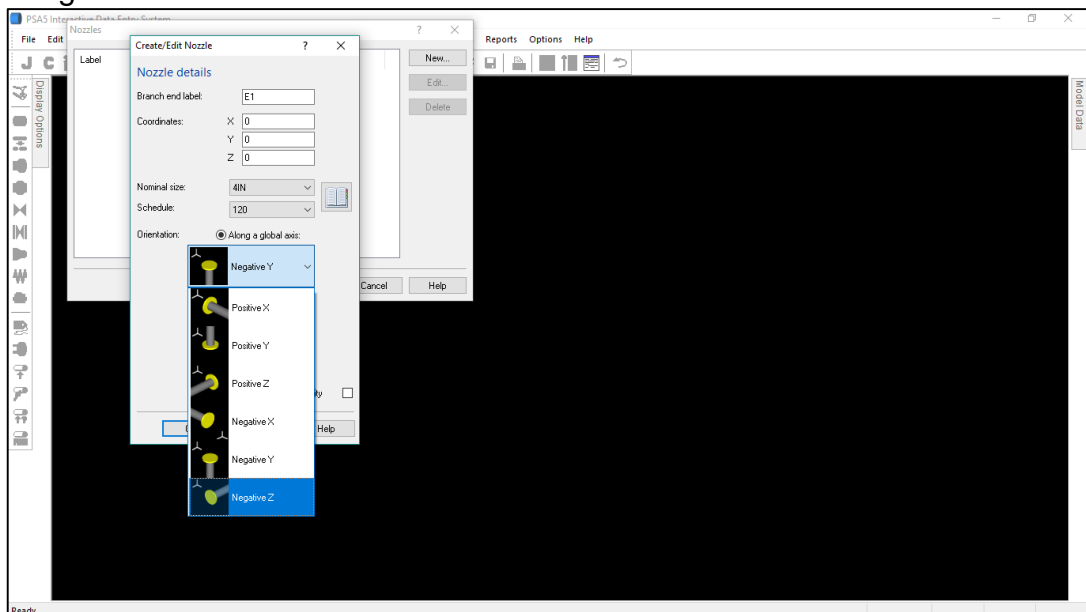
Figura 64. Configuración y dimensionamiento



Fuente: Software FDA5's

**5.2.4 Especificación de Orientación.** Las coordenadas no solamente son importantes para el diseño de las conexiones, se debe tener en cuenta desde que dirección se va a diseñar toda la facilidad de producción, para poder orientarlas para el vector correcto.

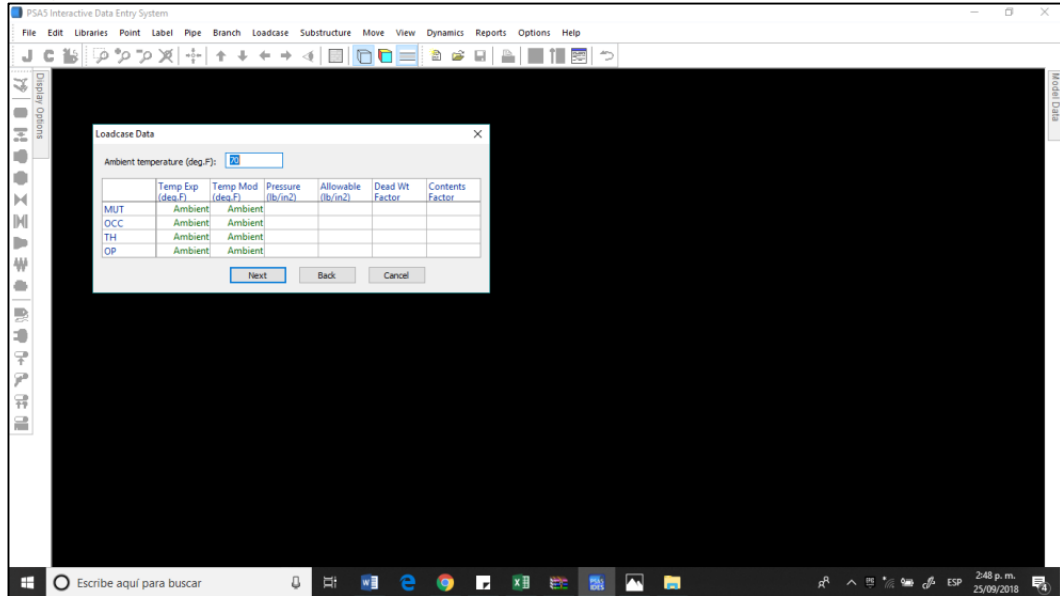
Figura 65. Selección de Orientación



Fuente: Software FDA5's

**5.2.5. Ingresar condiciones de Tuberías.** Para hacer una buena selección de tuberías se debe conocer la mayor cantidad de información, en esta sección se ingresan los datos de Presión, Temperatura ambiente, Temperatura interna, Cambio de presión admisible, entre otros datos.

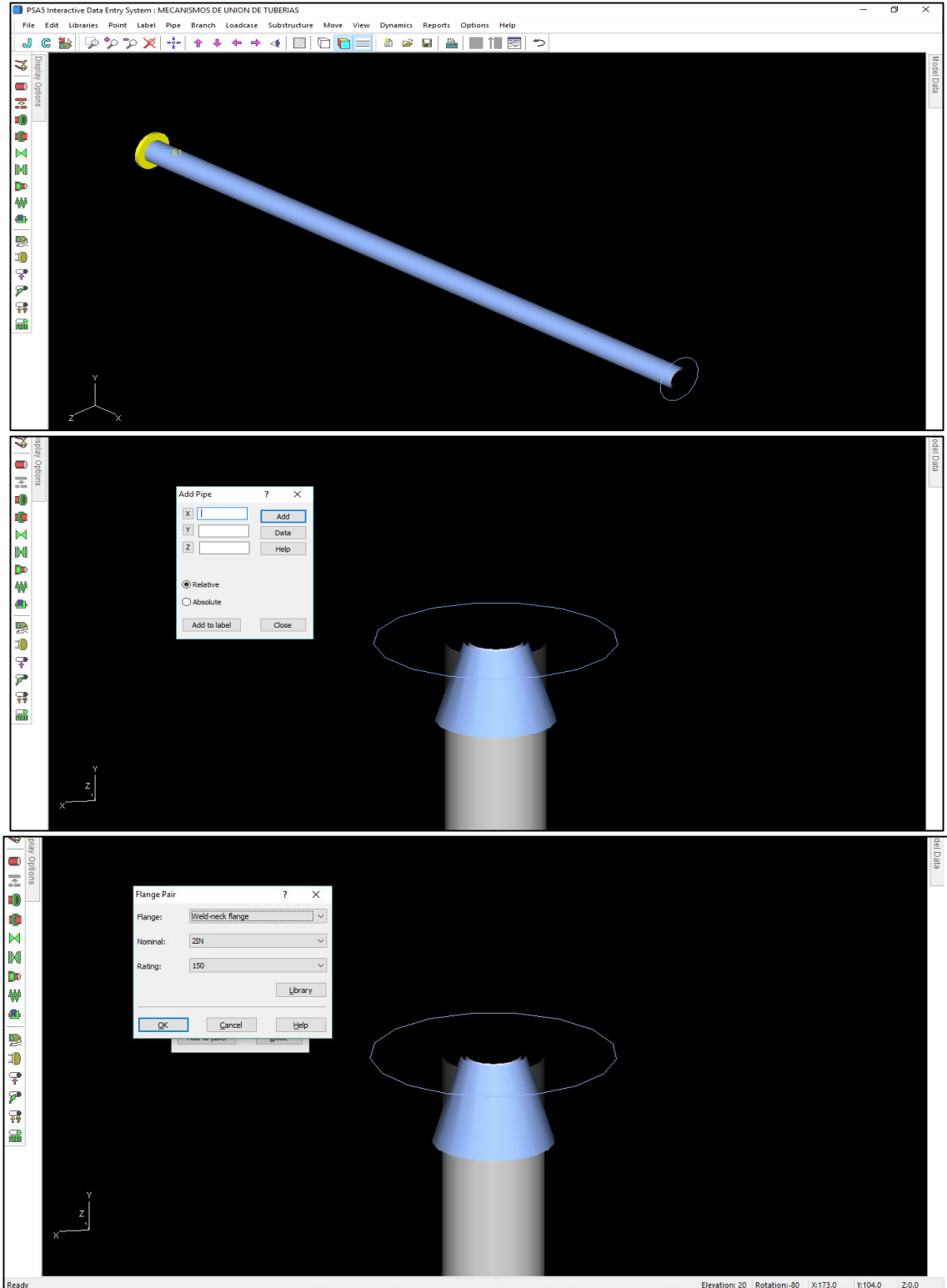
Figura 66. Condiciones de Selección



Fuente: Software FDA5's

**5.2.6. Construir Facilidad de Producción.** Se realiza la simulación de toda la facilidad con la selección de tuberías, con su longitud, diámetros, al realizar este proceso se debe especificar qué tipo de conexión se debe emplear, para que el sistema pueda indicar el mecanismo de conexión de tubería que se debe emplear.

Figura 67. Construcción de la simulación

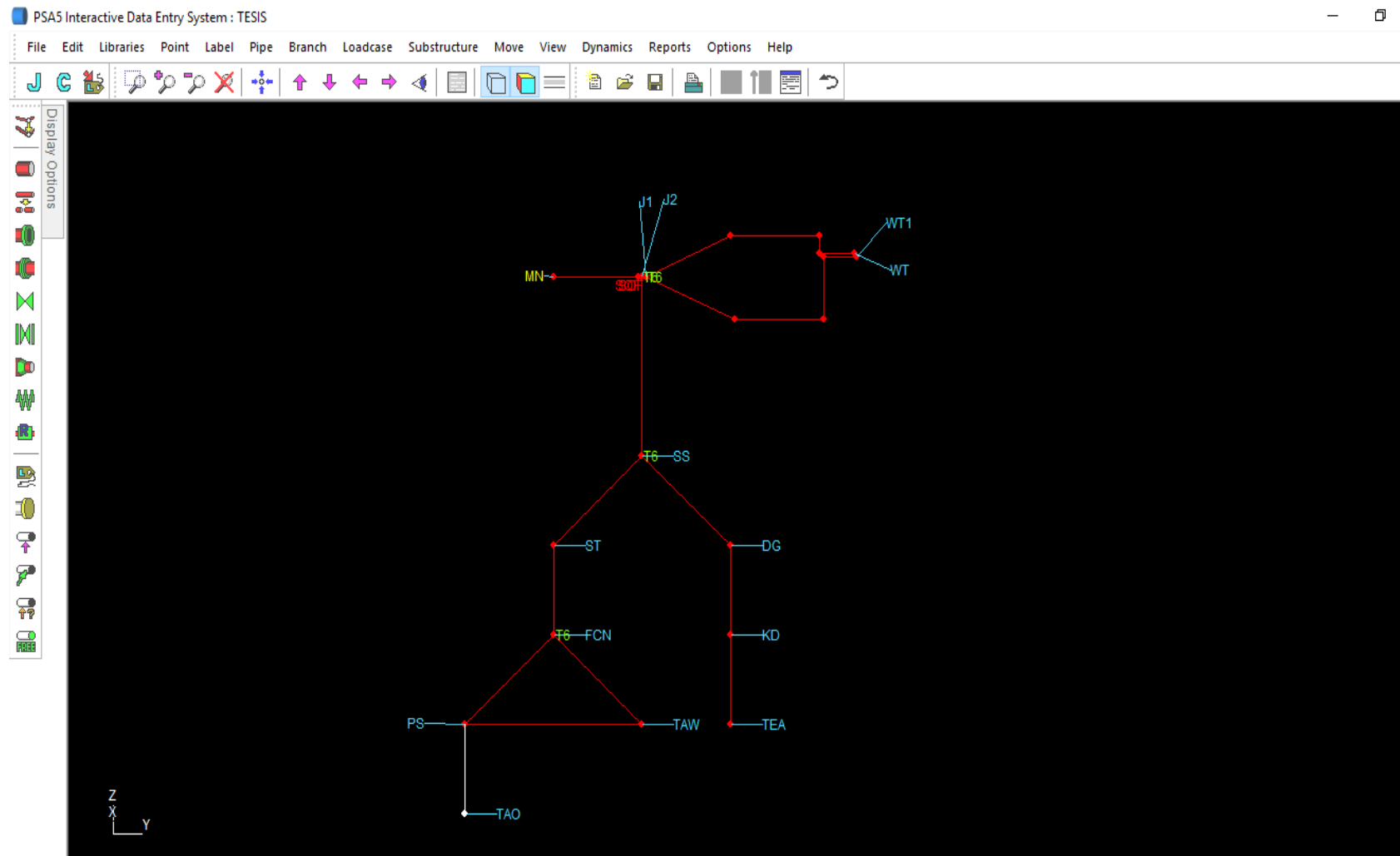


Fuente: Software FDA5's

**5.2.7. Simulación Final.** Después de ubicar cada una de las tuberías y las conexiones según las especificaciones que se obtienen del rediseño de las facilidades realizado en el capítulo anterior, el diseño final se muestra en la Figura 68.



Figura 68. Diseño final de Conexiones



Fuente: Software FDA5's

**5.2.3. RESULTADOS.** A continuación, se pueden observar las diferentes conexiones que deberían ser utilizadas para el rediseño de estas facilidades de producción, con sus especificaciones y el sistema de conexión de tuberías al cual pertenece.

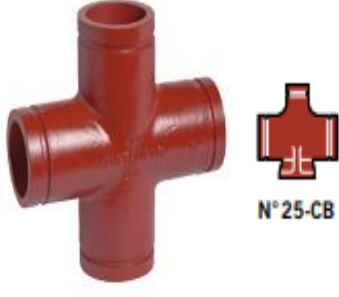




Tabla 37. Selección de Conexión de Tuberías.

N°	IMAGEN REFERENCIA	NOMBRE	ESPECIFICACIONES	MECANISMO
1		Niple adaptador de brida de cara plana ANSI Clase 300	Capacidades de presión de conexiones estándares acorde con los valores del acople instalado.  Todas las conexiones se suministran con ranuras o rebordes para una rápida instalación.  Conexiones disponibles desde ¾-24"   DN20-DN600.  Para tamaños AGS desde 14-60"   DN350-DN1500.	Conexiones Roscadas
2		Acople rígido AGS	Las cuñas de los segmentos del acople se insertan completamente en las ranuras AGS Victaulic para formar una unión rígida  Acople de hierro dúctil con revestimiento galvanizado  Tamaños de 14-24"   DN350-DN600  Presiones de hasta 700psi   4830kPa   48bar  Para tamaños de ranura original de 2-12"   DN50-DN300	Conexiones Bridadas
3		Conexiones AGS Conexión en "T"	Tamaños de 4-60"   DN350-DN1500  Las capacidades nominales de presión de las conexiones son equivalentes a la presión de trabajo máxima permitida de las uniones que se instalan con los acoples AGS Victaulic	Conexiones Victaulic
4		Adaptador AGS Vic-Flange	Diseñado para incorporar directamente componentes bridados con patrones de los orificios de pernos ANSI Clase 125-150  Tamaños de 4-24"   DN350-DN600  Presiones de hasta 300psi   2068kPa   21bar  Para tamaños de ranura original de 2-12"   DN50-DN300	Conexiones Victaulic

Tabla 37.. (Continuación)

5		<p>Válvula mariposa AGS Vic™-300</p>	<p>Ofrece una opción de fácil instalación a las engorrosas válvulas tipo disco y con orejas con múltiples pernos</p> <p>Tamaños de 4–24"   DN350–DN600</p> <p>Presiones de hasta 300psi   2068kPa   21bar</p> <p>Para tamaños de ranura original de 2–12"   DN50–DN300</p>	<p>Conexiones Victaulic</p>
6		<p>Brida Welding Neck ANSI/ASME B16.5 Class 150 lbs</p>	<p>Tamaños de 4–50"   DN350–DN1250</p> <p>Presiones de hasta 350psi   2413kPa   24bar</p>	<p>Conexiones Bridadas</p>
7		<p>Conexiones Derivación tipo "Y"</p>	<p>Proporciona cambio de dirección a sistemas de tuberías de extremo plano</p> <p>Conexión lista para instalar</p> <p>Compatible con el acople Roust A Bout Estilo 99</p> <p>La capacidad de presión de las conexiones es equivalente a la capacidad de presión del acople Victaulic instalado</p>	<p>Conexiones Soldadas</p>
8		<p>Acople de anillo de alta presión</p>	<p>Acople con doble perno para utilizar con tuberías de acero cédula 80 o de mayor espesor</p> <p>El acople se monta directamente en los anillos de sujeción (suministrados con el acople) soldados al diámetro exterior de la tubería</p> <p>Tamaños desde 4–10"   DN100–DN250</p> <p>Presiones de hasta 3000psi   20684kPa   206bar</p>	<p>Conexiones Victaulic</p>
9		<p>Acople de junta de expansión ESTILO 152A</p>	<p>Acople de diámetro grande para líneas de carbón pulverizado o caliza con 4° de capacidad de deflexión</p> <p>Tamaños de 10–30"   DN250–DN750, y 780mm</p> <p>Presiones de hasta 50psi   345kPa   3bar</p>	<p>Conexiones Bridadas</p>

Tabla 37.. (Continuación)

10		<p>Conexiones StrenghThin™ 100 "T" de soporte reducido</p>	<p>Suministradas con ranuras de radio rígido conforme a ANSI/AWWA C-606</p> <p>Conforme a ANSI 21.10/AWWA C-110 para dimensiones de centro a extremo y AWWA C-153 o ANSI 21.10/AWWA C-110 para espesor de pared</p> <p>Tamaños desde 3–36"   DN80–DN900</p>	<p>Conexiones Victaulic</p>
11		<p>Acople de transición de IPS a hierro dúctil ESTILO 307</p>	<p>Transición simple para conectar acero IPS de extremo ranurado a hierro dúctil de extremo ranurado</p> <p>Tamaños desde 3–12"   DN80–DN300</p> <p>Presiones de hasta 500psi   3447kPa   34bar</p>	<p>Conexiones Victaulic</p>
12		<p>Lateral de 45°</p>	<p>Codos de 1 ½D y 3D diseñados para admitir ¼"   6mm de revestimiento adicional, que permite prolongar hasta tres veces la vida útil en comparación con las conexiones estándares revestidas con goma</p>	<p>Conexiones Victaulic</p>
13		<p>Codo de radio largo de 45° de 1 ½D</p>	<p>Tamaños desde 3–12"   DN80–DN300</p> <p>Acoples flexibles Estilo XL77 para unir una tubería a una conexión</p>	<p>Conexiones Victaulic</p>
14		<p>Codo de 90°</p>	<p>Acoples flexibles Estilo XL79 para unir una conexión a una conexión</p>	<p>Conexiones Victaulic</p>

Fuente: Elaboración Propia

## **6. ANÁLISIS FINANCIERO**

Las facilidades de producción tipo para crudo mediano con una capacidad de operación de 35.000 barriles de fluido por día actualmente, la empresa CPP testing requiere el re diseño de esta facilidad debido a que uno de sus clientes comenzó un proceso de expansión debido a que uno de sus procesos de exploración han sido exitoso, y se desea aumentar la producción diaria 20.000 barriles de esta manera se quieren maximizar los ingresos tanto del cliente como de la operación de expansión de esta facilidad ya existente y en funcionamiento, debido a que las actuales facilidades tienen una ineficiencia con caudales mayores ya que están diseñadas con una capacidad máxima de 40.000 barriles por día.

Para ello es necesario realizar un análisis teniendo en cuenta el aumento de volúmenes, el escenario propuesto es de un aumento de 20.000 barriles datos brindados por la compañía actual, este se realizó mediante el software de simulación llamado ASPEN HYSYS V.8, en él se realizaron las corridas tanto del sistema actual, que permitió establecer la capacidad de tratamiento de fluido por día para cada uno de los equipos, a su vez se realizó la corrida teniendo en cuenta el caudal nuevo, en ellos se propuso la adición de equipos para ver la capacidad de cada uno de los sistemas (calentamiento, separación, bombeo, almacenamiento) haciendo énfasis en los altos volúmenes de agua que se producen en este yacimiento para los dos escenarios en los que se realizó la simulación.

Se debe tener en cuenta que se realizó una propuesta conceptual, proponiendo aumentos en las capacidades de los equipos, cambios de equipos o reacondicionamientos de los mismos, debido a que no se está diseñando detalladamente cada uno de los equipos.

Una evaluación financiera es de gran utilidad porque permite establecer la futura producción incremental y determinar si se puede recuperar la inversión necesaria para esta expansión del sistema se realizó mediante el indicador, Valor Presente Neto (VPN) y utilizando una tasa de interés de oportunidad del 9 % efectivo anual, se usó como unidad monetaria el dólar americano de sus siglas en inglés United States Dollar (USD) moneda nacional de los Estados Unidos de América con una conversión constantes.

El periodo analizado con plazo de 7 años que es el tiempo de contrato actual para CPP testing S.A.S. con su cliente, se hizo un análisis de los costos de operación, costo de inversión y un análisis de ingresos.

### **6.1 DEFINICIÓN DE PARÁMETROS ASOCIADOS A LA EVALUACIÓN FINANCIERA**

Con el fin de dar los resultados esperados en el aumento de la producción y el tratamiento dentro de las facilidades de los fluidos extraídos, se definirán las variables a considerar que se involucrarán en la evaluación financiera presentadas a continuación.

**6.1.1 Tiempo de evaluación.** Para la evaluación financiera de este proyecto se definió un tiempo de evaluación de cinco años, partiendo del año 2017 y terminando en el año 2021.

**6.1.2 Unidad monetaria.** Las cifras monetarias que se presentan a lo largo de este capítulo, inversiones, costos de operación e ingresos se encuentran en USD (United State Dollars) la cual es la moneda oficial de los Estados Unidos de América.

**6.1.3 Valor presente neto (VPN).** Es un procedimiento que consiste en evaluar una serie de flujos en efectivo llevándolos al presente, mediante el uso de un flujo de efectivos y una tasa de interés.

**6.1.4 Tasa de interés de oportunidad (TIO).** La tasa de interés de oportunidad (que se ve representada por TIO) es la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto, es utilizada como la tasa de interés en el cálculo del VPN.

**6.1.5 Tasa interna de retorno (TIR).** Mide la rentabilidad de una inversión y financieramente es la tasa a la cual son descontados los flujos de caja de forma tal que los ingresos y egresos sean iguales; desde el punto de vista matemático la TIR es la tasa a la cual el VPN se hace cero.

## 6.2. ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN

La inversión realizada para expandir el sistema se basa en la compra y construcción de los equipos, accesorios y demás que se requieran en el proceso, la inversión se conoce como CAPEX, “son inversiones de capital que crean beneficios”<sup>29</sup>, este se utiliza para adquirir o mejorar los activos fijos, para ello se establece una lista de proveedores, marcas, valores unitarios, valor con IVA, capacidad y otros parámetros de los equipos, tuberías, accesorios y demás; se proyectaran los valores al año 2025 basados en el IPC (Índice de precios al consumidor), “El IPC es un indicador que mide la variación de precios de una canasta de bienes y servicios representativos del consumo de los hogares del país. Los resultados son analizados por grupos, subgrupos y clases de gastos, gastos básicos y niveles de ingreso.”<sup>30</sup>

---

<sup>29</sup> DANE. Índice de precios al consumidor Recuperado de: <https://www.dane.gov.co/index.php/indices-de-precios-y-costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc>. el 17 de Julio de 2018.

<sup>30</sup>

CPP Testing S.A.S realiza sus presupuestos con este índice, debido a que él se tiene en cuenta el aumento en la inflación anual representativo en la industria para manejar las proyecciones del valor de productos y servicios, tal como se muestra en la Tabla 146 donde se encuentran las variaciones porcentuales del IPC.

Para realizar dicha inversión se debe tener en cuenta la inversión de instalación eléctrica, instrumental y obra civil de cada uno de los equipos.

**6.2.1 Proceso Actual.** Para la evaluación financiera en el proceso actual no existen costos de inversión debido a que no se contemplan la adquisición de nuevos equipos.

**6.2.2 Proceso Re-diseñado.** Para este rediseño se considera como inversión la adquisición o mejoramiento de los equipos actuales que posee la facilidad, se mostrarán tanto los costos de rediseño como de perforación de los pozos que permitirán el aumento de volúmenes esperados en el campo, en los valores se incluyen instalación, equipos, mano de obra e imprevistos, los imprevistos mostrados son calculados a partir de un valor estimado del 3% sobre el total del costo de los equipos y su instalación de acuerdo a experiencias anteriores que tiene CPP Testing en el desarrollo de proyectos de facilidades de producción con estos volúmenes, esta inversión se realiza en el periodo 0.

**6.2.2.1 Costos del rediseño conceptual de las facilidades de producción.** La inversión a capital será compartida por el cliente y CPP Testing S.A.S, dicha inversión se basa en la expansión del sistema y en las exploraciones exitosas, en donde fueron estudiados los casos mencionados y especificados anteriormente, los precios base de instrumentación, tubería, válvulas, accesorios, construcción, montaje electromecánico y supervisión son mencionados en la siguiente tabla:

Tabla 38. Equipos e Instalación requerida

Equipo	Capacidad del Equipo (Bls)	Cantidad	Valor Unitario (*)	(USD)
Pre Calentadores	15.000	2	150.000	300.000
Pre Calentadores	12.500	2	125.000	250.000
Tratador Termico	25.000	2	210.000	420.000
Skim Tank	20.000	1	520.000	520.000
Cash Tank	5.000	1	25.000	25.000
Piscina de Enfriamiento	16.000	1	20.000	20.000
Tanques almacenamiento crudo	5.000	7	31.500	220.500
Tanque almacenamiento crudo	10.000	2	42.000	84.000
Tanque almacenamiento agua	7.500	2	90.000	180.000
Tanque almacenamiento agua	10.000	2	115.000	230.000
Bombas	5.000	7	5.200	36.400
Válvulas de control		16	835	13.360
Tubería			70.000	70.000
<b>Costo compra de equipos</b>				2.369.260
Instalación Eléctrica			380.000	380.000
Obras Civiles			520.000	520.000
Instrumentación			70.000	70.000
<b>Costo de instalación</b>				970.000
<b>Costo total de inversión</b>				3.339.260

Fuente: CPP Testing S.A.S

**6.2.2.2 Costos de perforación.** Para poder realizar la expansión del sistema y aumentar la producción, se desarrolló un proceso de exploración que dio exitoso, por ello será necesario la perforación de un nuevos, para cumplir el escenario propuesto, se debe tener en cuenta costos como, servicios de perforación, obras civiles, movilización de equipos. Además de otros tales como condiciones contractuales de comunidades, seguridad, transporte, insumos e inversión social, la profundidad promedio es de 4.500 pies. Según CPP Testing S.A.S el costo promedio por pozo perforado es de 5'639.000 USD. En la Tabla 37 se desglosan los costes de perforación de un pozo.



Tabla 39. Costos asociados a la perforación de un pozo.

	USD
Obras civiles	1.690.000
Servicios de perforación	2.024.500
Material de perforación	1.652.000
Servicios profesionales	21.500
Otros (licencias ambientales, comunidad)	251.000
<b>Total costo de perforación por pozo</b>	<b>5.639.000</b>

Fuente: CPP Testing S.A.S

Cuenta con un porcentaje de agua del 70%, siendo 13000 la producción de crudo y 22000 la producción de agua. Con un total de tres pozos a perforar, distribuidos en un periodo total de cinco años.

A continuación, en la Tabla 38 se muestran los costos de inversión para el caso propuesto.

Tabla 40. Costos de Inversión

Periodo	Perforación			Rediseño	
	Costo por pozo (USD)	Numero de pozos	USD		USD
0				3'339.260	3'339.260
1	5'639.000	1	5'639.000		5'639.000
2	5'639.000		0		0
3	5'639.000	1	5'639.000		5'639.000
4	5'639.000		0		0
5	5'639.000	1	5'639.000		5'639.000

Fuente: CPP Testing S.A.S

**6.3. Análisis de Costos de Operación.**“OPEX, se refiere a los costos asociados con el mantenimiento de equipos y gastos de consumibles y otros gastos de funcionamiento necesarios para la producción y el funcionamiento del negocio o del sistema.”<sup>31</sup>

El análisis de ingresos se utiliza para verificar la viabilidad de cada proyecto, está relacionado con la **producción** a corto, mediano y largo plazo de un campo o de un pozo, para ello se deben tener en cuenta las regalías correspondientes, impuestos y consideran la fluctuación del precio de referencia del crudo WTI.

<sup>31</sup> TORO AGUDELO, Leonardo. Estudio Del Daño De Formación Para Diseñar La Estimulación En Los Pozos Productores De La Cuenca Del Putumayo Área Occidente. Monografía. Ingeniería De Petróleos: Fundación Universidad De América. Facultad De Ingeniería De Petróleos, 2010. Pág. 67

Como primera medida se debe tener en cuenta el aumento en la producción, se obtiene de la diferencia entre la proyección de la producción actual y la proyección total estimada contemplada para el año 2018, teniendo en cuenta que estos pronósticos pueden variar trimestral, semestral o anualmente, esta fue estimada mediante el simulador OFM (Oil field Manager) éste es un software de análisis de yacimiento y pozo que ayuda a mejorar la gerencia de producción y el seguimiento de las reservas con herramientas de pronósticos.

Por medio de la aplicación de la **Ecuación 23**. Se obtiene la producción incremental.

**Ecuación 26. Producción Incremental**

$$\text{Producción Incremental} = (\text{producción estimada} - \text{producción base}) * 365$$

Fuente: TORO AGUDELO, Leonardo. Estudio Del Daño De Formación Para Diseñar La Estimulación En Los Pozos Productores De La Cuenca Del Putumayo Área Occidente. Monografía. Ingeniería De Petróleos: Fundación Universidad De América. Facultad De Ingeniería De Petróleos, 2010. Pág. 67

En la Tabla 40. Se muestra la producción incremental en el escenario propuesto, los valores de la producción incremental se calculan en base a la producción estimada otorgada por el departamento de geociencias.

**Tabla 41. Pronóstico de Producción Incremental**

Periodo	Producción Base (Bls/año)	Pronostico de producción (Bls/año)	Producción Incremental (Bls/año)
1	1'528.800	1'884.312	355.512
2	1'528.800	2'363.375	834.575
3	1'528.800	2'906.312	1'377.512
4	1'528.800	3'417.312	1'888.512
5	1'528.800	3'992.187	2'463.387

**Fuente:** CPP Testing S.A.S. Departamento de Producción

En la Tabla 41 se muestra una proyección de los costos de producción por barril, para el periodo de la evaluación financiera.

Tabla 42. Lifting Cost proyectado

<b>Periodo (años)</b>	<b>Lifting Cost (USD)</b>
1	12,5
2	13,5
3	14,5
4	15,5
5	16,5

**Fuente:** CPP Testing S.A.S.  
Departamento de Producción

En la Tabla 42. Se observa el costo total de producción para cada uno de los periodos, teniendo como valores referenciales la producción incremental y multiplicándolo por el precio de producción por barril.

Tabla 43. Costos de Producción

<b>Periodo (años)</b>	<b>Lifting Cost (USD)</b>	<b>Producción Incremental (Bls/año)</b>	<b>Costo de Producción Total (USD)</b>
1	12,5	355.512	4'443.906
2	13,5	834.575	11'266.762
3	14,5	1'377.512	19'973.931
4	15,5	1'888.512	29'271.943
5	16,5	2'463.387	40'645.893

Fuente: Elaboración Propia.

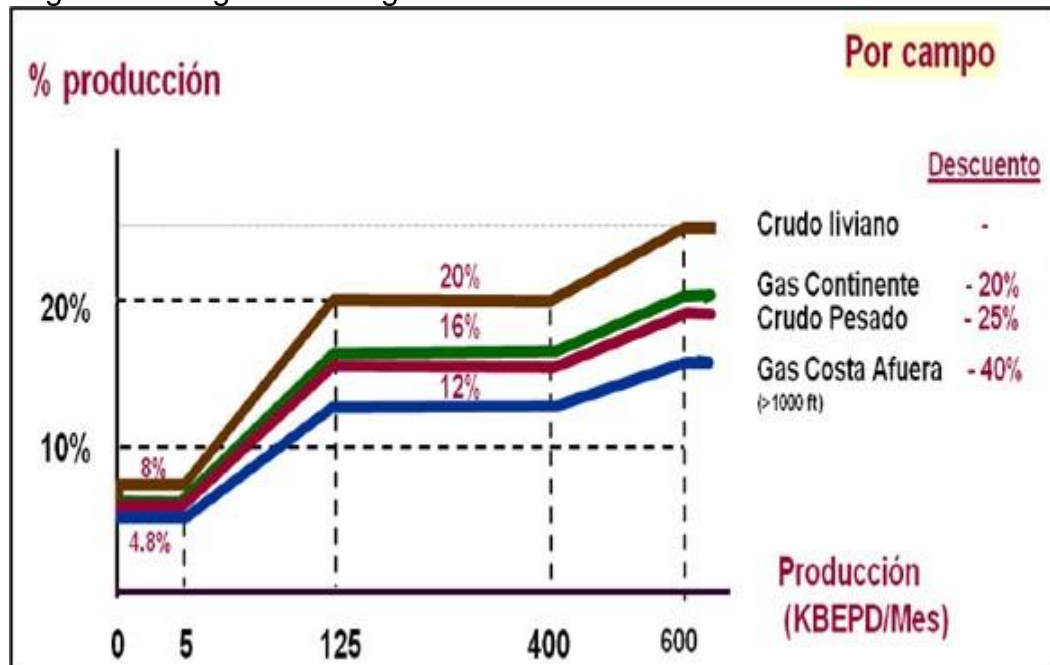
El descuento por regalías asociadas a la producción se deben tener en cuenta en los costos, el Artículo 360 de la Constitución Nacional establece que las regalías “Los departamentos y municipios en cuyo territorio se adelanten explotaciones de recursos naturales no renovables, así como los puertos marítimos y fluviales por donde se transporten dichos recursos o productos derivados de los mismos, tendrán derecho a participar en las regalías y compensaciones”<sup>32</sup>, según la ANH “Las regalías son la contraprestación económica a favor del Estado por la explotación de recursos no renovables, como petróleo y gas, que se le otorgan a departamentos y municipios en cuyo territorio se adelantan explotaciones, y a los puertos por donde

<sup>32</sup> CONSTITUCIÓN NACIONAL DE COLOMBIA. [En línea]. Disponible en Internet en: <http://colombia.justia.com/nacionales/constitucion-politica-de-colombia/titulo-xii/capitulo-4/#articulo-360>; Consultado en agosto de 2018.

se transportan dichos recursos”<sup>33</sup>. Las regalías son calculadas según la ley 756 de 2002.

En la Figura 61. Se muestra el valor de las regalías que se calculan según la producción de petróleo y del tipo de crudo que sea extraído.

Figura 69. Régimen de regalías escalonadas



**Fuente:** FLOREZ. William. “Visión General de la Economía Nacional de Hidrocarburos”, Material gráfico y proyectable. Bogotá. 2017. Segundo semestre. d. 9.

Debido a la producción de petróleo es aproximadamente de 20.000 Bls/día en donde la producción de crudo aumenta y sobrepasa los 5.000 barriles de petróleo, se debe usar **Ecuación 24**.

Ecuación 27. Regalías mayores a 5.000 Bls.

$$\% = 8 + (Q - 5)KBPD \times 0,1$$

**Fuente:** CONGRESO DE COLOMBIA. Ley 756 de 2002. Disponible en: <https://www.sgr.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=68y2-RNV46g%3D&tabid=103>. Consultado en: 6 de Septiembre de 2018.

<sup>33</sup> ANH Agencia Nacional de Hidrocarburos Colombia. [En línea]. Disponible en Internet en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Regalias/Paginas/default.aspx>; Consultado septiembre 2018.

Dónde:

Q= Pronostico de producción (BOPD)

Esta ecuación será utilizada para determinar el porcentaje de regalías en cada uno de los periodos a estudiar.

Tabla 44. Porcentaje de Regalías aplicado por periodo

<b>Periodo</b>	<b>% Regalias</b>
1	8,09
2	8,24
3	8,41
4	8,57
5	8,75

Fuente: Elaboración Propia.

Otro descuento que debe ser aplicado es el impuesto de renta, según el Artículo 240 del Estatuto Tributario Nacional, “Tarifa para sociedades nacionales y extranjeras”, la tarifa única sobre la renta gravable de las sociedades anónimas, las sociedades limitadas y de los demás entes asimilados a unas y otras, es del 33%. Así mismo se debe cancelar impuesto para la equidad o impuesto del CREE, el cual fue creado por la Ley 1607 de 2012 y tiene un porcentaje de acuerdo a la actividad económica de cada empresa. Según la tabla de actividades económicas de Asopagos S.A.<sup>34</sup> en la cual registra la actividad económica 0610 como “Extracción de Petróleo crudo”, la base gravable de este impuesto es del 1,6% sobre los ingresos de la producción como se verifica en la Tabla 43.

---

<sup>34</sup>ASOPAGOS S.A. Tabla de actividades económicas. 2014. [En línea]. Disponible en: <http://www.enlacepb.com/interSSI/ServletPrincipal?proceso=actividades&comando=verActividades> PRE Consultado en Julio de 2014.

Tabla 45 Porcentaje impuesto CREE según actividad económica.

<b>Código actividad económica</b>	<b>Nombre actividad económica</b>	<b>Tarifa de autorretención aplicable sobre todos los pagos</b>
0111	Cultivo de cereales (excepto arroz), legumbres y semillas oleaginosas	0,40%
0112	Cultivo de arroz	0,40%
0113	Cultivo de hortalizas, raíces y tubérculos	0,40%
0114	Cultivo de tabaco	0,40%
0115	Cultivo de plantas textiles	0,40%
0119	Otros cultivos transitorios n.c.p.	0,40%
0121	Cultivo de frutas tropicales y subtropicales	0,40%
0122	Cultivo de plátano y banano	0,40%
0123	Cultivo de café	0,40%
0124	Cultivo de caña de azúcar	0,40%
0125	Cultivo de flor de corte	0,40%
0126	Cultivo de palma para aceite (palma africana) y otros frutos oleaginosos	0,40%
0127	Cultivo de plantas con las que se preparan bebidas	0,40%
0128	Cultivo de especias y de plantas aromáticas y medicinales	0,40%
0129	Otros cultivos permanentes n.c.p.	0,40%
0130	Propagación de plantas (actividades de los viveros, excepto viveros forestales)	0,40%
0141	Cría de ganado bovino y bufalino	0,40%
0142	Cría de caballos y otros equinos	0,40%
0143	Cría de ovejas y cabras	0,40%
0144	Cría de ganado porcino	0,40%
0145	Cría de aves de corral	0,40%
0149	Cría de otros animales n.c.p.	0,40%
0150	Explotación mixta (agrícola y pecuaria)	0,40%
0161	Actividades de apoyo a la agricultura	0,40%
0162	Actividades de apoyo a la ganadería	0,40%
0163	Actividades posteriores a la cosecha	0,40%
0164	Tratamiento de semillas para propagación	0,40%
0170	Caza ordinaria y mediante trampas y actividades de servicios conexas	0,40%
0210	Silvicultura y otras actividades forestales	0,40%
0220	Extracción de madera	0,40%
0230	Recolección de productos forestales diferentes a la madera	0,40%
0240	Servicios de apoyo a la silvicultura	0,40%
0311	Pesca marítima	0,40%
0312	Pesca de agua dulce	0,40%
0321	Acuicultura marítima	0,40%
0322	Acuicultura de agua dulce	0,40%
0510	Extracción de hulla (carbón de piedra)	1,60%
0520	Extracción de carbón lignito	1,60%
0610	Extracción de petróleo crudo	1,60%
0620	Extracción de gas natural	1,60%

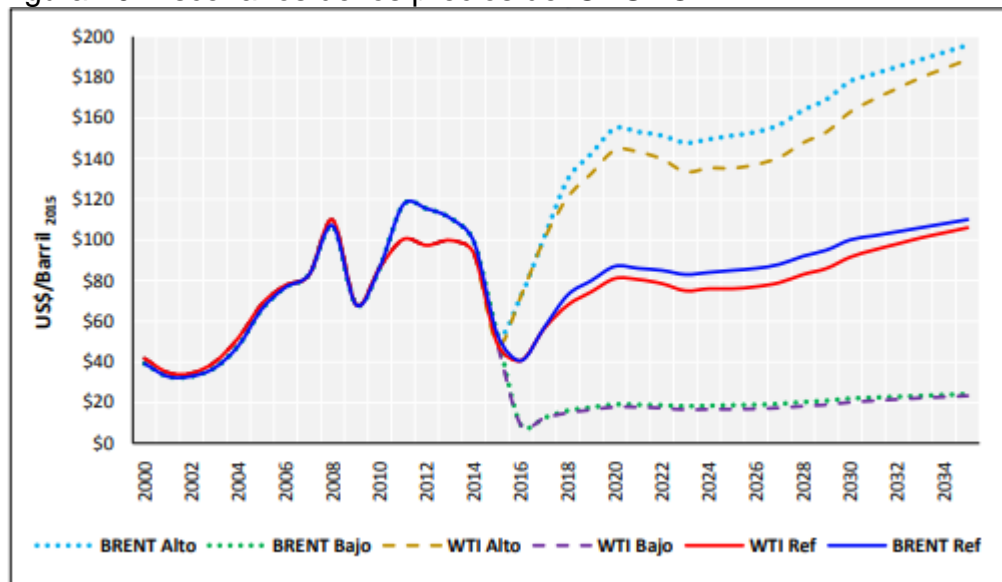
Fuente. MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO. Decreto 14 de 2014.

Recuperado

<http://www.minhacienda.gov.co/portal/page/portal/HomeMinhacienda/elministerio/NormativaMinhacienda/2014/DECRETO%20014%20DEL%2009%20DE%20ENERO%20DE%202014.pdf> EL en Julio de 2018.ta

**6.4. Análisis de Ingresos.** Para realizar la evaluación se tuvo en cuenta el precio del crudo teniendo como base las proyecciones anuales que se muestran en la Figura 61. También se tienen en cuenta los descuentos de calidad de -5.40 USD/Bbl a partir de un análisis Assay que se encarga de caracterizar el crudo basándose en la solubilidad de sus compuestos fraccionados, otro indicador a tener en cuenta es el precio de transporte del crudo que es por oleoducto con un costo de 4.2 USD/Bbl.

Figura 70. Escenarios de los precios del CRUDO



Fuente: Wood Mackenzie.

Considerando todos los ajustes pertinentes se tiene la tabla 38. El precio del crudo ajustado.

Tabla 46. Precio del crudo ajustado.

Año	WTI (USD/Bbl)	Ajuste de Calidad (USD/Bbl)	Transporte (USD/Bbl)	Precio de Venta (USD)
2017	75,2	5,4	4,2	65,6
2018	77,84	5,4	4,2	68,24
2019	79,28	5,4	4,2	69,68
2020	82,45	5,4	4,2	72,85
2021	84,28	5,4	4,2	74,68

Fuente: Elaboración Propia.

Para determinar los ingresos, se calcula la producción incremental y se multiplica por el precio de venta ajustado y proyectados al tiempo de estudio utilizando el valor obtenido de la ecuación 23,

Ecuación 28. Total Ingresos

$$\text{Total Ingresos (USD)} = \text{Producción Incremental} \times \text{Precio de Venta}$$

**Fuente:** CONGRESO DE COLOMBIA. Ley 756 de 2002. Disponible en: <https://www.sgr.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=68y2-RNV46g%3D&tabid=103>. Consultado en: 6 de Septiembre de 2018.

Aplicada en la ecuación 24. Por cada periodo a estudiar se obtiene la Tabla 43. Donde se observan el total de ingresos en un periodo determinado a este valor se le deben descontar el valor de producción por cada barril.

Tabla 47. Total de ingresos sin regalías

Año	Periodo	Producción Base (Bls/año)	Estimado de Producción (Bls/año)	Producción Incremental (Bls/año)	Precio de Venta (USD)	Total de Ingresos
2018	1	1'528.800	1'884.312	355.512	65,6	23.321.587
2019	2	1'528.800	2'363.375	834.575	68,24	56.951.398
2020	3	1'528.800	2'906.312	1.377.512	69,68	95.985.036
2021	4	1'528.800	3'417.312	1.888.512	72,85	137.578.099
2022	5	1'528.800	3'992.187	2.463.387	74,68	183.965.741

Fuente: Elaboración Propia.

La tabla 46 muestran el total de los ingresos, dados por la producción neta una vez descontadas las regalías correspondientes a cada uno de los ingresos.

Tabla 48. Ingresos Totales Anuales con Regalías

Periodo	Producción Incremental	% Regalías	Producción Neta	Precio de Venta (USD)	Total de Ingresos
1	355.512	28.761	326.751	65,60	21.434.871
2	834.575	68.769	765.806	68,24	52.258.603
3	1.377.512	115.849	1.261.663	69,68	87.912.695
4	1.888.512	161.845	1.726.667	72,85	125.787.656
5	2.463.387	215.546	2.247.841	74,68	167.868.739

Fuente: Elaboración Propia.



## 6.5. Evaluación Financiera

Para el escenario propuesto de aumento de caudal y su respectivo rediseño de ingeniería conceptual básica, se determinó la viabilidad financiera por medio del Valor Presente Neto (VPN) con una tasa de oportunidad del 9% efectivo anual, suministrada por CPP Testing S.A.S para la evaluación de sus proyectos.

“El Valor Presente Neto en un proyecto de inversión es el equivalente en pesos actuales de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen un proyecto”<sup>35</sup>, el valor presente neto es representado matemáticamente por la Ecuación 26.

Ecuación 29. Valor Presente Neto (VPN).

$$VPN(i) = \sum F_n (1+i)^{-n}$$

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Fondo Educativo Panamericano. 2005. p. 197.

Dónde:

- ✓ VPN = Valor Presente Neto del flujo de caja realizado.
- ✓  $i$  = Tasa a la cual son descontados los flujos de caja.
- ✓  $F$  = Valor de flujo de caja en un determinado periodo.
- ✓  $n$  = Número de periodos existentes entre el periodo descontado y el presente.

Las consideraciones que se tienen en cuenta a la hora de evaluar este indicador son las siguientes.

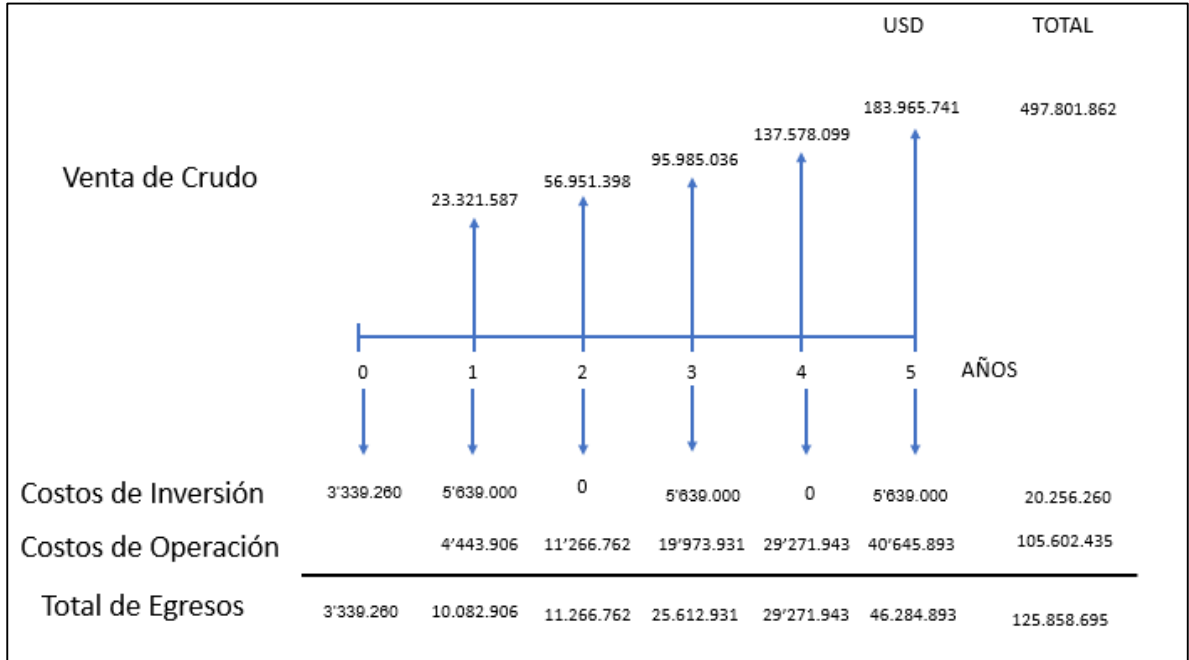
- ✓ Si el  $VPN > 0$  el proyecto es bueno porque, en la unidad monetaria de hoy, los ingresos son mayores que los egresos. El proyecto es atractivo y rentable.
- ✓ Si el  $VPN < 0$  el proyecto no debe realizarse porque, en la unidad monetaria de hoy los ingresos son menores que los egresos. El proyecto no resulta rentable.
- ✓ Si el  $VPN = 0$  el proyecto es indiferente para el inversionista porque, los ingresos serán iguales a los egresos.

En las Figuras 72 se muestran los flujos de caja de efectivo, en las Figuras 73 se presentan los flujos de caja neto y VPN para cada uno de los escenarios propuestos.

---

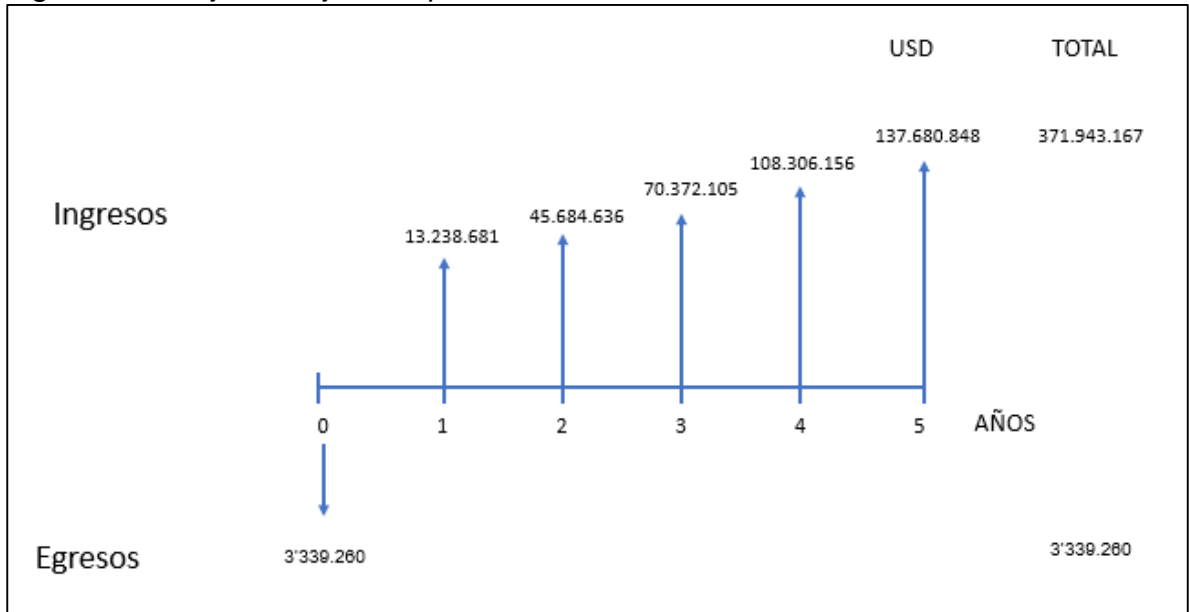
<sup>35</sup> BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Fondo Educativo Panamericano. 2005. p. 197.

Figura 71. Flujo de caja



Fuente: Elaboración Propia.

Figura 72. Flujo de caja neto producción



Fuente: Elaboración Propia.

A continuación, se presenta el cálculo de VPN con una producción de 55,000 BFPD.

Ecuación 30. Resultados VPN

$$VPN(0.09) = -3.339.260 + \frac{10.082.906}{(1 + 0.09)^1} + \frac{11.266.762}{(1 + 0.09)^2} + \frac{25.612.931}{(1 + 0.09)^3} + \frac{29.271.943}{(1 + 0.09)^4} + \frac{46.284.893}{(1 + 0.09)^5}$$

Fuente: Elaboración Propia.

Ecuación 31. Resultados VPN

$$VPN(0.09) = 85.990.990 \text{ USD}$$

Fuente: Elaboración Propia.

## 6.6 Conclusión Financiera

Desde el punto de vista financiero la mejor opción a implementar por la compañía para el desarrollo es el escenario de producción de 55.000 BFPD, que, durante el periodo evaluado de cinco años, le representará una ganancia extraordinaria de 85.990.990 USD a dólares de hoy, adicional a la tasa de interés de oportunidad. No obstante, cabe mencionar que el proyecto es atractivo y rentable aun si la producción estimada no sea la esperada, pero en este caso se registra una ganancia extraordinaria superior del 21,78% con referencia al escenario donde no se utiliza conexiones tipo Victaulic.

## CONCLUSIONES

- ✓ El rediseño de las facilidades de producción para cada uno de los escenarios evaluados aporta rentabilidad económica para CPP TESTING S.A.S. por un incremento de producción de crudo con respecto al caudal actual.
- ✓ El agua de producción y agua de formación presentan características fisicoquímicas muy similares, las cuales se clasifican en: cloruradabicarbonatada sódica (Na-HCO<sub>3</sub>-Cl), siendo estas de tipo dulce y con tendencia a reactividad por intercambio catiónico.
- ✓ Los fluidos se caracterizan por su alta precipitación de parafinas, generado el requerimiento de continuos tratamientos químicos orgánicos. Las precipitaciones de las parafinas, según los estudios composicionales, muestra temperaturas de precipitación entre los 105 y 110°F, las cuales están muy cercanas a la temperatura del yacimiento (111°F), haciéndose evidente el requerimiento de tecnologías térmicas para el calentamiento de los fluidos en la línea de producción, logrando disminuir el consumo y demanda de productos químicos orgánicos.
- ✓ Las presiones estáticas y de fondo fluyente se encuentran por debajo de la actual presión de burbuja del yacimiento (1130 psi) ocasionando el aumento progresivo de la Relación Gas Petróleo de los pozos y por ende de la producción de gas generada a diario.
- ✓ Los tratamientos orgánicos utilizados para el control de parafinas pueden generar afectación de algunos componentes internos de los sistemas de levantamiento artificial (BES, BCP) que pueden ocasionar la reducción de la vida útil de estos equipos. La inyección de dispersantes de parafinas de baja concentración, la dilución de tratamientos químicos con petróleo producido de los pozos, el adecuado estudio y formulación de los componentes elastoméricos de los equipos de bombeo y la determinación de la adecuada formulación de la concentración de los productos orgánicos con bajo impacto sobre la vida útil de los equipos de bombeo.
- ✓ El análisis nodal realizado en el sistema actual logro establecer que las líneas de flujo cumplen con los criterios establecidos de presión máxima de 36,06 psig. Además, se tiene en cuenta que la velocidad de flujo es de 13, 01 Ft/seg que no representa un valor crítico para el sistema.
- ✓ Los equipos de tratamiento de agua se diseñaron con un sobredimensionamiento del 28%, ya que hay un aumento notorio en el corte de agua originado por las características del yacimiento, estos equipos puedan satisfacer la demanda para el tratamiento del agua en cualquier momento.

- ✓ A partir de la composición de los fluidos, se estableció que después del tratamiento propuesto se cumple con todas las especificaciones requeridas por CPP TESTING S.A.S. para la fiscalización de cada una de las sustancias.
- ✓ Se concluye que siguiendo los parámetros aquí propuestos para el tratamiento de los fluidos permite mitigar los daños ambientales, sanciones económicas y seguridad dentro del Campo ocasionados por la quema del gas y vertimiento de agua.
- ✓ En el rediseño realizado se emplea el sistema de conexión de tuberías victaulic en el 65% de las conexiones de todo el sistema reduciendo los porcentajes de otros sistemas como las roscadas y soldadas a un 7%.
- ✓ El tiempo de instalación se reduce en un 38 % para instalaciones nuevas mientras que para realizar acciones de acondicionamientos o ampliaciones e tiempo se reduciría en un 60 a 70% dado las pocas conexiones soldadas que se implementaran.
- ✓ El uso de conexiones de tubería victaulic conlleva un aumento de los ingresos pronosticados en un periodo de 5 años, esto debido a que el costo por unidad se reduce, el tiempo de instalación y mano de obra, sumado al aumento de caudal pronosticado nos indicara que los ingresos subirán un 21% teniendo en cuenta las etapas de mantenimientos y futuros proyectos.

## RECOMENDACIONES

- ✓ Implementar las propuestas realizadas este proyecto, ya que durante su desarrollo se evidenció que generará un aumento en la capacidad de manejo de la producción, siendo beneficioso para la compañía.
- ✓ Realizar un diagnóstico del estado y funcionamiento actual del sistema de agua, crudo y gas para las facilidades de producción tipo para crudo liviano y pesado.
- ✓ Realizar un rediseño del sistema de agua, crudo y gas que implique el cambio de la disposición de las aguas y gas incluyendo su posible utilización como gas combustible para el sistema de generación de vapor.
- ✓ Ampliar la zona de generación eléctrica, adicionando un nuevo generador eléctrico, que logre satisfacer la nueva demanda de energía del campo, requerida por los nuevos equipos y futuros pozos si se desea implementar el mismo método de producción.
- ✓ Redimensionar las líneas de flujo existentes para ampliar la capacidad de producción de las estaciones.
- ✓ Realizar un balance de masa y energía del campo, teniendo en cuenta los pozos a perforar en cada uno de los escenarios, con el fin de establecer valores de producción más acertados a los estimados por la empresa.
- ✓ Realizar un re-diseño de los sistemas para las facilidades de producción tipo para crudo liviano y pesado.
- ✓ Realizar un balance de masa y energía para tres caudales altos y tres caudales altos por encima y por debajo de los evaluados en el proyecto.

## BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. [Citado 1 Septiembre 2018]. [En línea: <[http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-participaciones/Regalias/Paginas/default.aspx](http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-participaciones/Regalias/Paginas/default.aspx;);>]

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API recommended practice 14 E. Fifth Edition. 1991. 215 p.

ARNOLD, Ken y STEWAR, Maurice. Surface Productions Operations, Design of oil handling systems and facilities. 2008. 150 p.

BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Valor presente Neto. Capítulo 9. Fondo Educativo Panamericano. Octava Edición, 197 p.

BANZER, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. 1996. 170 p.

CARRILLO, Santiago y YUNDA, Marco. Redimensionamiento de las facilidades del Campo V.H.R. 2008. 180 p.

ECOPETROL. El petróleo y su mundo. [Citado 12 Septiembre de 2018]. [En Línea: <http://www.ecopetrol.com/especiales/elpetroleoysumundo/sumundo2.html>.>]  
FLOREZ, William. "Visión general de la economía". Material gráfico y proyectable. Bogotá. 2013. 50 diapositivas.

GEOLOGY. Geological terms beginning with A. [Citado 27 Agosto de 2015]. [En Línea: <http://geology/dictionary/glossary-a.shtml>].

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y DE CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El instituto, 2008. 110 p.

----- . Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 4490. Bogotá: El Instituto, 1998, 12 p.

----- . Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 5613. Bogotá: El Instituto, 1998. 8 p.

ORTÍZ, Sandra y ZABALA, Walter. Diseño de las principales facilidades de superficie para la deshidratación del crudo proveniente de la Formación San Fernando. 2009. 160 p

ORTÍZ, William. Diseño de una planta de tratamiento de agua de producción en un campo de la Cuenca del Valle Medio de Magdalena. 2013. 210 p.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. 2009. 200 p.

PORTA, J. Léxico estratigráfico. 1974. 111 p.

ROMERO, Jairo. Acuíquímica. Primera Edición. Bogotá. Corcas Editores. 1996. 120 p.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [Citado 9 septiembre de 2018]. [En línea: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/>>.]