

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

“ESTUDIO DE LA EFICIENCIA DE LOS SEPARADORES DE PETRÓLEO DE LAS ESTACIONES DE PRODUCCIÓN SECOYA Y PICHINCHA DEL CAMPO LIBERTADOR”

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN PETRÓLEOS

JORGE LUIS ESPÍN BAUTISTA

jorgluis_eb@hotmail.com

LUIS PATRICIO CONSTANTE GAMBOA

luispatricio1987@hotmail.com

DIRECTOR: ING. JOSÉ CEPEDA MSC.

pepecepe2004@yahoo.com

Quito, Enero 2011

DECLARACIÓN

Nosotros, Constante Gamboa Luis Patricio, Espín Bautista Jorge Luis, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

JORGE ESPÍN B.

LUIS CONSTANTE G.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Constante Gamboa Luis Patricio y Espín Bautista Jorge Luis, bajo mi dirección.

MSC. JOSÉ CEPEDA V.

DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Primero que nada a Dios por la vida y por todo lo que me ha dado.

A mis padres y familiares, por estar siempre a mi lado en los buenos y malos momentos, brindándome su cariño y comprensión.

A mis compañeros y amigos, valiosas personas que he encontrado en esta etapa de mi vida. A mi compañero en la realización de este proyecto.

Al Ing. José Cepeda por su colaboración en el desarrollo de esta tesis, y a otros empleados de EP Petroecuador que colaboraron con la recopilación de información; y de igual forma a todos los profesores que compartieron sus conocimientos y experiencias.

Jorge Espín

AGRADECIMIENTO

Gracias:

Al Todopoderoso, al Dios del Cielo, a quien debo mi vida y mi existencia.

A mis Padres y mi Hermano, que han sido mi apoyo y mi luz en las noches más oscuras, a quienes debo todo lo que soy y pudiera ser.

A toda mi familia que a lo largo de mi vida me han dado fuerza para seguir adelante.

A aquellas pocas personas que pude llegar a llamar amigos.

Al Ing. José Cepeda por la gran ayuda en el desarrollo de este proyecto.

A todos los profesores que, con paciencia y con trabajo, supieron compartir sus conocimientos.

Luis Patricio

DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico a mi padre, por todo su apoyo hacia mí a lo largo de esta etapa de mi vida.

Jorge Espín

DEDICATORIA

Esta obra, fruto de mi esfuerzo, la dedico a mi familia.

Y a quien sea que aquí encuentre la guía y el conocimiento necesario que ayude
a calmar su desesperación.

Luis Patricio

CONTENIDO

DECLARACIÓN	I
CERTIFICACIÓN	II
AGRADECIMIENTO	III
DEDICATORIA	V
CONTENIDO	VII
LISTA DE FIGURAS	XIII
LISTA DE GRÁFICOS	XIII
LISTA DE TABLAS	XIII
SIMBOLOGÍA Y TERMINOLOGÍA	XV
RESUMEN	XVI
PRESENTACIÓN	XVIII
CAPÍTULO I. TEORÍA DE SEPARACIÓN, SEPARADORES Y DESCRIPCIÓN DE LAS ESTACIONES DE PRODUCCIÓN	1
1.1 CONCEPTOS BÁSICOS	1
1.1.1 FLUIDO PRODUCIDO	1
1.1.1.1 Petróleo Crudo.....	1
1.1.1.2 Gas Natural.....	1
1.1.1.3 Agua Producida	2
1.1.1.4 Impurezas y Materiales Extraños.....	2
1.1.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	3
1.1.2.1 Densidad y Gravedad Específica.....	3
1.1.2.2 Viscosidad	4
1.1.3 FACILIDADES DE SUPERFICIE.....	5
1.2 TEORÍA DE SEPARACIÓN	6
1.2.1 PRINCIPIOS DE SEPARACIÓN.....	6
1.2.1.1 Momentum o Cantidad de Movimiento	6
1.2.1.2 Fuerza de Gravedad	6
1.2.1.3 Coalescencia	8
1.2.2 MECANISMOS DE SEPARACIÓN.....	8
1.2.3 PROCESO DE SEPARACIÓN	9
1.2.3.1 Separación primaria.....	9

1.2.3.2 Separación secundaria	9
1.2.3.3 Separación terciaria	9
1.2.4 CONDICIONES DE OPERACIÓN	10
1.2.4.1 Presión de operación	10
1.2.4.2 Temperatura de operación.....	10
1.2.5 POTENCIALES PROBLEMAS DE OPERACIÓN	11
1.2.5.1 Espuma en el crudo	11
1.2.5.2 Parafina	11
1.2.5.3 Arena	11
1.2.5.4 Exceso de líquido.....	12
1.2.5.5 Presencia de Gas	12
1.2.6 SEPARACIÓN BIFÁSICA GAS-PETRÓLEO	12
1.2.6.1 Tamaño de Partículas.....	13
1.2.6.2 Tiempo de Retención.....	13
1.2.7 SEPARACIÓN TRIFÁSICA GAS-PETRÓLEO-AGUA	14
1.2.7.1 Tamaño de las Partículas	15
1.2.7.2 Tiempo de Retención.....	16
1.2.8 EMULSIONES.....	17
1.2.8.1 Formación de Emulsiones	18
1.2.8.2 Estabilidad de las Emulsiones	19
1.2.8.3 Prevención de las Emulsiones.....	19
1.2.8.4 Efectos de las Emulsiones sobre la Viscosidad del fluido.....	20
1.2.8.5 Tratamiento de las Emulsiones.....	20
1.3 TEORÍA DE SEPARADORES	27
1.3.1 DEFINICIÓN DE SEPARADORES.....	27
1.3.2 FUNCIONES DE UN SEPARADOR	27
1.3.2.1 Funciones Primarias	27
1.3.2.2 Funciones Secundarias	28
1.3.3 CLASIFICACIÓN GENERAL DE SEPARADORES	28
1.3.4 DESCRIPCIÓN DE LOS SEPARADORES.....	29
1.3.4.1 Separador Cilíndrico Horizontal	29
1.3.4.2 Separador Cilíndrico Vertical	29
1.3.4.3 Separador Esférico	30

1.3.5 SECCIONES DE UN SEPARADOR	31
1.3.6 ELEMENTOS INTERNOS DE LOS SEPARADORES	32
1.3.6.1 Deflector de Entrada (Inlet Diverter)	32
1.3.6.2 Rompeolas (Wave Breakers).....	32
1.3.6.3 Placas Coalescentes (Coalescing Plates)	33
1.3.6.4 Eliminadores de neblina (Mist Extractor)	33
1.3.6.5 Desarenador (Sand Jet).....	35
1.3.6.6 Rompe remolinos.....	35
1.3.7 CAPACIDAD DE UN SEPARADOR	36
1.3.8 EFICIENCIA DE UN SEPARADOR	37
1.3.9 CRITERIOS DE EVALUACIÓN TÉCNICA DE SEPARADORES	38
1.3.10 CRITERIOS DE DISEÑO DE SEPARADORES	38
1.3.9.1 Normas Técnicas de Diseño	39
1.3.9.2 Datos de Entrada	39
1.3.9.3 Parámetros de Diseño	39
1.3.10 DIMENSIONAMIENTO DE SEPARADORES HORIZONTALES	40
1.3.10.1 Dimensionamiento de Separadores Horizontales Bifásicos.....	40
1.3.10.2 Dimensionamiento de Separadores Horizontales Trifásicos.....	42
1.4 DESCRIPCIÓN DE LAS ESTACIONES	46
1.4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA ESTACIÓN SECOYA.....	46
1.4.1.1 Ubicación Geográfica.....	46
1.4.1.2 Proceso de Producción de la Estación Secoya	46
1.4.1.3 Disposición del Agua de Formación.....	49
1.4.1.4 Sistema de Compresión de Gas	49
1.4.1.5 Sistema de Alivio y Venteo Baja Presión	50
1.4.1.6 Servicios Auxiliares.....	50
1.4.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA ESTACIÓN PICHINCHA	51
1.4.2.1 Ubicación Geográfica.....	51
1.4.2.2 Proceso de Producción de la Estación Pichincha.....	51
1.4.2.3 Disposición del Agua de Formación.....	54
1.4.2.4 Descripción del Proceso de Captación de Gas.....	54
1.4.2.5 Sistema de Drenajes.....	54
1.4.2.5 Servicios Auxiliares.....	55

CAPITULO II. ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA OPERATIVA DE LOS SEPARADORES DE PETRÓLEO DE LAS ESTACIONES SECOYA Y PICHINCHA.	56
2.1 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS	56
2.2 ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN SECOYA	59
2.2.1 PRODUCCIÓN ACTUAL	59
2.2.2 SISTEMA DE SEPARACIÓN PRIMARIA Y PRUEBA	60
2.2.2.1 Separador de Prueba (SPP01)	60
2.2.2.2 Separador Trifásico tipo Free Water Knockout (FWK01)	61
2.2.2.3 Separador de Producción Bifásico (SP01)	62
2.2.3 ESTADO ACTUAL DE LOS SEPARADORES DE PETRÓLEO	63
2.2.3.1 Presión y Temperatura de Operación	63
2.2.3.2 Estado Estructural y de Seguridad	64
2.2.3.3 Funcionalidad y Sistema de Control y Protección	65
2.2.3.4 Tratamiento Químico	66
2.2.5 EFICIENCIA OPERATIVA DE LOS SEPARADORES DE PETRÓLEO	66
2.2.5.1 Análisis de la Capacidad	67
2.2.5.2 Capacidad Total de la Estación Central Secoya	72
2.2.6 EXTRACTOR DE NEBLINA	73
2.2.7 ANÁLISIS DE FLUIDOS	73
2.2.7.1 Contenido de agua a la entrada de los separadores	73
2.2.7.2 Composición del Fluido de Ingreso	75
2.2.8 SEPARACIÓN AGUA-PETRÓLEO	77
2.2.8.1 Descarga de Petróleo	77
2.2.8.2 Descarga de Agua	79
2.2.9 SEPARACIÓN GAS-PETRÓLEO	80
2.2.9.1 Simulación Termodinámica	80
2.2.9.2 Liquid Carry Over	81
2.3 ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN PICHINCHA	83
2.3.1 PRODUCCIÓN ACTUAL	83
2.3.2 SISTEMA DE SEPARACIÓN PRIMARIA Y PRUEBA	84
2.3.2.1 Separador de Prueba (SPP02)	84
2.3.2.2 Separador Trifásico Free Water Knockout (FWK02)	85

2.3.2.3 Separador de Producción Bifásico (SP02).....	85
2.3.2.4 Separador de Producción Bifásico (SP03).....	86
2.3.3 ESTADO ACTUAL DE LOS SEPARADORES DE PETRÓLEO	87
2.3.3.1 Presión y Temperatura de Operación.....	87
2.3.3.3 Funcionalidad y Sistema de Control y Protección.....	88
2.3.3.4 Tratamiento Químico	89
2.3.5 EFICIENCIA OPERATIVA DE LOS SEPARADORES DE PETRÓLEO	90
2.3.5.1 Análisis de la Capacidad.....	90
2.3.5.2 Capacidad Total de la Estación Pichincha.....	96
2.3.6 EXTRACTOR DE NEBLINA	97
2.3.7 ANÁLISIS DE FLUIDOS	97
2.3.7.1 Contenido de Agua	97
2.3.7.2 Composición del Fluido de Ingreso.....	98
2.3.8 SEPARACIÓN AGUA-PETRÓLEO	100
2.3.8.1 Descarga de Petróleo	100
2.3.8.2 Descarga de Agua	101
2.3.9 SEPARACIÓN GAS-PETRÓLEO	101
2.3.9.1 Simulación Termodinámica.....	101
2.3.9.2 Liquid Carry Over.....	102
2.4 DIAGNÓSTICO FINAL.....	103
CAPÍTULO III. ALTERNATIVAS PARA MEJORAR LA EFICIENCIA OPERATIVA DE LOS SEPARADORES DE PETRÓLEO EN LAS ESTACIONES SECOYA Y PICHINCHA.	104
3.1 PRODUCCIÓN PROYECTADA.....	105
3.2 ESTACIÓN SECOYA.....	108
3.2.1 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO	108
3.2.2 SISTEMA DE SEPARACIÓN PRIMARIA	108
3.2.3 SEPARACIÓN GAS-PETRÓLEO	111
3.2.3.1 Alternativa 1	111
3.2.3.2 Alternativa 2.....	113
3.2.4 SEPARACIÓN PETRÓLEO-AGUA	115
3.2.5 SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA.....	116
3.2.5.1 Descripción del Proceso y los Equipos.	117

3.3 ESTACIÓN PICHINCHA.....	120
3.3.1 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO	120
3.3.2 SISTEMA DE SEPARACIÓN PRIMARIA	121
3.3.3 SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN	122
3.3.3.1 Tanque de Agua de Formación	123
3.3.3.2 Sistema de Flotación	123
3.3.3.3 Almacenamiento de Agua Tratada.....	124
3.3.3.4 Bombas Booster y de Reinyección de Agua de Formación	124
CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE COSTOS.....	125
4.1 ESTACIÓN SECOYA.....	125
4.1.1 SEPARACIÓN GAS PETRÓLEO	125
4.1.1.1 Alternativa 1	125
4.1.1.2 Alternativa 2.....	129
4.1.2 SEPARACIÓN PETRÓLEO-AGUA	129
4.1.3 SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN	130
4.1.4 COSTO TOTAL	132
4.2 ESTACIÓN PICHINCHA.....	132
CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	134
5.1 CONCLUSIONES	134
5.2 RECOMENDACIONES	135
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	137
ANEXOS	139

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1.1: Diagrama de Flujo de una Estación de Producción.....	5
Fig. 1.2: Esquema de secciones de un Separador.....	31
Fig. 1.3: Deflector de entrada.....	32
Fig. 1.4: Placas rompeolas.....	32
Fig. 1.5: Placa Coalescente.....	33
Fig. 1.6: Eliminadores de Neblina.....	33
Fig. 1.7: Sand Jet.....	35
Fig. 1.8: Rompe remolinos.....	35
Fig. 1.9: Separador Horizontal Bifásico.....	40
Fig. 1.10: Separador Horizontal Trifásico.....	42
Fig. 1.11: Área fraccional en función de la altura fraccional del líquido.....	45
Fig. 3.1: Disposición del Extractor de Neblina Propuesta para el FWK01.....	115

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1: Caudal de líquido vs. Tr del petróleo del SP01.....	69
Gráfico 2.2: Caudal vs. Tr del petróleo del FWK01.....	71
Gráfico 2.3: Caudal vs. Tr del agua del FWK01.....	71
Gráfico 2.4: Área del extractor vs. Caudal de gas del FWK01 y SP01.....	73
Gráfico 2.5: Tr en función del Tamaño de la partícula del FWK01.....	78
Gráfico 2.6: Caudal vs. Tiempo de retención del petróleo del FWK02.....	92
Gráfico 2.7: Caudal vs. Tiempo de retención del agua del FWK02.....	92
Gráfico 2.8: Caudal de líquido vs. Tiempo de retención del petróleo SP02.....	94
Gráfico 2.9: Caudal de líquido vs. Tiempo de retención del petróleo SP03.....	95
Gráfico 2.10: Área del extractor vs. Caudal de gas FWK02, SP02 y SP03.....	97
Gráfico 2.11: Tiempo de retención vs. Tamaño de partícula del FWK02.....	100
Gráfico 3.1: Producción Proyectada de Petróleo y Agua Secoya.....	106
Gráfico 3.2: Producción Proyectada de Gas Secoya.....	106
Gráfico 3.3: Producción Proyectada de Petróleo y Agua Pichincha.....	107
Gráfico 3.4: Producción Proyectada de Gas Pichincha.....	107
Gráfico 3.5: Producción Proyectada Agua-Petróleo - Capacidad FWK01.....	109
Gráfico 3.6: Velocidad de Asentamiento de las Partículas de Petróleo.....	114
Gráfico 3.7: Producción Proyectada Agua-Petróleo - Capacidad FWK02.....	121
Gráfico 3.8: Producción Proyectada de Gas - Capacidad del FWK02.....	122

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1: Tiempos de retención para Separación Bifásica.....	14
Tabla 1.2: Tiempos de retención para Separación Trifásica.....	16
Tabla 1.3: Clasificación general de Separadores.....	28
Tabla 2.1: Caracterización del Agua de Formación.....	56

Tabla 2.2: Caracterización del crudo.....	57
Tabla 2.3: Cromatografía del Gas en la Salida de los Separadores.....	58
Tabla 2.4: Producción actual de los pozos de la Estación Secoya.....	59
Tabla 2.5: Datos de diseño del Separador de Prueba SPP01.....	60
Tabla 2.6: Datos de diseño del Separador de Producción FWK01.	61
Tabla 2.7: Datos de diseño del Separador de Producción SP01.....	62
Tabla 2.8: Presión y Temperatura en los Separadores de Secoya.	63
Tabla 2.9: Presión y Temperatura en el Manifold de Estación Secoya.	64
Tabla 2.10: Consumo de Químicos en la Estación Secoya.....	66
Tabla 2.11: Químicos inyectados en pozos de la Estación Secoya.	66
Tabla 2.12: Propiedades de los fluidos de la Estación Secoya.	67
Tabla 2.13: Tiempos de retención en la Estación Secoya.....	72
Tabla 2.14: Resultados promedios de análisis en la entrada del FWK01.	74
Tabla 2.15: Agua Libre y Emulsión de cada pozo de Secoya.	75
Tabla 2.16: Composición del fluido de ingreso a la Estación Secoya.	76
Tabla 2.17: Análisis de fluidos de la caja de muestreo FWK01.....	77
Tabla 2.18: Contenido de Petróleo en Agua del FWK01.....	79
Tabla 2.19: Composición de fluidos en la Estación Secoya.....	81
Tabla 2.20: Producción actual de los pozos en la Estación Pichincha.....	83
Tabla 2.21: Datos de diseño del Separador de Prueba SPP02.	84
Tabla 2.22: Datos de diseño del Separador de Producción FWK02.	85
Tabla 2.23: Datos de diseño del Separador de Producción SP02.....	86
Tabla 2.24: Datos de diseño del Separador de Producción SPP03.	86
Tabla 2.25: Presión y Temperatura en los Separadores de Pichincha.....	87
Tabla 2.26: Presión y Temperatura en el Manifold de Pichincha.	87
Tabla 2.27. Consumo de Químicos en la Estación Pichincha.....	89
Tabla 2.28. Ahorro por uso de Calentador en la Estación Pichincha.....	89
Tabla 2.29: Propiedades de los fluidos de la Estación Pichincha.....	90
Tabla 2.30: Tiempos de retención en la Estación Pichincha.....	96
Tabla 2.31: Agua Libre y Emulsión de cada pozo de Pichincha.....	98
Tabla 2.32: Composición del fluido de ingreso a la Estación Pichincha.....	99
Tabla 2.33: Contenido de Petróleo en Agua del FWK02.....	101
Tabla 2.34: Composición de fluidos en la Estación Pichincha.....	102
Tabla 2.35: Diagnóstico Final de las Estaciones Secoya y Pichincha.....	103
Tabla 3.1: Capacidad del SP01 operando como Trifásico.	112
Tabla 3.2: Capacidad del Sistema de Separación Primaria de Secoya.	113
Tabla 3.3: Dosificación Propuesta de Demulsificante – E. Secoya.	116
Tabla 4.1: Costos globales de modificación del Separador SP01.....	125
Tabla 4.2: Costos para incrementar la capacidad de gas del FWK01.....	126
Tabla 4.3: Costos para instrumentación local y electrónica para el SP01.....	127
Tabla 4.4: Costos de tubería y accesorios para modificación del SP01.....	128
Tabla 4.5: Costos de la Alternativa 2 (Modificación del FWK01).....	129
Tabla 4.6: Costos de la Alternativa 2 (Modificación del FWK01).....	130
Tabla 4.7: Costos Sistema Tratamiento de Agua – E. Secoya.....	131
Tabla 4.8: Costos Totales de la Estación Secoya.	132
Tabla 4.9: Costos Sistema Tratamiento de Agua – E. Pichincha.	133

SIMBOLOGÍA Y TERMINOLOGÍA

API	:	American Petroleum Institute.
ASME	:	American Society of Mechanical Engineers.
P&ID	:	Diagrama de Líneas e Instrumentos.
GOR	:	Relación Gas – Petróleo (Gas Oil Ratio), en <i>[PCS/BF]</i> .
WOR	:	Relación Agua – Petróleo (Water Oil Ratio), en <i>[BBL/BF]</i> .
BS&W	:	Agua y Sedimentos (Basic Sediment and Water), en <i>[%]</i> .
BFPD	:	Barriles de fluido por día.
BAPD	:	Barriles de agua por día.
BPPD	:	Barriles de petróleo por día.
MSCF	:	Mil pies cúbicos estándar de gas.
PVT	:	Presión, Volumen, Temperatura.
PI	:	Inyección de gasolina desde Petroindustrial.
WA	:	Recirculación de crudo de Wärtsilä (Generación).
SEC	:	Pozo de Secoya.
PIC	:	Pozo de Pichincha.
FWKO	:	Free Water Knock Out.
SPP	:	Separador de Prueba.
SP	:	Separador de Producción.

RESUMEN

En este estudio se analizó la eficiencia de los separadores de petróleo de las Estaciones Secoya y Pichincha del campo Libertador, considerándose los equipos como la parte principal del Sistema de Separación Primaria y la primera etapa de procesamiento del fluido multifásico que ingresa a cada estación y que cualquier deficiencia en esta etapa afectará los subprocesos siguientes.

El capítulo primero presenta los conceptos básicos y la teoría de separación y separadores, necesarios para el desarrollo del presente proyecto, así mismo se presenta la descripción y los diferentes equipos utilizados en los procesos llevados a cabo en la dos Estaciones.

En el capítulo segundo se presentan los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio de los fluidos en el ingreso y cada una de las descargas de los productos resultantes de la separación llevada a cabo en los separadores de producción. La eficiencia, considerada como el grado de separación de los diferentes fluidos, la operatividad y óptimo uso de los separadores dentro del proceso llevado a cabo en cada estación, se establece como una comparación entre el comportamiento esperado y obtenido de los diferentes Separadores de Producción. Llegándose a la conclusión que el principal problema en las dos estaciones es el arrastre de petróleo en la corriente gaseosa, lo cual provoca un aumento en la temperatura de rocío del gas ocasionando problemas en los sistemas de generación y compresión, este mal desempeño en la separación gas-petróleo ha sido provocado por el deterioro de los internos y el subdimensionamiento de los equipos. Adicionalmente se determinó que en la estación Secoya se obtiene un elevado corte de agua en la descarga de petróleo derivado del gran volumen de emulsión.

En el capítulo tercero se establecen las alternativas que permitan eliminar las causas que provocan el bajo desempeño de los equipos, y permita operar a las estaciones, óptimamente hasta el año 2016. Debido al alto volumen de agua se determina la necesidad del uso de un Sistema de Separación Primaria trifásico y la implementación de un Sistema de Tratamiento de Agua de Formación, el

dimensionamiento y descripción de los equipos propuestos se detallan en este capítulo.

En el capítulo cuarto, se presenta en detalle el análisis de costos que debería realizarse para la implementación de cualquiera de las alternativas y acciones correctivas descritas en el capítulo tercero. Al no tratarse de un proyecto de inversión no existe la necesidad del cálculo del VAN y TIR, comúnmente presentados en otros proyectos.

En el capítulo final se presentan las conclusiones y recomendaciones a las cuales se ha llegado después del estudio realizado de los separadores de producción, situándose estos dentro del contexto del proceso de producción global llevado a cabo en las estaciones Secoya y Pichincha.

PRESENTACIÓN

Al inicio de la explotación petrolera en la Amazonía Ecuatoriana, las reservas de crudo fueron estimadas para ser explotadas durante 60 años, a un ritmo de producción como el actual, de los cuales ya se está a la mitad de su vida útil estimada.

EP PETROECUADOR es la empresa encargada de la explotación del campo Libertador, uno de los campos ya considerados como maduros, ubicado en la Provincia de Sucumbios, en el extremo nor-oriental de la Amazonía Ecuatoriana, la cual tiene una expectativa de producción de aproximadamente 30 años más. No obstante, la obsolescencia de la tecnología y la acumulación de desgaste en los equipos, incluyendo al sistema de separación, ha derivado en la disminución de la capacidad de EP PETROECUADOR para cumplir con los objetivos planteados en el área de producción, esperándose una menor eficiencia y mayores costos de producción para los próximos años, si no se toman medidas correctivas inmediatas.

Aunque existen muchas variedades de separadores, la mayoría de los equipos utilizados en la industria petrolera ecuatoriana, son diseños convencionales construidos en configuraciones horizontales.

El fluido producido en los pozos, es una mezcla compleja de compuestos de hidrógeno y carbono con densidades y presiones de vapor diferentes, y otras características.

La corriente del pozo experimenta reducciones continuas de presión y temperatura cuando sale del yacimiento. Gases se forman de los líquidos, el vapor del agua se condensa, y parte de la corriente del pozo se cambia de líquido a burbujas, neblina y gas libre. El gas lleva burbujas líquidas y el líquido lleva burbujas de gas.

La separación física de estas fases es una de las operaciones básicas de la producción, el procesamiento, y el tratamiento de petróleo y gas.

Los separadores de petróleo y gas separan mecánicamente los componentes líquidos y gaseosos que existen a una temperatura y presión específica, para eventualmente procesarlos en productos vendibles.

Un recipiente de separación normalmente es el recipiente inicial de procesamiento en cualquier instalación, y el diseño inapropiado de este componente puede reducir la capacidad de la instalación completa.

Los separadores son clasificados de dos fases si separan gas de la corriente total de líquidos y de tres fases si también separan la corriente líquida en sus componentes de petróleo crudo y agua.

Este estudio, discute los requerimientos de un buen diseño de separación y cómo los varios dispositivos mecánicos toman ventaja de las fuerzas físicas en la corriente producida para lograr la separación adecuada.

CAPÍTULO I. TEORÍA DE SEPARACIÓN, SEPARADORES Y DESCRIPCIÓN DE LAS ESTACIONES DE PRODUCCIÓN

1.1 CONCEPTOS BÁSICOS

Una estación de producción está compuesta por equipos que facilitan el recibo, separación, medición, tratamiento, almacenamiento y despacho del petróleo.

Generalmente, el separador representa la primera unidad de procesamiento gas-crudo, un mal diseño de estos recipientes traerá como consecuencia una reducción en la operación de la totalidad de las instalaciones asociadas a este.

1.1.1 FLUIDO PRODUCIDO

El flujo del pozo consiste principalmente de petróleo, asociado con gas (GOR), agua y sedimentos (BS&W).

1.1.1.1 Petróleo Crudo

El petróleo crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos en forma líquida. En general la gravedad API del petróleo crudo puede oscilar entre 6 y 50 °API, mientras que la viscosidad varía entre 5 y 90.000 [cp] en condiciones promedias de operación.

1.1.1.2 Gas Natural

El gas natural se define como una sustancia que no posee ni forma ni volumen propio. Este puede llenar completamente el volumen del recipiente que lo contiene adquiriendo la forma de ese recipiente. La gravedad específica del gas natural varía de 0,55 a 0,9 y su viscosidad entre 0,011 y 0,024 [cp] a condiciones estándar.

1.1.1.2.1 Gas Libre

El gas libre es un hidrocarburo que existe en forma gaseosa a temperatura y presión de operación, y puede referirse como el gas que a cualquier presión no se encuentra en solución o retenido mecánicamente en el hidrocarburo líquido.

1.1.1.2.2 Gas en solución

A una presión y temperatura determinadas, el gas en solución es aquel que se encuentra homogéneamente contenido en el petróleo y una reducción en la presión o un aumento en la temperatura, puede ocasionar que sea liberado desde el petróleo, después de lo cual adquiere las características del gas libre.

1.1.1.2.3 Vapor Condensable

Son hidrocarburos que existen como vapor a cierta presión y temperatura, y como líquido a otras condiciones de presión y temperatura. El vapor tiene una gravedad específica respecto al aire, que varía de 0,55 a 4,91 y una viscosidad entre 0,006 y 0,011 [cp].

1.1.1.3 Agua Producida

El agua producida junto con el petróleo crudo y el gas natural puede encontrarse en forma gaseosa y líquida, así mismo, el agua líquida puede encontrarse en forma libre o de emulsiones. El agua libre y el hidrocarburo se encuentran separados formando una superficie mientras que el agua en emulsión se encuentra como gotas dispersas en el hidrocarburo líquido.

1.1.1.4 Impurezas y Materiales Extraños

El fluido producido puede contener impurezas gaseosas como nitrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y otros gases que no son hidrocarburos. También puede contener impurezas líquidas o semilíquidas como agua y parafinas. Las impurezas sólidas pueden ser restos de fluidos de perforación, arena y sal.

1.1.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

1.1.2.1 Densidad y Gravedad Específica

La densidad de un líquido a 60 [°F] se relaciona con la densidad del agua pura y con la gravedad específica mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_l = \rho_w(\gamma_l) \quad (\text{Ec. 1.1})$$

La gravedad API está relacionada con la gravedad específica por la ecuación:

$$\gamma = \frac{141,5}{131,5 + \text{°API}} \quad (\text{Ec. 1.2})$$

La densidad del petróleo a cualquier temperatura, se calcula mediante:

$$\rho_o = \frac{\rho_{osc}}{1 + \frac{T-68}{1885}} \quad (\text{Ec. 1.3})$$

Donde:

- ρ_l : Densidad del líquido
- ρ_w : Densidad del agua pura (62,42[lb/ft³])
- γ_l : Gravedad específica del líquido
- ρ_o : Densidad del petróleo a la temperatura deseada (T)
- ρ_{osc} : Densidad del petróleo a condiciones estándar
- T : Temperatura en [°F]

La densidad del gas a cualquier presión y temperatura se puede calcular por:

$$\rho_g = 2,7 \frac{\gamma_g P}{zT} \quad (\text{Ec. 1.4})$$

Donde:

- ρ_g : Densidad del gas en [lb/ft³]
- T : Temperatura en [°R]
- P : Presión en [psia]
- z : Factor de compresibilidad del gas
- γ_g : Gravedad específica del gas

1.1.2.2 Viscosidad

La viscosidad indica la resistencia de un fluido a fluir. La viscosidad dinámica se relaciona con la viscosidad cinemática mediante la expresión:

$$\sigma = \frac{\mu}{\rho} \quad (\text{Ec. 1.5})$$

Donde:

- μ : Viscosidad absoluta en $[cp]$
- σ : Viscosidad cinemática en $[cStk]$
- ρ : Densidad en $[g/cm^3]$

La viscosidad del petróleo se puede determinar por la ecuación siguiente:

$$\mu_o = 10^x - 1 \quad (\text{Ec. 1.6})$$

$$x = y(T)^{-1,163} \quad (1.6a)$$

$$y = 10^z \quad (1.6b)$$

$$z = 3,0324 - 0,02023\gamma_o \quad (1.6c)$$

Donde:

- μ_o : Viscosidad del petróleo en $[cp]$
- γ_o : Gravedad específica del petróleo
- T : Temperatura en $[^\circ F]$

La viscosidad del agua se puede determinar mediante la ecuación 1.7 que considera únicamente los efectos de la temperatura.

$$\mu_w = e^{(1,001 - 0,01479T + 1,982 \times 10^{-5}T^2)} \quad (\text{Ec. 1.7})$$

Donde:

- μ_w está en $[cp]$
- T en $[^\circ F]$.

1.1.3 FACILIDADES DE SUPERFICIE

Las facilidades de superficie, incluidas las estaciones de producción, son el grupo de equipos y elementos que permiten el manejo del fluido producido en los pozos (petróleo, agua, gas y sólidos), iniciando la fase de separación en cada uno de sus elementos, tratarlos, medirlos y entregarlos para su transporte y destino final.

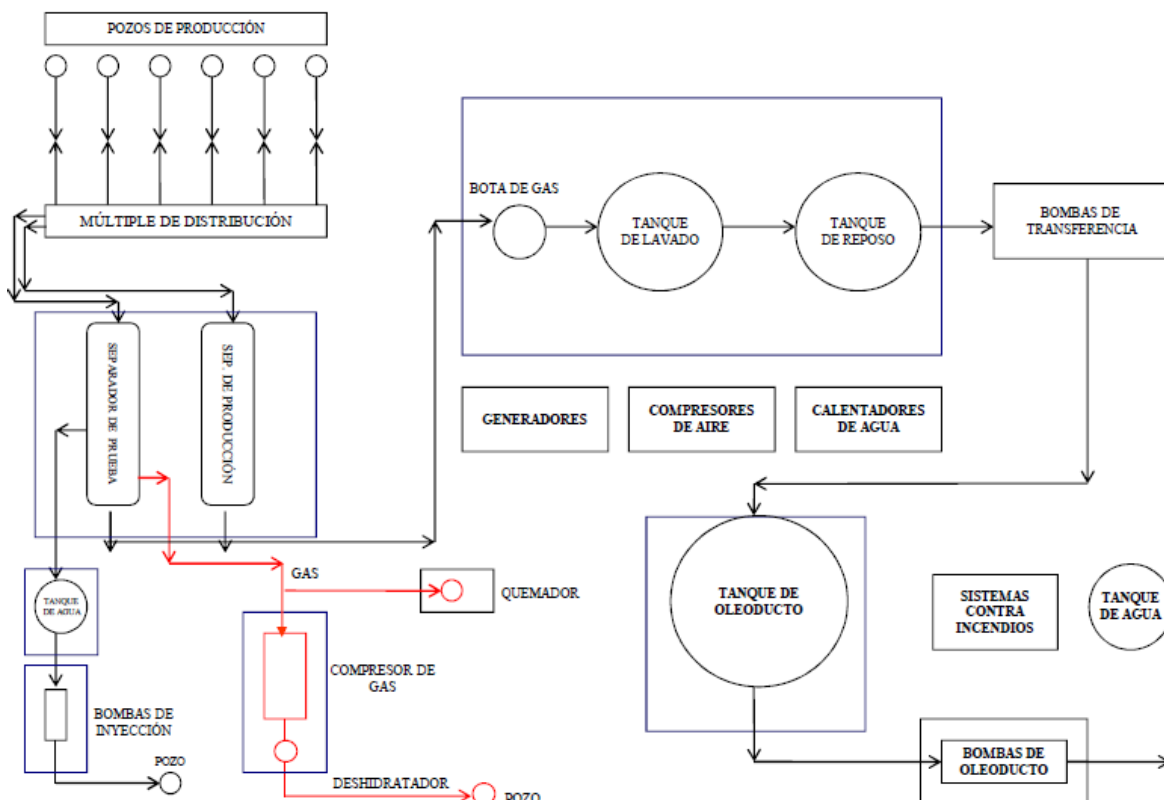


Fig. 1.1: Diagrama de Flujo de una Estación de Producción.

Desde el cabezal de cada pozo inicia la tubería o línea de flujo que llega hasta el múltiple de la estación de producción, que permite direccionar el flujo hacia los separadores colocando cada pozo en prueba y/o producción.

Otros equipos y elementos que normalmente se encuentran en una estación de producción, son: Scrubber, Bota de Gas, Tanque de Lavado (Wash Tank), Tanque de Reposo (Surge Tank), Tanque de Almacenamiento, Tratador térmico e Intercambiador de calor, Bombas, Compresores, Válvulas, Medidores de flujo, Controladores, Generadores, Quemadores, Mecheros, Venteos, Sistemas de Seguridad y Control.

1.2 TEORÍA DE SEPARACIÓN

1.2.1 PRINCIPIOS DE SEPARACIÓN

1.2.1.1 Momentum o Cantidad de Movimiento

El flujo que entra al separador es de alta velocidad y con diferentes densidades de fases. Por ello, si una corriente de dos fases cambia bruscamente de dirección, el fuerte momentum y la gran velocidad adquirida por las fases, hace que las partículas de la fase pesada no se muevan tan rápidamente como las partículas de la fase más liviana, provocando una separación de las fases.

1.2.1.2 Fuerza de Gravedad

Las gotas de líquido con densidad mucho mayor que las de gas, tienden a caer verticalmente bajo el efecto de la fuerza de gravedad F_g , mientras que la fase gaseosa ejerce sobre estas gotas una fuerza de arrastre F_d , contraria a F_g .

La fuerza de arrastre que actúa sobre una gota de líquido está definida por:

$$F_d = C_d \frac{\pi}{4} d^2 \frac{\rho_g v_t^2}{2g} \quad (\text{Ec. 1.8})$$

La fuerza de gravedad se define por:

$$F_g = \frac{\pi}{6} d^3 (\rho_l - \rho_g) \quad (\text{Ec 1.9})$$

Donde:

- C_d : Coeficiente de arrastre
- d : Diámetro de la gota de líquido
- v_t : Velocidad terminal de la partícula de petróleo en $[ft/s]$
- ρ_l y ρ_g : Densidad del líquido y gas respectivamente en $[lb/ft^3]$
- g : Aceleración gravitacional en $[ft/s^2]$

Una gota de líquido acelerará hasta que la resistencia de la fuerza de arrastre F_d se aproxime y se equilibre con la fuerza gravitacional F_g , y entonces la partícula de petróleo caerá a una velocidad constante conocida como velocidad terminal.

Igualando $F_g = F_d$, expresando el diámetro en micrones d_m ($1\mu m = 3,2808 \times 10^{-6} [ft]$) y reemplazando g por 32,17 (aceleración gravitacional en ft/s^2), se llega a la expresión de velocidad terminal o de asentamiento, en $[ft/s]$:

$$v_t = 0,01186 \left[\left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_d} \right]^{1/2} \quad (\text{Ec. 1.10})$$

La ecuación anterior muestra que la velocidad de asentamiento es inversamente proporcional a la viscosidad de la fase continua. La viscosidad del petróleo es considerablemente mayor que la viscosidad del agua, entonces, la velocidad de asentamiento de las gotas de agua es menor que la velocidad de asentamiento de las gotas de petróleo.

Para el caso de flujo laminar, la ley de Stokes gobierna el flujo y el coeficiente de arrastre se puede obtener mediante la siguiente expresión:

$$C_D = \frac{24}{Re} \quad (\text{Ec. 1.11a})$$

Sin embargo, la experiencia indica que el flujo que se tiene en los equipos que componen las facilidades de producción, no está gobernado por la ley de Stokes, por lo que la fórmula completa para el coeficiente de arrastre es:

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{1/2}} + 0,34 \quad (\text{Ec. 1.11b})$$

Donde:

- $Re = 0,0049 \frac{\rho v d_m}{\mu}$
- ρ : Densidad de la fase continua en $[lb/ft^3]$
- v : Velocidad de la partícula en $[ft/s]$
- d_m : Diámetro de la partícula en $[\mu m]$
- μ : Viscosidad de la fase continua en $[cp]$

1.2.1.3 Coalescencia

Es el fenómeno por el cual las gotas pequeñas no separadas por efecto de la gravedad, se unen formando gotas de mayor tamaño que son separadas por gravedad. Experimentalmente se ha determinado que el tiempo necesario para que una gota de agua crezca producto de la coalescencia puede estimarse por:

$$t = \frac{\pi}{6} \left(\frac{d^j - (d_o)^j}{\Phi K_S} \right)$$

Donde: d_o , diámetro inicial de la gota; d , diámetro final de la gota; Φ , fracción en volumen de la fase dispersa; K_S , parámetro empírico; j , parámetro empírico mayor a 3 y dependiente de la probabilidad de que las gotas se separen antes de que ocurra la coalescencia.

1.2.2 MECANISMOS DE SEPARACIÓN

- **Choque:** El choque de la mezcla a la entrada del separador propondrá la dispersión de los fluidos de diferente densidad.
- **Cambio de velocidad:** Asociado al principio de inercia, los cambios de velocidad se manifestarán en una reducción de velocidad de cada una de las fases en forma diferente y consecuente con sus densidades.
- **Cambio de dirección:** Cuando se modifica la dirección del fluido, existe la tendencia a la separación entre fases debido a la diferencia de densidad.
- **Superficie de interfase:** Es importante tener la mayor superficie en el área de contacto entre las fases. De aquí la conveniencia de utilizar separadores horizontales en lugar de verticales.
- **Tiempo de Retención:** Es el tiempo en que el fluido pasa por el separador. El tiempo de retención es necesario para obtener una buena separación, pero posee una estrecha vinculación con la presión, temperatura y características del fluido:

Más viscosidad = Mayor tiempo de retención

Menor viscosidad = Menor tiempo de retención

1.2.3 PROCESO DE SEPARACIÓN

De acuerdo al principio físico que provoca la separación entre las fases y el volumen de separación, el proceso de separación se divide en tres etapas.

1.2.3.1 Separación primaria

La separación primaria tiene lugar a la entrada del separador, por efecto del cambio del momentum provocado al chocar la mezcla de fases contra un dispositivo interno llamado deflector.

1.2.3.2 Separación secundaria

Seguidamente, en la sección de asentamiento gravitacional del separador, en el caso de la separación gas-líquido, bajo el efecto de la fuerza de gravedad, las partículas de la fase líquida abandonan la fase gaseosa y caen hacia el fondo del separador: sección de acumulación de líquido. Esta sección provee el tiempo de retención suficiente para que los equipos aguas abajo puedan operar satisfactoriamente y si se ha tomado la previsión correspondiente, liberar el líquido de las burbujas de gas atrapadas.

En el caso de separaciones que incluyan dos fases líquidas, se necesita tener un tiempo de residencia adicional dentro del separador, que sea suficiente para que ocurra un asentamiento por gravedad de la fase líquida pesada, y la flotación de la fase líquida liviana.

1.2.3.3 Separación terciaria

Las gotas demasiado finas de la fase pesada discontinua son arrastradas en la fase liviana, por tal razón es necesario que por coalescencia, esas gotas demasiado pequeñas alcancen un tamaño lo suficientemente grande para separarse por gravedad, esto se logra mediante la utilización de ciertos elementos como los eliminadores de niebla o mallas, para el caso de separadores gas-líquido, y las esponjas o platos coalescedores, en el caso de la separación líquido-líquido.

1.2.4 CONDICIONES DE OPERACIÓN

Para que los fluidos cuenten con las mejores condiciones al interior del equipo, es necesario considerar fundamentalmente la presión y la temperatura de operación.

1.2.4.1 Presión de operación

Los fluidos deben estar sometidos a la menor presión posible de trabajo, para efectos de aumentar la diferencia de densidades entre el gas y el líquido, lo que favorecerá la separación del gas libre y del gas disuelto.

En la mayoría de los casos, la mínima presión de trabajo deberá ser compatible con la necesaria para el drenaje de los líquidos por el fondo.

Las limitaciones a bajas presiones, están dadas también por el aumento del volumen del gas al disminuirlas, dado que a tal aumento, le corresponderá un incremento de la velocidad de su pasaje por el separador.

La capacidad en caudal de gas de un separador, está dada por la velocidad a la que éste pasa por el equipo, y que es proporcional a la presión y a la sección de pasaje. En separadores horizontales es en función de su diámetro, densidad del gas y nivel de operación.

El descuido de estos parámetros traerá aparejado el arrastre de gotas de líquido con el gas, y por lo tanto una ineficiencia del sistema.

1.2.4.2 Temperatura de operación

Los fluidos deben estar a una adecuada temperatura a fin de bajar lo suficiente la viscosidad del petróleo como para ayudar al desprendimiento de las burbujas de gas, disminuyendo las necesidades de tiempo de retención.

En la fase líquida mejorará la disociación petróleo-agua mejorando la separación.

Se debe considerar el tipo de petróleo, pues si la temperatura es muy alta, evaporará algunos livianos que luego será necesario condensarlos por enfriamiento para recuperarlos.

1.2.5 POTENCIALES PROBLEMAS DE OPERACIÓN

1.2.5.1 Espuma en el crudo

La mayor causa de espuma en el crudo es la presencia de impurezas no removidas del fluido antes del ingreso al separador. No es un problema directo en el diseño del separador sino en el funcionamiento mismo del equipo.

La espuma puede ocasionar los siguientes problemas en el separador:

- Su presencia dificulta el control de los niveles de líquido.
- Puede ocupar mucho espacio que podría ser ocupado por el crudo.
- En un incontrolable flujo de espuma, será muy difícil proceder a la separación de gas y petróleo dentro del recipiente, además, alguna parte del material de espuma podrá encontrarse en las salidas de líquido o gas.

1.2.5.2 Parafina

La operación del separador puede verse afectada debido a que las placas coalescentes en la sección de líquidos y el extractor de neblina en la sección de salida de gas son propensas a saturarse por acumulación de parafinas.

Cuando se ha determinado que la parafina es un potencial problema se debe utilizar placas tipo centrífugas, y por medio del manhole, realizar una limpieza utilizando solventes u otros tipos de limpieza interna del separador.

1.2.5.3 Arena

La arena puede ser muy problemática en separadores al causar:

- Corte en el cierre y apertura de las válvulas.
- Saturación en los internos del separador.
- Acumulación de sedimentos en el fondo del separador.

La acumulación de arena puede ser removida inyectando periódicamente agua a presión por medio de los sand jets, al suspender la arena durante el drenaje.

1.2.5.4 Exceso de líquido

Ocurre cuando el crudo libre escapa con la fase de gas, lo que indica:

- Nivel alto de líquido.
- Daños en los internos del recipiente.
- Velocidad de flujo de salida de líquido mayor que la de diseño del recipiente.

Se puede prevenir instalando un sensor de seguridad de alto nivel.

1.2.5.5 Presencia de Gas

La presencia de gas ocurre si el gas libre escapa con el líquido, ocasionando:

- Bajo nivel de líquido.
- Formación de remolino a la salida del líquido.
- Falla en el control de nivel.

Se previene instalando:

- Un sensor de seguridad de bajo nivel (LSL).
- Un sensor de seguridad de alta presión (PSH).

1.2.6 SEPARACIÓN BIFÁSICA GAS-PETRÓLEO

La mezcla de hidrocarburos contiene esencialmente tres grupos principales:

- Grupo liviano, consiste de Metano (CH_4) y Etano (C_2H_6).
- Grupo Intermedio, compuesto de dos subgrupos: el grupo Propano/Butano ($\text{C}_3\text{H}_8/\text{C}_4\text{H}_{10}$) y el grupo Pentano/Hexano ($\text{C}_5\text{H}_{12}/\text{C}_6\text{H}_{14}$).
- Grupo pesado, contiene Heptano (C_7H_{16}) y los más pesados (C_7+).

La separación de gas y petróleo tiene como fin lograr los siguientes objetivos:

- Separar los gases livianos C1 y C2 del petróleo.
- Maximizar la recuperación de los componentes del grupo intermedio.
- Mantener los componentes del grupo pesado en el producto líquido.

Durante el proceso de separación, algunos hidrocarburos del grupo intermedio se pierden inevitablemente en la corriente gaseosa. Para minimizar estas pérdidas y maximizar la recuperación de líquido, se usan dos métodos de separación:

- Separación Diferencial o Mejorada.
- Separación Flash o Equilibrada.

En la separación diferencial, los componentes livianos se separan del petróleo en una serie de etapas a medida que la presión total de la mezcla se reduce.

En la separación flash, los gases liberados del petróleo se mantienen en contacto con la fase líquida, entonces se establece un equilibrio termodinámico entre las dos fases y la separación se lleva a cabo a una presión determinada.

Mediante la separación flash se experimenta grandes pérdidas de hidrocarburos pesados. Podría decirse entonces que la separación diferencial es el proceso más adecuado, sin embargo, la gran cantidad de etapas y por lo tanto la gran cantidad de equipos requeridos hace de este proceso de separación gas-petróleo muy costoso, por lo que se puede realizar una aproximación a la separación diferencial mediante la utilización de pocas etapas de separación flash.

1.2.6.1 Tamaño de Partículas

La experiencia de campo ha mostrado que si las partículas de hasta 140 [μm] son removidas, el extractor neblina no tendrá problemas de inundación.

1.2.6.2 Tiempo de Retención

Es el tiempo que un volumen de líquido es almacenado en el separador, asegurando que el líquido y el gas alcancen el equilibrio a la presión del separador, de tal manera que el gas disuelto sea liberado del petróleo.

Para la mayoría de aplicaciones se ha determinado que un tiempo entre 30 segundos y 3 minutos es suficiente, sin embargo, si el petróleo forma espuma, este tiempo puede incrementarse considerablemente. En ausencia de datos de laboratorio se puede utilizar la información de la **Tabla 1.1**.

Tabla 1.1: Tiempos de retención para Separación Bifásica.

Gravedad API	Tiempo de Retención [<i>min</i>]
35+	0,5-1
30	2
25	3
20-	4+

FUENTE: ARNOLD, Ken; “*Surface Production Operations*”; Vol. 1; 3a Ed.

ELABORADO POR: Luis Contante y Jorge Espín.

1.2.7 SEPARACIÓN TRIFÁSICA GAS-PETRÓLEO-AGUA

El agua producida, generalmente se presenta como agua libre o emulsionada en petróleo. En algunos casos cuando la relación de agua-petróleo es alta, se puede presentar una emulsión de petróleo en agua.

El agua libre se define como aquella que puede ser separada del petróleo por asentamiento gravitacional.

Las emulsiones en cambio, pueden ser eliminadas mediante calentamiento, adición de químicos, uso de tratamientos electrostáticos o alguna combinación de estos métodos.

Para minimizar los costos en el tratamiento de las emulsiones es necesario primero eliminar el agua libre.

La separación entre la fase gaseosa y la fase líquida está gobernada por la misma teoría desarrollada para la separación bifásica gas-petróleo.

Una gota de petróleo de menor densidad que el agua, tiende a moverse verticalmente hacia arriba bajo el efecto de la fuerza gravitacional F_g y arrastre F_d , de tal forma que acelerará hasta que la resistencia fraccional de F_d , se aproxime a F_g , entonces continuará subiendo a velocidad constante.

Similarmente, las gotas de agua tienden a caer verticalmente bajo la influencia de la fuerza gravitatoria F_g y de arrastre F_d que se le opone. Una gota de agua

acelerará hasta que F_d y F_g se equilibren, entonces caerá a velocidad constante conocida como velocidad terminal o de asentamiento.

El tiempo necesario para que una gota de petróleo o agua salga de la fase continua y alcance la interface agua-petróleo depende de la velocidad de asentamiento. Por esta razón el tiempo requerido para separar el agua del petróleo es mayor que el tiempo requerido para separar el petróleo del agua.

Una relación agua-petróleo alta significará un mayor espesor de la capa de agua, por lo que la distancia que deben recorrer las gotas de petróleo será mayor que la distancia que deban recorrer las gotas de agua, sin embargo esto es suficiente para compensar los efectos de la viscosidad.

Por tal razón, la separación de las gotas de agua desde el petróleo como fase continua, se tomará siempre como criterio para el diseño de separadores trifásicos.

1.2.7.1 Tamaño de las Partículas

El tamaño mínimo de las gotas o partículas de agua y petróleo que pueden ser removidas, depende en gran medida de las condiciones de operación del separador y de las propiedades de los fluidos.

Gotas de agua con diámetro mayor a 500 [μm] pueden ser removidas fácilmente obteniéndose un contenido de agua en emulsión, que debe ser tratada en etapas siguientes, entre un 5 y 10%.

Para el caso de las gotas de petróleo, la experiencia de campo indica que el contenido de petróleo en el agua producida en un separador diseñado para la remoción de agua da como resultado un contenido de petróleo en la corriente de agua de alrededor 2.000 [mg/l].

1.2.7.2 Tiempo de Retención

El petróleo debe ser retenido en el separador por un tiempo suficiente para alcanzar el equilibrio, liberar el gas disuelto y para que ocurra una coalescencia apreciable de las gotas de agua suspendidas en el petróleo.

Igualmente, el agua debe ser retenida en el separador por un período de tiempo suficiente que permita que las gotas de petróleo suspendidas en el agua se unan por coalescencia formando gotas de mayor tamaño y se separen del agua.

De algunas pruebas de laboratorio, se ha determinado que el tiempo de retención para el agua y el petróleo varía usualmente entre 3 y 30 minutos. Si no se dispone de datos de laboratorio, se puede usar un tiempo de retención de 10 minutos, tanto para el agua como para el petróleo. La **Tabla 1.2** presenta el tiempo de retención en función del tipo de separación.

Tabla 1.2: Tiempos de retención para Separación Trifásica.

Tipo de Separación		tr [min]	
Separadores Hidrocarburo/Agua	Más de 35 °API	3-5	
	Menos de 35 °API	+100°F	5-10
		80°F	10-20
		60°F	20-30
Separadores Etilenglicol/Hidrocarburo Separadores Fríos		20-60	
Separadores Amina/Hidrocarburo		20-30	
Coalescedores, Separadores Hidrocarburo/Agua	Sobre los 100 °F	5-10	
	80 ° F	10-20	
	60 °F	20-30	
Cáustica/Propano		30-45	
Cáustica/Gasolina Pesada		30-90	

FUENTE: ARNOLD, Ken; "Surface Production Operations"; Vol. 1; 3a Ed.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín

1.2.8 EMULSIONES

Una emulsión es un sistema heterogéneo formado por dos líquidos inmiscibles, uno de los cuales está íntimamente disperso en forma de gotas en el otro. Se distingue de una dispersión simple de un líquido en otro, por el hecho de que en una emulsión, la probabilidad de coalescencia de las gotas dispersas está reducida por la presencia de un emulsificante, el cual inhibe la coalescencia.

La matriz de una emulsión es conocida como fase externa o continua, mientras que la parte de la emulsión que se encuentra en forma de pequeñas gotas, se conoce como fase interna, dispersa o discontinua.

En la mayoría de emulsiones de petróleo y agua, el agua se encuentra como gotas dispersas en el petróleo formando una emulsión de agua en petróleo referida como emulsión normal. Si el petróleo está disperso en el agua, se forma una emulsión de petróleo en agua conocida como emulsión inversa o reversa.

El tamaño de las gotas de agua que forman emulsiones de agua en petróleo puede variar desde menos de 1 hasta alrededor de 1.000 [μm]. Mientras menor es el tamaño de las gotas de agua, mayor es la estabilidad de la emulsión y la dificultad para su tratamiento.

La cantidad de agua que se encuentra formando emulsiones con el petróleo, en la mayoría de sistemas de producción puede variar desde menos de 1 hasta más de 60% en casos raros.

El rango más común de agua en emulsión en crudos livianos (sobre los 20 °API) está entre 5 y 20 %; mientras que el contenido de agua en emulsión en crudos pesados (menos de 20 °API) está entre 10 y 35 %.

Una emulsión puede presentarse inicialmente, bien como una emulsión de agua en petróleo o petróleo en agua, sin embargo una agitación adicional puede producir una emulsión multietapa, es decir, una emulsión de agua en petróleo en agua. Este tipo de emulsión puede presentar hasta ocho etapas.

1.2.8.1 Formación de Emulsiones

Para la formación de una emulsión se deben cumplir las siguientes condiciones:

- Presencia de dos líquidos inmiscibles.
- Suficiente agitación para dispersar uno de los líquidos en el otro.
- Presencia de un agente emulsificante.

1.2.8.1.1 Energía De Agitación

Normalmente las emulsiones no existen en la formación productora, sino que se forman por la agitación producida por el flujo turbulento en los sistemas de producción.

Primero, se gasta energía (Energía de Corte) para superar la fuerza viscosa entre las capas líquidas, ocasionando su separación en finas capas.

Segundo, cierta cantidad de energía se usa en la formación de una energía de superficie, lo cual ocurre como resultado de la separación de las moléculas.

Las gotas alcanzan forma esférica, que implica la energía más baja contenida por un volumen dado. Esto está en concordancia con el hecho de que todos los sistemas energéticos tienden a buscar el nivel más bajo de energía libre.

1.2.8.1.2 Agentes Emulsificantes

Son compuestos activos escasamente solubles en petróleo, que se adhieren a la superficie de las gotas de agua formando una capa densa que reduce la tensión interfacial (*IFT*) petróleo/agua, evitando la coalescencia cuando las gotas de agua chocan, reduciendo la energía requerida para la formación de una emulsión.

Los emulsificantes pueden ser moléculas polares, las cuales se alinean por sí solas de tal manera que causan una carga eléctrica en la superficie de las gotas. Las cargas eléctricas se repelen, por lo que las gotas deben chocar con suficiente fuerza para vencer esta repulsión y producir la coalescencia entre ellas.

En el petróleo se encuentran emulsificantes que se forman naturalmente como parafinas, resinas, ácidos orgánicos, sales metálicas, sedimentos coloidales, asfaltenos y materiales compuestos de azufre, nitrógeno y oxígeno.

Los fluidos utilizados en la perforación y en los trabajos de reacondicionamiento, también pueden ser fuertes agentes emulsificantes.

1.2.8.2 Estabilidad de las Emulsiones

Generalmente, los crudos con baja gravedad API (alta densidad) forman emulsiones más estables y un mayor porcentaje en volumen que los crudos de alta gravedad API (baja densidad).

Los petróleos asfálticos tienden a formar emulsiones más fácilmente que los parafínicos. Las emulsiones de crudos de alta viscosidad son usualmente más estables y presentan mayor dificultad en su tratamiento debido a la viscosidad del crudo que impide el movimiento de las gotas de agua dispersas retardando la coalescencia.

Adicionalmente, los crudos de alta viscosidad y alta densidad contienen usualmente más emulsificantes que los crudos livianos.

1.2.8.3 Prevención de las Emulsiones

Si toda el agua pudiera ser excluida del petróleo o si se evitara toda la agitación ocurrida durante la producción de crudo, ninguna emulsión se formaría, pero esto es prácticamente imposible. Por lo que la producción de emulsiones se debe esperar en la mayoría de pozos.

En algunas ocasiones la generación de emulsiones puede incrementarse por malas prácticas operativas. Las operaciones que involucran una producción excesiva de agua como resultado de una pobre cementación o manejo del reservorio pueden incrementar los problemas en el tratamiento de las emulsiones.

Adicionalmente un proceso que someta a la mezcla de agua y petróleo a una excesiva turbulencia puede resultar en graves problemas en el tratamiento.

Una turbulencia innecesaria puede ser causada por un bombeo excesivo o un pobre mantenimiento de las bombas, el uso de una cantidad mayor que la necesaria de gas en el levantamiento por gas lift y el uso de bombeo cuando se puede usar flujo por gravedad.

1.2.8.4 Efectos de las Emulsiones sobre la Viscosidad del fluido

La relación entre la viscosidad de la emulsión con el petróleo, se puede determinar mediante la siguiente ecuación:

$$\mu_e/\mu_o = 1 + 2,5f + 14,1f^2$$

Donde, μ_e es la viscosidad de la emulsión, μ_o es la viscosidad del petróleo limpio y f es la fracción de la fase dispersa.

1.2.8.5 Tratamiento de las Emulsiones

Para separar el agua y petróleo en emulsión se necesitan de tres pasos básicos:

- **Paso 1: Desestabilización**

Una emulsión es desestabilizada contrarrestando los efectos de los agentes emulsificantes. La fuerte capa que envuelve las gotas de agua dispersas debe ser debilitada y rota, esto se consigue usualmente añadiendo calor o algún compuesto químico apropiado a la emulsión.

- **Paso 2: Coalescencia**

Una vez que se rompe la capa que envuelve las gotas de agua dispersas, estas gotas deben unirse por coalescencia para formar gotas más grandes.

- **Paso 3: Separación gravitatoria**

Se necesita de un período de reposo para que las gotas, ya de mayor tamaño después de la coalescencia, se asienten por gravedad debido a la diferencia de densidades entre el agua y el petróleo.

Para conseguir estos tres pasos de manera más rápida y económica, se deben considerar parámetros como: la selección del químico apropiado, rata de inyección del químico, temperatura y presión de operación, viscosidad del petróleo y de la emulsión, rata de flujo, diseño y tamaño del recipiente, y nivel de los fluidos.

1.2.8.5.1 Químicos Demulsificantes

Este tratamiento es comúnmente usado debido a que los químicos son fáciles de aplicar a la emulsión, usualmente tienen un costo razonable y permiten minimizar la cantidad de calor y tiempo de asentamiento requerido.

Los químicos demulsificantes son compuestos orgánicos complejos con características activas de superficie que contrarrestan los agentes emulsificantes, permitiendo que las gotas de agua dispersas en el petróleo, se unan en gotas de mayor tamaño y se asienten fuera de la matriz.

Los trabajos de workover, pueden alterar el contenido de sólidos, lo cual podría también alterar la estabilidad de la emulsión.

No se puede asumir que un mismo demulsificante será satisfactorio durante toda la vida de un campo.

1.2.8.5.1.1 Selección del químico adecuado

La selección del demulsificante debe realizarse tomando en cuenta todas las funciones del sistema de tratamiento.

Si el proceso se realiza en un tanque de asentamiento, un demulsificante con acción relativamente lenta puede usarse con buenos resultados.

Pero si el sistema es un proceso electrostático, donde la floculación y la coalescencia son ayudadas por un campo eléctrico, es necesario entonces utilizar un demulsificante que actúe rápidamente.

Para seleccionar el químico adecuado, se toma una muestra representativa de fluidos en la cabeza del pozo, en cualquier sitio de la línea de flujo, en el manifold o a la entrada del sistema de tratamiento.

Luego, se coloca la muestra en varios recipientes y se añaden diferentes demulsificantes en cada uno de ellos y se determina cuál de los químicos producirá una mejor ruptura de las emulsiones.

Para determinar la proporción óptima del químico, se realizan pruebas adicionales a varias temperaturas y con diferentes cantidades de químico antes de realizar la selección final.

Factores como el color y la apariencia del crudo, claridad del agua, calidad de la interface, temperatura de operación requerida, tiempo de asentamiento y BS&W deben ser observados durante estas pruebas.

El demulsificante óptimo, es aquel que provea la separación más clara y limpia del agua y el petróleo, a la menor temperatura, en el menor tiempo y con el menor costo por barril, sin que ocurran reacciones o conflictos con los químicos usados en las etapas siguientes de tratamiento o almacenamiento.

1.2.8.5.1.2 Punto de Inyección

El químico debe ser inyectado de manera que sea igual e íntimamente distribuido dentro de todo el volumen de la emulsión.

El demulsificante se debe inyectar a una rata continua para que el volumen de químico sea proporcional al volumen de la emulsión.

La concentración de un químico demulsificante puede ser tan alta como 8 galones por cada 1.000 barriles (alrededor de 200 ppm) o tan baja como 1 galón por cada 5.000 barriles de fluido tratado (alrededor de 5 ppm).

1.2.8.5.2 Agitación

La agitación o turbulencia es necesaria para la formación de una emulsión, sin embargo, si ésta es controlada puede ayudar en el tratamiento de las emulsiones.

La agitación acelera la difusión del demulsificante en la emulsión e incrementa la intensidad y el número de colisiones de las gotas dispersas aumentando su probabilidad de coalescencia.

Se debe evitar una excesiva y prolongada agitación que puede dar lugar a una reemulsificación que contrarrestará los efectos beneficiosos del demulsificante en lugar de ayudar a resolver el problema.

Si el número de Reynolds está entre 50.000 y 100.000, se logra usualmente buenas condiciones para la coalescencia.

El flujo de las emulsiones a moderados números de Reynolds a través de líneas de flujo largas ayuda en la coalescencia logrando gotas que exceden los 1.000 [μm] de diámetro.

1.2.8.5.3 Calentamiento

El calentamiento como tratamiento de emulsiones tiene cuatro beneficios básicos:

- Reduce la viscosidad del petróleo, resultando una mayor fuerza de colisión entre las gotas de agua que se asentarán más rápido a través del petróleo.
- Incrementa el movimiento molecular, ayudando a la coalescencia debido al incremento en la frecuencia de colisión entre las gotas de agua.
- Puede eliminar o reducir la acción de los agentes emulsificantes, también puede ocasionar que los químicos trabajen más rápido y fuertemente para romper las capas que envuelven las gotas de agua.
- Puede incrementar la diferencia de densidades entre el petróleo y el agua, por lo que el asentamiento se acelera.
- Los crudos más ligeros son tratados por debajo de los 180 °F. En el caso de los crudos pesados (bajo los 20 °API), los cuales son tratados a temperaturas por encima de los 180 °F, el calor puede tener efectos negativos en la densidad. En casos especiales, el incremento de calor puede ocasionar que la densidad del agua sea menor que la del petróleo.

Sin embargo, el calentamiento de los fluidos es costoso y la adición de calor puede ocasionar pérdidas de los componentes con bajos puntos de ebullición, lo que puede resultar en una reducción en el volumen del petróleo.

El gas liberado durante el calentamiento del crudo puede generar suficiente turbulencia para inhibir la coalescencia.

Las pequeñas burbujas de gas tienen una atracción hacia materiales activos de superficie y por ello, hacia las gotas de agua, entonces, tienden a evitar que éstas se asienten, pudiendo ser descargadas junto con el petróleo.

1.2.8.5.4 Coalescencia Electroestática

Cuando un líquido no conductivo (petróleo) que contiene un líquido conductivo disperso (agua), es sometido a un campo eléctrico, se produce alguno de los siguientes fenómenos:

- Las gotas de agua se polarizan y tienden a alinearse por sí mismas con las líneas de la fuerza eléctrica de tal manera que los polos negativos y positivos de las gotas se localizan adyacentes uno del otro. La atracción eléctrica ocasiona que las gotas se junten ocasionando su coalescencia.
- Las gotas de agua son atraídas a un electrodo debido a una carga eléctrica inducida. En un campo de corriente alterna, debido a la inercia, las gotas pequeñas vibran a una distancia mayor que las gotas más grandes, provocando coalescencia. En campos de corriente continua, las gotas tienden a reunirse en los electrodos, formando gotas cada vez más grandes, hasta que eventualmente se asientan por gravedad.
- El campo eléctrico tiende a deformar y así a debilitar la capa del emulsificante que envuelve las gotas de agua que sometidas a un campo eléctrico alterno sinusoidal serán estiradas a lo largo de las líneas de fuerza a medida que el voltaje crece durante la primera mitad del ciclo. A medida que se relajan durante la porción de bajo voltaje, la tensión superficial llevará a las gotas de regreso a su forma esférica. El mismo efecto es obtenido en la siguiente mitad del ciclo alternante. Las capas debilitadas son así más fácilmente rotas cuando las gotas colisionan.

Cualquiera que fuera el mecanismo, el campo eléctrico causa que las gotas se muevan rápidamente en direcciones aleatorias, lo cual incrementa las oportunidades de colisiones entre las gotas.

1.2.8.5.5 Water - Washing

Se basa en que si una emulsión fluye a través de un exceso de la fase interna de la emulsión, las gotas de la fase interna tenderán a coalescer con el exceso de la fase interna y así ser removidas de la fase continua.

El water-wash es más beneficioso si la emulsión ha sido desestabilizada por la adición de un demulsificante y si el agua es calentada.

1.2.8.5.6 Filtrado

Un material de filtrado con el apropiado tamaño de espacios porosos y relación entre el espacio poroso y el área total, puede ser usado para retirar las gotas de agua dispersas de una emulsión, por la humectabilidad preferencial por el petróleo del material de filtrado, sumergido en el petróleo.

El tratamiento de emulsiones mediante filtrado no se usa comúnmente por la dificultad de obtener y mantener el efecto de filtrado deseado y porque el material es fácilmente obstruido por materiales extraños.

1.2.8.5.7 Relleno Fibroso (Fibrous Packing)

Un paquete fibroso de coalescencia es una sección o componente de un recipiente de tratamiento que está empaquetado con material humectado por agua, causando que las gotas de agua coalescan en otras más grandes.

Los paquetes fibrosos de coalescencia no son comúnmente usados en el tratamiento de petróleo.

Los paquetes de coalescencia están sumergidos en el agua y cuando las gotas de agua dispersas entran en contacto con el material humectante al agua, las gotas coalescen y se adhieren a la superficie de coalescencia, mientras que el petróleo pasa a través del espacio poroso.

La separación de dos líquidos en un paquete de coalescencia no está causada por el filtrado sino por la gran afinidad hacia el agua del material de coalescencia.

1.2.8.5.7 Centrifugación

Debido a la diferencia de densidad entre el petróleo y el agua, la fuerza centrífuga puede ser usada para romper una emulsión y separarla en petróleo y agua.

Las centrifugas no son ampliamente usadas en el tratamiento de emulsiones por su alto costo inicial, alto costo de operación y poca capacidad.

1.2.8.5.8 Destilación

La destilación puede ser usada para remover el agua de las emulsiones de crudo. El agua junto con fracciones de petróleo ligeras puede ser destilada por el calentamiento y entonces separada por medios apropiados. Las fracciones ligeras de petróleo usualmente regresan al petróleo crudo.

Este método se usa en sistemas flash usados en crudos de 15 °API y menores. Estos sistemas usan el exceso de calor en el petróleo recibido del tratador o sistema de tratamiento y convirtiendo este calor sensible en calor latente a una presión cercana a la atmosférica.

Los gases son condensados en un condensador de superficie en el ventilador de entrada de la corriente de petróleo crudo.

La destilación es costosa y todos los sólidos disueltos y suspendidos en el agua son dejados en el petróleo cuando se remueve el agua por evaporación.

1.3 TEORÍA DE SEPARADORES

1.3.1 DEFINICIÓN DE SEPARADORES

Son recipientes metálicos cerrados que trabajan a una presión y temperatura dadas y cuyo propósito es eliminar cualquier líquido presente en el flujo de gas y efectivamente separar el agua del petróleo si es trifásico.

El separador debe tener una placa de construcción donde debe figurar:

- ***Presión nominal***

Es la máxima presión a la que puede trabajar el equipo; sobre este valor deben estar calibradas las válvulas de alivio o venteo.

- ***Presión de prueba***

Es la máxima presión con que se ha probado el equipo en fábrica, y el valor más alto garantizado con el equipo nuevo.

- ***Presión de trabajo***

Es la presión recomendada por el fabricante para una operación normal.

- ***Temperatura de trabajo***

Es la temperatura recomendada por el fabricante para una operación normal.

- ***Caudal de gas***

Es el caudal máximo de gas permisible para una garantizada eficiencia con los valores de presión y temperatura de trabajo.

- ***Caudal de líquido***

Es el caudal máximo de líquido permisible para una garantizada separación con los valores de presión y temperatura de trabajo.

1.3.2 FUNCIONES DE UN SEPARADOR

1.3.2.1 Funciones Primarias

- ***Remoción de Petróleo del Gas***

Se lleva a cabo generalmente por la diferencia de densidades y por el uso de un mecanismo conocido como Extractor de Niebla con variados diseños.

- **Remoción de Gas del Petróleo**

La cantidad de gas en solución contenido en el petróleo depende de las propiedades físico-químicas y condiciones de presión y temperatura a las que se halle, por consiguiente, el volumen de gas que un separador podrá remover del crudo depende igualmente de estos parámetros, además del caudal que se maneje y del tamaño y configuración del separador.

- **Separación de Agua del Petróleo**

Se puede lograr por medio de Químicos y por Separación Gravitacional.

1.3.2.2 Funciones Secundarias

- Mantener una presión óptima para garantizar la entrega de fluidos hacia otros equipos o tanques de almacenamiento.
- Mantener un nivel óptimo para garantizar un sello que evite la pérdida de gas en el petróleo.

1.3.3 CLASIFICACIÓN GENERAL DE SEPARADORES

Tabla 1.3: Clasificación General de Separadores.

Clasificación	Tipo	Descripción
Según el número de fases	Bifásicos	Separan gas y líquido.
	Trifásicos	Separan gas, petróleo y agua.
Según su forma	Cilíndricos	Forma de cilindro.
Según su posición	Horizontales	Instalados horizontalmente respecto al suelo.
	Verticales	Instalados verticalmente respecto al suelo.
Según su función	Prueba	Medir la producción de gas y líquido cuando un pozo es nuevo o sale de algún tratamiento.
	Producción	Capacidad suficiente para recibir el fluido proveniente de todos los pozos.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

1.3.4 DESCRIPCIÓN DE LOS SEPARADORES

1.3.4.1 Separador Cilíndrico Horizontal

La fase pesada decanta perpendicularmente a la dirección horizontal de flujo de la fase liviana, permitiendo que la fase liviana continua pueda viajar a una velocidad superior a la velocidad de decantación de la fase pesada discontinua.

1.3.4.1.1 Ventajas

- Por lo general, son más económicos que los verticales.
- Requieren poco espacio vertical para su instalación.
- Normalmente empleados cuando se tiene GLR bajas.
- Requieren menor diámetro que un vertical, para una capacidad dada de gas.
- Manejan grandes cantidades de líquido y fuertes variaciones en la entrada de líquido, optimizando el volumen de operación requerido.
- Los volúmenes de retención facilitan la desgasificación de líquido y el manejo de espuma si se forma.

1.3.4.1.2 Desventajas

- Requiere mayor espacio horizontal para su instalación.
- Variación de nivel de la fase pesada afecta la separación de la fase liviana.
- Difícil remoción de sólidos acumulados (Se puede incrementar el número de drenajes o utilizar internos como sand jets).

1.3.4.2 Separador Cilíndrico Vertical

La fase pesada decanta en dirección opuesta al flujo vertical de la fase liviana, por consiguiente, si la velocidad de flujo de la fase liviana excede levemente la velocidad de decantación de la fase pesada, no se producirá la separación de fases, a menos que esta fase pesada coalesca en una gota más grande.

1.3.4.2.1 Ventajas

- Requieren poco espacio horizontal para su instalación.
- Normalmente empleados cuando se tiene GLR altas y/o cuando se esperan grandes variaciones en el flujo de vapor/gas.
- La capacidad de separación de la fase liviana no se afecta por variaciones en el nivel de la fase pesada.
- Facilidad en remoción de sólidos acumulados.
- Mayor facilidad que un horizontal, para el control del nivel del líquido y para la instalación física de la instrumentación de control, alarmas e interruptores.

1.3.4.2.2 Desventajas

- Se necesita un excesivo tamaño del recipiente para el manejo de grandes cantidades de líquido y fuertes variaciones en la entrada de líquido.
- Requieren de mucho espacio vertical para su instalación.
- Para desgasificación de líquido o manejo de espuma, se requieren grandes volúmenes de líquido y por lo tanto tamaños grandes de los separadores.

1.3.4.3 Separador Esférico

- Es un equipo compacto pero que limita la capacidad para manejar líquido. No es utilizado en operaciones de producción. Su construcción es complicada. Tiene la ventaja de ser más barato que los anteriores. Fácil de drenar y limpiar.

En conclusión, el separador horizontal es más óptimo que el vertical porque el gas no se interfiere a la caída del líquido. Un separador horizontal es más eficiente y económico que un separador vertical.

De acuerdo a las ventajas mayoritarias, en la industria se utilizan separadores horizontales y son de este tipo, los separadores instalados en las estaciones objeto del presente estudio; por lo que nos enfocaremos en los separadores horizontales para establecer los parámetros de diseño y dimensionamiento.

1.3.5 SECCIONES DE UN SEPARADOR

Internamente, un separador se puede dividir en cuatro secciones que ayudan con la eficiencia del mismo.

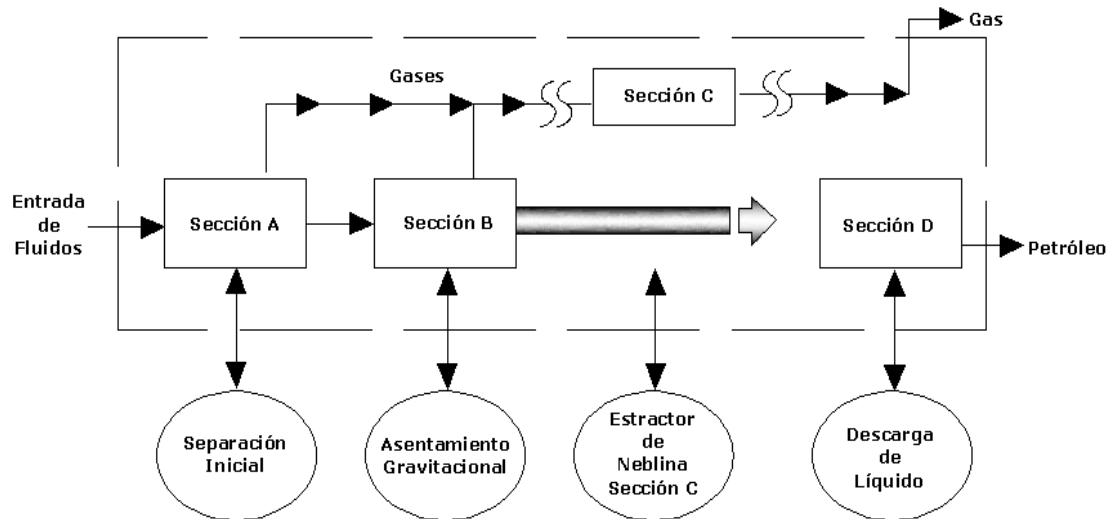


Fig. 1.2: Esquema de secciones de un Separador.

Sección A: Es la sección ubicada inmediatamente a la entrada del separador donde el flujo choca contra los deflectores internos y como producto del cambio brusco del momentum, se da una separación inicial del gas y del líquido.

Sección B: En esta sección, producto de la diferencia de densidades entre el gas y líquido, se produce una separación por asentamiento gravitacional. El líquido se va acumulando en la parte inferior del separador; con un tiempo adicional, las capas de petróleo y emulsión asciendan a la superficie del agua libre, el agua desciende al fondo y el gas residual atrapado en el líquido ascienda.

Sección C: Esta sección se da lugar en el extractor de neblina en el cual partículas de petróleo muy pequeñas que no han podido ser separadas por gravedad son removidas de la fase gaseosa.

Sección D: En esta sección existe un vertedero cuya función es mantener el petróleo por un tiempo suficiente hasta que alcance el equilibrio, antes de que éste sea descargado del separador.

1.3.6 ELEMENTOS INTERNOS DE LOS SEPARADORES

Los internos de un separador cumplen muchas funciones con el objetivo de mejorar la separación de fases y garantizar una operación confiable y segura.

1.3.6.1 Deflector de Entrada (Inlet Diverter)

Al ingresar, el fluido es cortado a ambos lados mientras atraviesa el dispositivo difusor. Los deflectores tienen gran variedad de formas como placa, ángulo, cono (codo de 90°) o semiesfera.



Fig. 1.3: Deflector de entrada.

1.3.6.2 Rompeolas (Wave Breakers)

Cuando se tienen separadores horizontales muy largos, se debe evitar la propagación de ondulaciones y los cambios de nivel en dirección longitudinal que son producidos por la entrada súbita de tapones de líquido dentro del separador.



Fig. 1.4: Placas rompeolas.

Para eliminar dichas ondulaciones, se colocan las placas rompeolas en sentido transversal al separador. La acción de las olas debe ser eliminada para un apropiado funcionamiento de los Controladores de Nivel.

1.3.6.3 Placas Coalescentes (Coalescing Plates)

La instalación de las placas coalescentes causará que el tamaño de las gotas de agua arrastradas en el crudo se incremente haciendo más fácil el asentamiento por gravedad de estas gotas en la interfase crudo – agua.



Fig. 1.5: Placa Coalescente.

1.3.6.4 Eliminadores de neblina (Mist Extractor)

Diseñados para remover gotas líquidas y partículas sólidas de la corriente de gas.



Fig. 1.6: Eliminadores de Neblina.

Para determinar las dimensiones del eliminador de neblina, se usa la ecuación de Saunders-Brown.

$$A_{EN} = \frac{Q_{gas}}{v_t} \quad (\text{Ec. 1.12})$$

Donde:

- $v_t = K \sqrt{\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g}}$
- K: Constante de Sounders y Brown
- Q_{gas} : Caudal de la corriente de gas
- A_{EN} : Área del Extractor de neblina

1.3.6.4.1 Eliminador de niebla tipo malla

Este eliminador tiene la ventaja de producir una baja caída de presión. La desventaja principal respecto a los otros tipos de eliminadores, es que el gas es forzado a pasar a través de los mismos canales por los que el líquido es drenado bajo la influencia de la gravedad, es decir, en el área libre del eliminador existe flujo en dos sentidos, por lo que puede suceder que:

- El líquido no pueda abandonar el elemento y se acumule en éste.
- El flujo de gas sea restringido como consecuencia de esta acumulación.
- La caída de presión llegue a tal valor que el líquido sea expulsado aguas abajo del separador, ocasionando arrastre.

1.3.6.4.2 Eliminador de niebla tipo aleta (Vane)

Consiste en un laberinto de láminas metálicas colocadas paralelamente por donde es conducido el gas y sometido a sucesivos cambios de dirección, mientras que las partículas líquidas tienden a seguir en línea recta y son atrapadas en una serie de bolsillos recolectores de líquido del eliminador, donde coalescen y son conducidas perpendicularmente al flujo de gas hasta el fondo del recipiente.

1.3.6.4.3 Eliminador de niebla tipo ciclón

Estos dispositivos producen la separación debido a un cambio en la cantidad angular de movimiento de la corriente bifásica. El gas gira en torno al eje del cilindro y abandona la parte superior, mientras que las partículas líquidas por efecto de la diferencia de densidades salen desprendidas por la parte inferior.

La eficiencia de separación depende mucho de la velocidad del gas y por lo tanto del caudal manejado. Si el caudal cae por debajo de los valores recomendados por el fabricante, la eficiencia de separación disminuye drásticamente, por esta razón no son recomendados cuando el flujo de alimentación es variable.

1.3.6.5 Desarenador (Sand Jet)

Una preocupación en los separadores es la acumulación de arenas y sólidos en el fondo del recipiente.

Para remover estos sólidos, los drenajes de arena son abiertos de una manera controlada. Entonces agua a alta presión es bombeada a través de los eyectores agitando los sólidos que son expulsados por el drenaje.



Fig. 1.7: Sand Jet.

1.3.6.6 Rompe remolinos

Cuando un líquido es drenado de un recipiente, se pueden producir condiciones que originen la formación de un remolino.

Este efecto en separadores ocasiona el escape de la fase de vapor por la boquilla de desalojo de líquido, lo cual es indeseable sobre todo desde el punto de vista de seguridad.

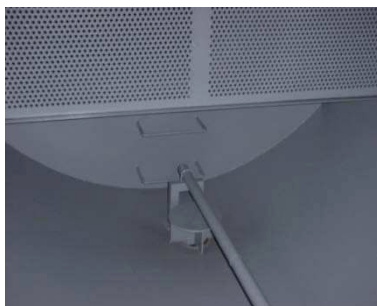


Fig. 1.8: Rompe remolinos.

1.3.7 CAPACIDAD DE UN SEPARADOR

Cantidad de fluido que puede procesar eficientemente para separarlo en cada una de sus fases.

La capacidad depende de:

- Diámetro y longitud del recipiente (tamaño del mismo).
- Diseño y distribución de los dispositivos internos.
- Presión y temperatura de operación.
- Características de los fluidos para los que fue diseñado.
- Relación gas-petróleo a la entrada.
- Diámetro de las partículas líquidas en el gas antes del extractor de niebla.
- Nivel del líquido que mantiene el separador.
- Condiciones de fluencia a la entrada (temperatura, velocidad, presión).
- Impurezas contenidas en los fluidos del pozo.
- Tendencia a la formación de espumas y parafinas.

La capacidad puede verse limitada debido a condiciones de trabajo inadecuadas, como:

- Trabajar a baja temperatura, aumenta la viscosidad del petróleo dificultando su descarga. También aumenta la cantidad de componentes livianos, que se separan de la corriente líquida y que sin ser gases, son arrastrados hacia la salida de gas, disminuyendo la eficiencia de separación.
- Trabajar con una presión interior insuficiente para movilizar los líquidos hasta los tanques; pero se debe recordar que elevar la presión de operación es disminuir la separación de fases.
- Instalar una válvula de drenaje de líquidos inadecuada, que produzca mucha restricción al pasaje o que no abra lo suficientemente rápido como para responder a una variación importante del caudal de entrada.
- Montar una línea de salida de diámetro reducido, que muchas veces es más conveniente sobredimensionar dado que estas líneas son de recorridos relativamente cortos hasta los tanques de recepción.

1.3.8 EFICIENCIA DE UN SEPARADOR

La evaluación del desempeño de un separador se realiza mediante ciertas pruebas para evaluar la eficiencia operativa, como:

- **Evaluación del tamaño de la partícula**

Partículas de líquido mayores a 10 [μm] arrastradas por la corriente de gas, es un indicativo de un pobre desempeño.

- **Determinación de la cantidad de líquido perdido**

Un contenido de líquido de 0,10 [$gal/MPcs$] arrastrado por la corriente de gas, usualmente se considera como adecuado.

- **Prueba de Mancha**

Consiste en colocar un paño blanco en la salida de gas del separador y si en 1 minuto no se presenta ninguna mancha café en el paño, el desempeño es aceptable.

Cuando el gas de los separadores es enviado directamente a los mecheros, se puede determinar visualmente la presencia de líquido en el gas por el color oscuro del humo producido de la combustión.

La eficiencia de separación del líquido se puede definir según la siguiente ecuación:

$$E = 100 \frac{F-C}{F} \quad (Ec. 1.13)$$

Donde:

- E : Eficiencia de separación en %
- F : Flujo de líquido de alimentación en [lb/h]
- C : Líquido arrastrado por la corriente de salida en [lb/h]

1.3.9 CRITERIOS DE EVALUACIÓN TÉCNICA DE SEPARADORES

La evaluación de la integridad física de los separadores se basa en la Evaluación Mecánica básica para las condiciones de presión y temperatura, fundamentada en las normas API 510 y ASME (Sección VIII, Div. 1), y con base a la siguiente información:

- Inspección visual realizada durante el relevamiento de información en campo, la cual comprende básicamente:
 - Inspección visual externa del recipiente.
 - Inspección de fallas en pintura, corrosión, etc.
 - Accesorios del recipiente: Inspección de posibles fugas en juntas soldadas de boquillas, entradas de hombre, soportes.
 - Inspección visual de las conexiones de tubería.
 - Inspección visual de los instrumentos.
 - Inspección visual de los sistemas o equipos de protección (válvulas de alivio de presión, SCI).
 - Detección de deformaciones causadas por des-alineamientos de tuberías, por sobre-presiones o condiciones de vacío.
 - Detección de asentamientos excesivos de fundaciones.
 - Revisión del estado de los pernos y las sillas de anclaje.
 - Revisión de conexión a tierra.

- Información de espesores de plancha.

1.3.10 CRITERIOS DE DISEÑO DE SEPARADORES

Normalmente, los separadores de petróleo son los equipos iniciales en una estación de producción, por lo que su diseño es de suma importancia.

Un diseño inadecuado puede resultar en la reducción de la capacidad de producción de la instalación completa.

1.3.9.1 Normas Técnicas de Diseño

1.3.9.1.1 API 12J, “Especificación para separadores Gas-Petróleo”

Esta especificación cubre los requisitos mínimos para el diseño, fabricación y pruebas en taller de separadores de crudo y gas así como separadores de agua, crudo y gas usados en la producción de crudo y gas.

1.3.9.1.2 ASME, Sección VIII, División 1, “Reglas para la construcción de recipientes de presión”

Esta división de la sección VIII establece los requisitos aplicables al diseño, fabricación, inspección, prueba y certificación de equipos de presión que operan en cualquiera de las presiones internas o externas de más de 15 [psig].

1.3.9.2 Datos de Entrada

- Caudales máxicos (Gas, Petróleo y Agua).
- Densidades (Gas, Petróleo y Agua).
- Presión de diseño y operación.
- Temperatura de diseño y operación.
- Tipo de Servicio (Prueba o Producción).
- Tipo de fluido (Sucio o Limpio, Corrosivo o No Corrosivo).
- Sobreespesor por corrosión requerido.

1.3.9.3 Parámetros de Diseño

Tipo de internos a utilizar:

- Baffle de entrada
- Malla de alambres
- Coalescedor de líquidos
- Baffle (para separación de 2 fases líquidas)
- Velocidad máxima del gas (Para una buena separación gas-líquido).
- Tiempo de Residencia de cada fase líquida.

1.3.10 DIMENSIONAMIENTO DE SEPARADORES HORIZONTALES

Consiste en determinar el diámetro y la longitud del separador de tal manera que se pueda manejar adecuadamente la rata de producción de gas y petróleo.

Las ecuaciones se han desarrollado bajo ciertas asunciones:

- El petróleo no forma espuma durante del proceso de separación, caso contrario el tiempo de retención debe ser incrementado drásticamente.
- La temperatura de operación está por debajo de los puntos de opacidad del petróleo y el punto de hidratación del gas.
- Las gotas de líquido que pueden ser separadas son esféricas.
- El líquido remanente en el gas separado no excede los $0,1 \text{ galon/MMSCF}$.

1.3.10.1 Dimensionamiento de Separadores Horizontales Bifásicos

Este dimensionamiento debe satisfacer las condiciones para capacidad de gas que permita a las gotas de líquido caer desde el gas hasta el volumen del líquido y al gas atravesar la longitud efectiva del recipiente.

Adicionalmente debe proveer un tiempo de retención suficiente para que la fase líquida alcance el equilibrio.

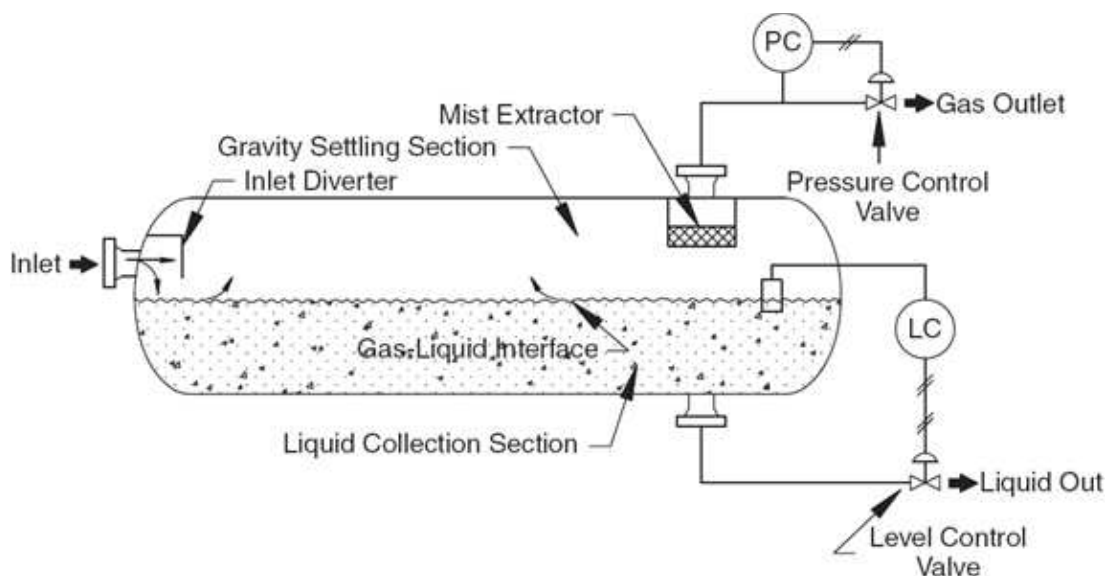


Fig. 1.9: Separador Horizontal Bifásico.

1.3.10.1.1 Capacidad de Gas

Se utiliza la ecuación siguiente:

$$L_{eff} d = 421,5 \left(\frac{1-a_l}{1-\varphi_l} \right) \frac{TzQ_g}{P} \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l-\rho_g} \right) \frac{C_d}{d_m} \right]^{1/2} \quad (Ec. 1.14)$$

$$\varphi_l = \left[1 - \frac{1}{180} \cos^{-1}(2a - 1) - \frac{2}{\pi} (2a - 1) \sqrt{a - a^2} \right] \quad (Ec. 1.15)$$

Donde:

- a_l : Altura fraccional del líquido respecto al diámetro (h_l/d)
- φ_l : Área fraccional de líquido
- d : Diámetro interno del recipiente en [in]
- L_{eff} : Longitud efectiva del recipiente donde ocurre la separación en [ft]
- T : Temperatura de operación en [°R]
- Q_g : Rata de flujo de gas en [MMscfd]
- P : Presión de operación en [Psia]
- z : Compresibilidad del gas
- C_d : Coeficiente de arrastre
- d_m : Diámetro de la gota de líquido en [μm]
- ρ_g, ρ_l : Densidad del gas y líquido en [lb/ft^3]

1.3.10.1.2 Capacidad de Líquido

El separador debe proveer un tiempo de retención para que el líquido pueda alcanzar el equilibrio de fase con el gas. Se utiliza la ecuación siguiente:

$$d^2 L_{eff} = \frac{t_r Q_l}{1,4 \varphi_l} \quad (Ec. 1.16)$$

Donde:

- φ_l : Área fraccional de líquido, definido en la ecuación (1.15)
- t_r : Tiempo de retención para el líquido en [min]
- Q_l : Rata de flujo del líquido en [BPD]

1.3.10.1.3 Relación de Slenderness

La longitud costura a costura considera el espacio requerido para los elementos internos del separador. Se determina mediante las dos expresiones siguientes:

Para capacidad de gas:

$$L_{SS} = L_{eff} + \frac{d}{12} \quad (Ec. 1.17)$$

Para capacidad de líquido:

$$L_{SS} = \frac{4}{3} L_{eff} \quad (Ec. 1.18)$$

La mayoría de separadores están diseñados con una relación L_{SS}/d entre 3 y 4. Cuando la capacidad de gas gobierna, puede estar entre 4 y 5, pero un diámetro pequeño puede ocasionar la formación de olas en la interface gas-petróleo.

1.3.10.2 Dimensionamiento de Separadores Horizontales Trifásicos

El cálculo de capacidad de gas establece el diámetro y longitud aceptables, mientras que la necesidad de que las partículas de agua con un diámetro de $500[\mu m]$ se asienten, permite establecer el diámetro máximo del separador.

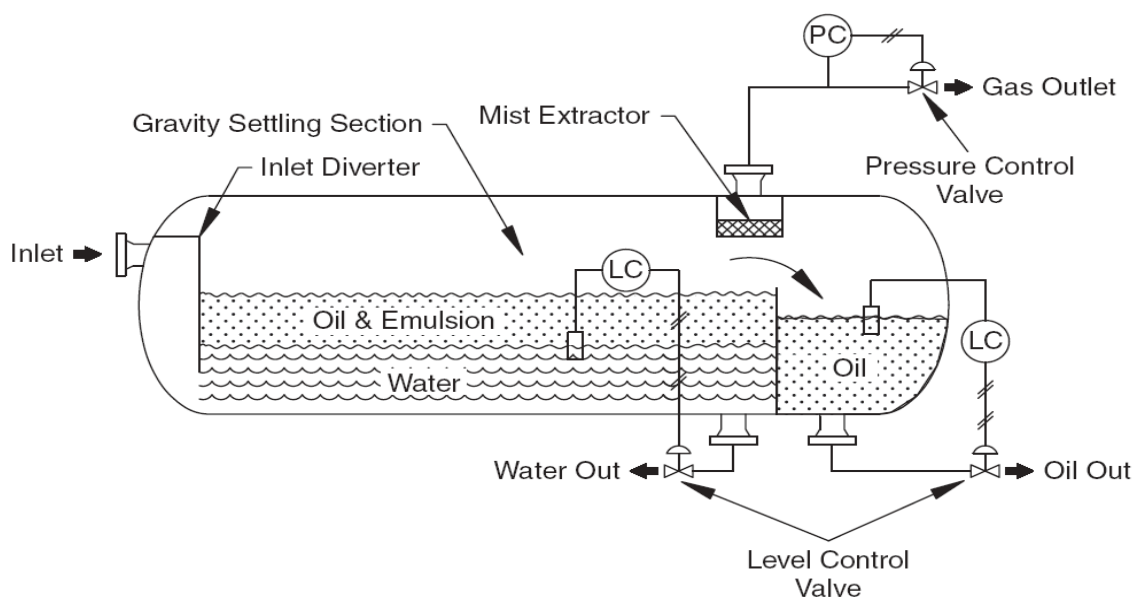


Fig. 1.10: Separador Horizontal Trifásico.

1.3.10.2.1 Capacidad de Gas

La ecuación para capacidad de gas de un separador trifásico es igual a la desarrollada para un separador bifásico.

$$L_{eff} d = 421,5 \left(\frac{1-a_l}{1-\varphi_l} \right) \frac{TzQ_g}{P} \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l-\rho_g} \right) \frac{C_d}{d_m} \right]^{1/2} \quad (Ec. 1.19)$$

Donde:

- a_l : Altura fraccional del líquido respecto al diámetro (h_l/d)
- φ_l : Área fraccional de líquido, definido en la ecuación (1.15)
- d : Diámetro interno del recipiente en [*in*]
- L_{eff} : Longitud efectiva del recipiente donde ocurre la separación en [*ft*]
- T : Temperatura de operación en [$^{\circ}R$]
- Q_g : Rata de flujo de gas en [*MMscfd*]
- P : Presión de operación en [*Psia*]
- z : Compresibilidad del gas
- C_d : Coeficiente de arrastre
- d_m : Diámetro de gota de líquido en [μm]
- ρ_g, ρ_l : Densidad del gas y líquido en [*lb/ft³*]

1.3.10.2.2 Tiempo de Retención

La ecuación que permite determinar las dimensiones del recipiente considerando el tiempo de retención es la siguiente:

$$d^2 L_{eff} = \frac{1}{1,4\varphi_l} [(t_r)_o Q_o + (t_r)_w Q_w] \quad (Ec. 1.20)$$

Donde:

- φ_l : Área fraccional de líquido, definido en la ecuación 1.15
- d : Diámetro interno del recipiente en [*in*]
- L_{eff} : Longitud efectiva del recipiente donde ocurre la separación en [*ft*]
- Q_o y Q_w : Caudales de petróleo y agua respectivamente en [*BPD*]
- $(t_r)_o$ y $(t_r)_w$: Tiempos de retención del petróleo y agua en [*min*]

1.3.10.2.3 Ecuación de Asentamiento

Permite calcular el espesor máximo de la capa de petróleo o agua para que una partícula de un tamaño determinado se separe:

$$(h_o)_{max} = 0,00128 \frac{(t_r)_o(\Delta\gamma)d_{mw}^2}{\mu_o} \quad (Ec. 1.21)$$

$$(h_w)_{max} = 0,00128 \frac{(t_r)_w(\Delta\gamma)d_{mw}^2}{\mu_w} \quad (Ec. 1.22)$$

Donde:

- h_o, h_w : Altura del petróleo y agua en [in]
- $(t_r)_o, (t_r)_w$: Tiempo de retención del petróleo y agua en [min]
- μ_o, μ_w : Viscosidad del petróleo y agua en [cp]
- γ : Gravedad específica relativa al agua

El espesor máximo de la capa de petróleo para un tiempo de retención determinado de agua y petróleo, permite establecer un diámetro máximo.

$$\frac{A_w}{A} = \varphi_w = \frac{\varphi_l(t_r)_w Q_w}{(t_r)_o Q_o + (t_r)_w Q_w} \quad (Ec. 1.23)$$

Donde:

- φ_w : Área fraccional ocupada por el agua
- φ_l : Área fraccional ocupada por el líquido, $\varphi_l = 0,5$ (lleno hasta la mitad)
- Q_o y Q_w : Caudales del petróleo y agua respectivamente en [BPD]
- $(t_r)_o$ y $(t_r)_w$: Tiempos de retención para el petróleo y agua en [min]

El diámetro máximo se calcula utilizando:

$$d_{max} = \frac{(h_o)_{max}}{(a_l - a_w)} \quad (Ec. 1.24)$$

Donde:

- d_{max} : Diámetro máximo en [in]
- $(h_o)_{max}$: Altura en [in] de la ecuación (1.21)
- a_l : Altura fraccional del líquido, $a_l = 0,5$ (lleno hasta la mitad)
- a_w : Altura fraccional del agua, determinada mediante **Figura 1.11**.

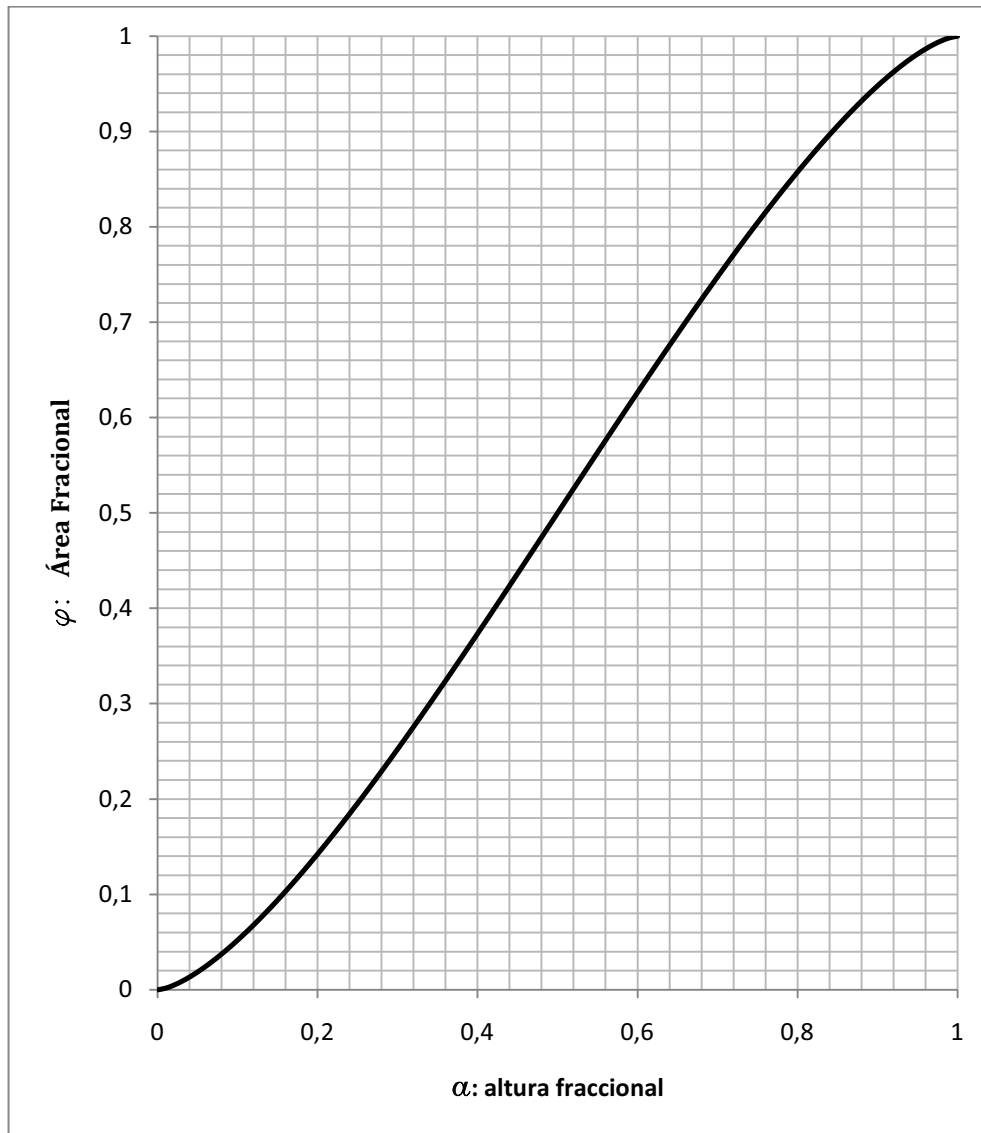


Fig. 1.11: Área fraccional en función de la altura fraccional del líquido.

3.10.2.4 Relación de Slenderness

Para determinar la longitud costura a costura de separadores trifásicos se usan las mismas expresiones utilizadas para separadores horizontales bifásicos.

De igual forma, cuando la capacidad de gas gobierna, la relación L_{SS}/d debe estar entre 4 y 5 para evitar la formación de ondas en la interface gas-líquido.

Si la capacidad de líquido es la que gobierna, se puede optar por relaciones L_{SS}/d mayores. La mayoría de separadores trifásicos están contruidos con una relación que está entre 3 y 5.

1.4 DESCRIPCIÓN DE LAS ESTACIONES

1.4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA ESTACIÓN SECOYA

1.4.1.1 Ubicación Geográfica

La Estación Secoya está ubicada dentro del campo Secoya, el cual forma parte del área de producción Libertador ubicada en la Provincia de Sucumbíos, en el nororiente de la Amazonía Ecuatoriana. Las condiciones meteorológicas de la Provincia de Sucumbios se presentan en el **ANEXO 1.1**.

Las coordenadas UTM correspondientes a la Estación Secoya son: Norte UTM 10.001.624,170 y Este UTM 323.339,850.

El diagrama de flujo de la Estación Central Secoya se presenta en el **ANEXO 1.2**.

1.4.1.2 Proceso de Producción de la Estación Secoya

La Estación Central Secoya recibe el fluido de 21 pozos y maneja un flujo promedio de 24.541 [BFPD], 6.086 [BPPD], 18.455 [BAPD] y 3.361 [MSCFPD].

1.4.1.2.1 Ingreso de Producción

El fluido proveniente de cada pozo productor es conducido hacia la Estación Secoya por líneas de flujo independientes de 4 pulgadas de diámetro nominal, que se conectan al múltiple de producción que dispone de cuatro cabezales: tres cabezales de producción y un cabezal de prueba.

1.4.1.2.2 Sistema de Pruebas de Producción

Las pruebas de producción se realizan en un separador de prueba bifásico de 10.000 [BFPD]. Cuando un pozo es puesto a prueba, es alineado al menos una hora para estabilizarlo; luego, se procede a la adquisición de datos por períodos de 3 y 24 horas, según los requerimientos y condiciones de producción. Para cumplir con la frecuencia de pruebas requeridas, se está instalando dos nuevos separadores de prueba trifásicos con una capacidad de 5.000 [BFPD] cada uno.

1.4.1.2.3 Separación Primaria

Actualmente se encuentran instalados dos separadores de producción, un separador trifásico (FWK01) de 30.000 [BFPD] y un separador bifásico (SP01) de 20.000 [BFPD], donde se separan el agua, el petróleo y el gas.

El agua del FWK01 se descarga por una línea de 10 [in] de diámetro nominal, y por no disponer de sistema de tratamiento de agua, esta línea se une con la descarga de líquido del separador bifásico SP01 antes del ingreso a la Bota de Gas (S01).

La descarga de gas de los separadores se envía a un Depurador de Gas (DE01) y luego hacia los compresores.

1.4.1.2.4 Sistema de Separación Crudo-Agua en Tanque de Lavado (T01)

Previo al ingreso de la corriente de fluido al tanque de lavado (T01) de 24,700 [Bl], se realiza la separación del gas remanente del fluido proveniente de los separadores de producción (FWK01 y SP01), mediante la bota de gas (S01). El gas efluente de la bota se envía para su disposición final en el quemador (Q01).

El agua separada en el tanque de lavado (T01) se desaloja por la parte inferior del mismo, con un contenido de crudo residual estimado de 5,5 ppm.

El crudo, con un BSW de 0,3%, se desaloja a través del rebose del tanque ubicado a 32 [ft] de altura, y se envía hacia el tanque de reposo (T02).

1.4.1.2.5 Tanque de Reposo de Crudo T01

El crudo proveniente del Tanque de Lavado (T01), ingresa al Tanque de Reposo (T02) de 32.230 [Bl], cuya función es proporcionar la cabeza estática de succión necesaria para el adecuado funcionamiento de las bombas Booster de crudo (BC01/02 y B01/02), además de brindar un volumen de almacenamiento para contingencias. El crudo desde el Tanque de Reposo (T02) es enviado al Sistema de Generación Wärtsilä y a los Tanques Oleoductos (T03/04/05), manteniendo el tanque una altura de operación de 16 [ft].

Crudo desde el Tanque de Reposo (T02) a Sistema de Generación Secoya Wärtsilä

Parte del crudo obtenido (442,6 [BPD] con B&SW de 0,3 %) en el Tanque de Reposo (T02) es succionado por las Bombas Booster (BC01/02), ambas accionadas eléctricamente, las cuales, una a la vez con una presión de descarga aproximada de 40 [psig] envían al Sistema de Generación Wärtsilä, un estimado de 442,6 [BPD], previa medición de flujo, en un tiempo comprendido de 4-5 horas al día, alternándose diariamente cada una de las bombas.

Crudo desde el Tanque de Reposo (T02) a los Tanques Oleoducto (T03/04/05)

El crudo restante (BSW de 0,3%) proveniente del Tanque de Reposo (T02) es succionado por la Bombas Booster (B01/02), ambas accionadas eléctricamente, las cuales una a la vez con una presión de descarga de 110 [psig] envían a los Tanques Oleoductos (T03/04/05).

1.4.1.2.6 Centralización del Crudo en Tanques de Oleoducto (T03/04/05)

El crudo producido en la Estación Central Secoya (6.086 [BPD], BS&W 0,3%) destinado a lago Agrio (BS&W 0,3%), más el producido en la Estación Central Tetete (3.595 [BPD], BS&W 0,3%), Estación Shuara (2.677 [BPD], BS&W 0,3%), Estación Pichincha (4.384 [BPD] BS&W 0,3 %) y Estación Shushuqui (2.071 [BPD], BS&W 0,3%) llegan a los Tanques de Oleoducto (T03/04/05) a una presión estimada en 105 [psig], la filosofía de operación de los tanques es que mientras dos reciben, uno de ellos despacha, alternándose diariamente.

El crudo total (18.813 [BPD], BS&W 0,3%) es succionado por las Bombas Booster de Oleoducto (B05/06) y enviado a la Unidad LACT existente, para su fiscalización y medición antes de ser enviado a Lago Agrio, estas bombas Booster, una a la vez con una presión de descarga de 100 [psig], (previa medición de flujo) empujan la succión de las Bombas de Transferencia de Crudo Oleoducto (B07/08/09/10/11/12), todas accionadas eléctricamente.

Las Bombas de Transferencia de Crudo Oleoducto denominadas Quintuplex (B07/08) manejan un flujo de operación de 15 [BPM] y presión de descarga de 500 [psig], mientras las Triplex (B09/10/11/12) manejan un flujo de operación de 11 [BPM] y presión de descarga de 490 [psig]. Normalmente en operación, se descarga diariamente los 18.813 [BPD] de crudo a la Estación Central Lago Agrio, para ello, se utilizan tres de las cuatro Bombas Triplex (B09/10/11/12) por un tiempo aproximado de descarga de 10 horas o las dos Bombas Quintuplex (B07/08) por un tiempo aproximado de descarga de 10 horas, alternándose cada sistema (Triplex o Quintuplex) diariamente.

Es importante destacar que comúnmente el agua que decanta en estos tanques es desalojada por la Bomba de recirculación tanque-tanque (B13) interconectada igualmente al Tanque de Reposo (T02), enviando un estimado de 100-150 [Bl]s cada 3 meses por 2 horas de descarga.

1.4.1.3 Disposición del Agua de Formación

El agua de producción (18.455 [BAPD], 15 ppm de crudo) proveniente del Tanque de Lavado (T01), previa inyección de Químicos (Biocidas: 4 [gal/día], Anticorrosivo: 4 [gal/día], Antiescala: 2 [gal/día]), es succionada por las Bombas Booster (B03/04 y BC06), accionadas eléctricamente, las cuales, una a la vez, a una presión de 90 [psig] alimentan a la Sub-Estación Secoya 025, Estación Shuara y Sub-Estación Shuara 018.

1.4.1.4 Sistema de Compresión de Gas

El gas separado (3.361 [MSCFPD]) en los Separadores (FWK01/SP01), se envía a presión de 30 [psig] al Depurador General de Gas (DE01) junto con la producción de las Estaciones Shuara (2,36 [MMPSCPD]) y Pichincha (0,5 [MMPSCPD]); la salida del DE01 alimenta al sistema de compresión conformado por los compresores CO01/02/03/04/05, que operan normalmente uno a la vez con una capacidad de 4,5 [MMPSCPD]. Los compresores envían una parte del gas hacia el deshidratador de gas (SK01). Los condensados del deshidratador

son enviados a Petroindustrial y el gas deshidratado se envía a un conjunto de depuradores de gas (DE03/04/05) y luego es utilizado como combustible.

Otra parte del gas de los compresores es enviado hacia el sistema de gas lift para el pozo SCY-04. El gas restante pasa por un Depurador de Gas (DE02) hacia una Bota de Gas BO01 luego hacia un Depurador de Gas (DE06) y finalmente hacia la Central de Generación Wärtsilä.

Los condensados obtenidos se envían hacia las instalaciones de Petroindustrial y son aproximadamente de 2.344 [gal/día].

1.4.1.5 Sistema de Alivio y Venteo Baja Presión

El gas proveniente de la bota de gas (BG01) se direcciona hacia el quemador (Q02), por medio de una tubería de 6 pulgadas.

1.4.1.6 Servicios Auxiliares

1.4.1.6.1 Sistema de Combustible Diesel

El sistema de combustible diesel de la Estación Secoya, consta de un tanque de diesel (TD01) de 225 [Bls], desde el cual se distribuye a las bombas del sistema contra incendio, generadores, y compresor de aire de respaldo.

1.4.1.6.2 Sistema Contra Incendios

El sistema contra incendios de la Estación Secoya, está constituido por:

- Un tanque de almacenamiento de agua (TI01), dos bombas centrífugas (BI02/03) accionadas por motor de combustión interna (diesel), (BI03) accionada por motor eléctrico.
- Una bomba jockey (BI04).
- Un tanque de espuma (TQ01).
- Las descargas de las bombas (BI02/03/04) se direccionan hacia un cabezal de 6 pulgadas, que envía el agua hacia el anillo del sistema contra incendios y al sistema de espuma de la estación.

1.4.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA ESTACIÓN PICHINCHA

1.4.2.1 Ubicación Geográfica

La Estación Pichincha está ubicada dentro del campo Pichincha. Las coordenadas UTM correspondientes a la Estación Pichincha son: Norte UTM 9.996.316,100 y Este UTM 324.740,860.

El diagrama de flujo de la Estación Pichincha se presenta en el **ANEXO 1.2**.

1.4.2.2 Proceso de Producción de la Estación Pichincha

El esquema general de producción de la Estación Pichincha está integrado por 13 pozos de producción activos, denominados Pichincha (PIC-02/05/07/08/09/10/13), los pozos Secoya (SCY-18/21/24/30/31) y el pozo Shuara-08.

1.4.2.2.1 Ingreso de producción

El fluido multifásico proveniente de los 13 pozos de producción activos es conducido hacia la Estación Pichincha por líneas de flujo independientes de 4 pulgadas de diámetro nominal, que se conectan al múltiple de producción que dispone de cuatro cabezales (A, B, C y D), donde se tiene una presión en un rango entre 25-40 [psig] @ 120 °F y flujo estimado de 15.929 [BFPD] (de los cuales se tiene 3.039 [BPPD] y 12.890 [BAPD]) y 0,861 [MMSCFPD] de gas.

1.4.2.2.2 Sistema de Pruebas de Producción

Las pruebas de producción se realizan en un separador de prueba bifásico de 20.000 [BFPD]. Para cumplir con la frecuencia de pruebas requeridas, se está instalando un nuevo separador de prueba trifásico de 5.000 [BFPP].

1.4.2.2.3 Separación Primaria

Actualmente se encuentran instalados tres separadores de producción, un trifásico (FWK02) de 20.000 [BFPD] y dos bifásicos: (SP02) de 25.000 [BFPD] y (SP03) de 20.000 [BFPD], donde se separan el agua, el petróleo y el gas.

El crudo separado en los separadores de producción, se direcciona a la Bota de gas (SG01) donde se separa el remanente de gas que lleva consigo y posteriormente el mismo se quema en el Mechero (M-01).

El agua separada en los separadores, también se direcciona hacia la Bota de Gas (SG01) puesto que no existe sistema de tratamiento de agua, proceso que va en contra de la función cumplida por los separadores.

El gas separado en los separadores se direcciona al depurador de gas general (DG01), luego se alimenta de gas combustible y de succión a los Compresores de Gas (CO-01/02/03); posteriormente el gas comprimido, se envía al Depurador de Gas (DG-01) y de este a la Estación Central Secoya. El excedente de gas que no entra a los compresores se quema en el Mechero (M-01).

1.4.2.2.4 Sistema de Separación Crudo-Agua en Tanque de Lavado (TL01)

El líquido proveniente de la Bota de Gas (SG-01), va al Tanque de Lavado (TL-01) de capacidad 32.260 [BLS], donde se produce la separación crudo-agua.

El nivel de colchón de agua en el Tanque de Lavado (TL-01) es controlado manualmente mediante un visor de nivel, el mismo en operación normal, debe mantenerse en una altura de operación de 8'-6".

El flujo total que ingresa al tanque de lavado es diferente al fluido que ingresa a la estación Pichincha debido a la cantidad de crudo que se recircula a través del sistema de calentamiento.

El agua separada del Tanque de Lavado (TL01) con un contenido de crudo residual de 22 [ppm] y BSW de 0,5%, se desaloja por el rebose del tanque ubicado a 32 pies de altura, y se envía hacia el tanque de reposo (TR01).

1.4.2.2.5 Sistema de Calentamiento

El propósito de este sistema es aumentar la temperatura del fluido que ingresa al tanque de lavado manteniendo una temperatura sobre 130 [°F], para facilitar el tratamiento de la emulsión.

Las bombas de calentamiento (BCL01/02), succionan crudo desde el Tanque de Lavado (TL01) con un flujo de 1.864 [BPPD] a una temperatura estimada de 130 [°F] y lo envían hacia el calentador indirecto (CL01) que es un equipo nuevo.

El crudo caliente sale del calentador (CL01) a una temperatura de 192 [°F] y se direcciona hacia el cabezal de alimentación de la Bota de Gas (SG01) donde se mezcla con el líquido proveniente del Separador de Producción (FWK02), obteniéndose una temperatura aproximada de 130 [°F].

1.4.2.2.6 Tanque de Reposo de crudo TR01

El crudo proveniente del Tanque de Lavado (TL-01) llega al Tanque de Reposo (TR-01) de capacidad 40.790 [BLS], donde decanta el agua que pueda quedar en el crudo, hasta que el mismo alcanza un BS&W en un rango entre 0,2 y 0,3%.

Cuando el nivel alcanza 4" de altura, el agua separada en el Tanque de Reposo (TR-01) es recirculada finalmente al Tanque de Lavado (TL-01) a una presión de 25 [psig], mediante la Bomba de Recirculación (B-01); la frecuencia de descarga de agua al Tanque de Lavado es semanal, con una duración aproximada de 6 horas de descarga. El crudo desde el Tanque de Reposo (TR-01) es enviado a la Estación Secoya, manteniendo una altura de operación en el tanque de 18'-5".

1.4.2.2.7 Sistema de bombeo de crudo hacia Estación Secoya

El crudo obtenido en el Tanque de Reposo (TR-01) es succionado por la Bomba Booster (BB-01), accionada eléctricamente, la cual con una presión de descarga de 50 [psig], empaca la succión de las Bombas de Transferencia de Crudo (BB-02/03/04) las dos primeras accionadas eléctricamente y la última con motor de combustión interna accionado por diesel, y descargan el crudo a la Estación Central Secoya, en un tiempo estimado de 6-7 horas al día. Cuando falla la bomba eléctrica BB-03, entra en operación la Bomba Reciprocante (Tipo Pistón) (BB-04) (accionadas por diesel), la cual descarga 12 [BPM] a una presión de 400 [psig] por un lapso de 5 horas a la Estación Central Secoya.

1.4.2.3 Disposición del Agua de Formación

El agua salada de formación que se obtiene de los separadores de producción, tanque de lavado (TL-01) y Tanque de Reposo (TR-01), se despacha al Área de Reinyección de Agua Salada, mediante las Bombas Booster (BB-05/06) las cuales empujan la succión de las Bombas Horizontales Multietapas (BB-07/08/BH-01/02) accionadas eléctricamente, las cuales inyectan el agua salada de producción a los Pozos Pichincha (PIC-01/11/01B).

1.4.2.4 Descripción del Proceso de Captación de Gas

El gas separado en los Separadores, se direcciona al Depurador de Gas (DG01), luego se alimenta de gas combustible y de succión a los Compresores de Gas (CO-01/02/03); posteriormente el gas comprimido, se envía al Depurador de Gas (DG-01) y de luego hacia la Estación Central Secoya.

El excedente de gas que no ingresa a los compresores, es quemado en el Mechero (M-01).

1.4.2.5 Sistema de Drenajes

En el área de Bombas de Transferencia, Generador de Electricidad y Separadores se tienen sistemas de drenajes los cuales recolectan mediante canales, los residuos líquidos generados por mantenimiento, derrames que se producen en estas áreas o que van a una tanquilla de drenajes.

Esta tanquilla tiene incorporada una Bomba Centrífuga (BS-01), la cual se encarga de enviar dichos drenajes al Tanque de Lavado (TL-01) a una presión aproximada de 30 [psig]. Además, la estación tiene una Piscina API, donde llegan igualmente drenajes y aguas de lluvia, posteriormente estos son retirados con Camiones de Vacío.

1.4.2.5 Servicios Auxiliares

1.4.2.5.1 Sistema de combustible diesel

El sistema de combustible diesel de la Estación Pichincha, consta del tanque de diesel (TD01) con capacidad de 200 [BLS], desde el cual se distribuye el combustible a las bombas del sistema contra incendio (BI01/02), a la bomba de crudo (BR01), al compresor de aire (CA02) y a los generadores eléctricos.

1.4.2.5.2 Sistema de inyección de químicos

El sistema de inyección de químicos de la Estación Pichincha está dividido en dos áreas: deshidratación de crudo y reinyección de agua y drenajes. Las bombas de inyección de químicos son de tipo multicabezas con dos cuerpos y cuatro puntos de inyección con motor eléctrico, además existen bombas neumáticas de doble diafragma para bacheos y para inyección periódica.

1.4.2.5.3 Sistema contra incendios

El Sistema Contra Incendios de la Estación Pichincha es alimentado por la Bomba principal del Sistema Contra Incendios (BI-01), ubicada fuera de la estación, la misma que succiona de una fuente de agua natural cercana a la estación; esta bomba alimenta al Tanque de Almacenamiento de Agua Contra Incendios (TI-01). De dicho tanque succionan dos bombas (BI-02/03), la primera con motor eléctrico y la segunda con motor de combustión interna accionado por diesel. Estas bombas, descargan a una presión de 150 [psig] al cabezal del sistema contra incendios. Del cabezal de descarga del SCI salen dos derivaciones, una línea alimenta al sistema de espuma y la otra línea alimenta los hidrantes y toda la red de agua contra incendios que va a las bombas.

El sistema de espuma está conformado por: un Tanque de Químico (TQ-01) para formación de Espuma de capacidad 1.000 Gal, una bomba de inyección (BI-04) y el sistema proporcionador de espuma; este sistema de espuma solo alimenta a los Tanques de Almacenamiento de la estación.

CAPITULO II. ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA OPERATIVA DE LOS SEPARADORES DE PETRÓLEO DE LAS ESTACIONES SECOYA Y PICHINCHA.

2.1 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS

Las propiedades de los fluidos (agua, petróleo y gas) tratados en las estaciones Secoya y Pichincha, se han determinado mediante pruebas de laboratorio.

Estas propiedades se detallan en las *Tablas 2.1 - 2.2 - 2.3*.

Tabla 2.1: Caracterización del Agua de Formación.

PARÁMETROS	SECOYA	PICHINCHA
Ph	6,5	6,78
Temperatura, °F	118	114
Dureza Total, mg/l CaCO ₃	7.400	5.600
Dureza Cálcica, mg/l CaCO ₃	5.900	4.200
Dureza Magnésica, mg/l CaCO ₃	1.500	1.400
Alcalinidad Total, mg/l CaCO ₃	740	590
Hierro, mg/l Fe ⁺⁺	19,8	11,7
Sulfatas, ppm SO ₄ ⁼	250	230
Cloruros, ppm Cl	23.200	22.500
Densidad Relativa	1,0158	1,0152
Oxígeno, ppb	0,5	0,5
CO ₂ , mg/l	60	45
H ₂ S, mg/l	0,1	0,7
Oil, mg/l	11,06	22,76

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Tabla 2.2: Caracterización del crudo.

PARÁMETROS	UNIDADES	SECOYA	PICHINCHA
API observado / Temp.	°API/°F	29,3 / 72°F	28,6 / 72°F
API 60 °F	°API	28,5	27,8
API Seco	°API	28,52	27,84
Gravedad Específica		0,8843	0,8882
Agua Libre	%	0,1	0,1
Emulsión	%	0	0
Sedimentos	%	0	0
Parafina	%	0,7	0,6
BSW	%	0,1	0,2
BSW por destilación	%	0,15	0,25
Sólidos por extracción	%	0,022	0,015
BSW Total	%	0,172	0,265
Azufre	% peso	0,86	0,9144
Sal en crudo	lbNaCl/1.000bls	21,4	35
Poder calorífico	BTU/lb	18.950	18.900
Poder calorífico	KJ/Kg	44.020,4	43.904
Poder calorífico	Kcal/Kg	10.507,7	10.480
Viscosidad CSt 80 °F	CSt	19,72	22,52
Viscosidad CSt 104 °F	CSt	14,83	17,96
Viscosidad CSt 120 °F	CSt	12,49	15,63
Cenizas	% peso	0,066	0,073
Carbón Conradson	% peso	0,146	0,155
Descomposición Térmica (FK)	-	555	567
T. Media Volumétrica	°F	441,4	453
Relación Carbón Hidrogeno	C/H	7,5	7,5
Factor De Caracterización	Koup	10,9	10,82
Calor Latente De Vaporización	BTU/lb	113	113
Peso Molecular	g/mol	170	175
Destilación	°F	PE = 141 °F	PE = 135°F
Destilación	°F	05 % - 208	05 % - 216
Destilación	°F	10 % - 260	10 % - 275
Destilación	°F	20 % - 365	20 % - 375
Destilación	°F	30 % - 475	30 % - 485
Destilación	°F	40 % - 552	40 % - 564
Destilación	°F	43 % - 555	41 % - 567

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Tabla 2.3: Cromatografía del Gas a la Salida de los Separadores.

Parámetro	Unidad	Salida de Separadores	
		Secoya	Pichincha
P/T	psi/°F	39,7/125	33,7/108
N ₂	%molar	21,4	8,19
CO ₂	%molar	23,22	47,74
CH ₄	%molar	23,69	22,38
C ₂ H ₆	%molar	7,97	6,1
C ₃ H ₈	%molar	13,27	9,04
iC ₄ H ₁₀	%molar	2,24	1,37
nC ₄ H ₁₀	%molar	5,56	3,52
iC ₅ H ₁₂	%molar	1,45	0,91
nC ₅ H ₁₂	%molar	1,2	0,75
Gravedad		1,188	1,051
H ₂ O Teórica	lb/mmscf	2.347,375	1.711,116
G.P.M.	glns/mscf	7,091	4,643
Peso molecular		34,411	30,425
T.S.C.	G.R.	444,775	364,301
P.S.C.	Psia.	665,898	589,301
P.C.N.	btu/scf	1.074,479	720,06
No.OCT	Calcul.	58,823	47,53
Z	Adimensional	0,991	0,995
U _g	Cp	0,0099	0,01
C _g	1/psia	0,02542	0,02982
B _g	Ft ³ /scf	0,4131	0,4744

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

2.2 ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN SECOYA

2.2.1 PRODUCCIÓN ACTUAL

La Estación Secoya maneja la producción de 21 pozos. La producción promedio a Julio del 2010 de cada pozo se detalla en la **Tabla 2.4**.

Tabla 2.4: Producción actual de los pozos en la Estación Secoya.

POZO	BFPD	BSW	BPPD	BAPD	GAS [MSCFPD]
SEC-01	1.303,71	72,00	365,04	938,67	132,00
SEC-02	2.294,50	78,00	504,79	1.789,71	289,00
SEC-03	1.624,00	90,00	162,40	1.461,60	120,25
SEC-04	132,71	45,00	72,99	59,72	612,75
SEC-05	553,14	68,57	173,84	379,30	74,00
SEC-08	2.382,71	84,00	381,23	2.001,48	203,50
SEC-10	986,86	80,00	197,37	789,49	101,25
SEC-13	301,00	81,67	55,18	245,82	84,50
SEC-14	4.192,43	80,00	838,49	3.353,94	320,75
SEC-16	896,00	82,00	161,28	734,72	88,25
SEC-17	821,14	41,43	480,96	340,19	110,25
SEC-19	403,86	28,00	290,78	113,08	108,75
SEC-22	1.393,29	80,00	278,66	1.114,63	98,75
SEC-27	2.165,83	90,00	216,58	1.949,25	171,00
SEC-28	591,50	70,00	177,45	414,05	43,00
SEC-32	1.632,86	80,00	326,57	1.306,29	184,50
SEC-33B	992,29	78,86	209,80	782,49	113,25
SEC-34	161,14	82,00	29,01	132,14	102,50
SEC-36	614,29	80,00	122,86	491,43	76,25
SEC-37D	761,57	1,00	753,96	7,62	227,75
SEC-38D	336,00	14,57	287,04	48,96	98,50
21 POZOS	24.540,83	75,2	6.086,27	18.454,56	3.360,75

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Adicional al gas de formación, los 1.320 [MPCSPD] de gas inyectado al pozo SEC04 ingresan también a los separadores, por lo que la Estación Secoya maneja un flujo total promedio de 4.680,75 [MPCSPD] de gas y 24541 [BPD] de líquido con un BSW medio de 75,2 %, es decir 18.455 [BPD] de agua y 6.086 [BFPPD] de petróleo.

2.2.2 SISTEMA DE SEPARACIÓN PRIMARIA Y PRUEBA

El Sistema de Separación Primaria de la Estación Central Secoya tiene instalados dos separadores de producción horizontales, un bifásico y un trifásico tipo Free Water Knockout, y un separador de prueba horizontal bifásico.

2.2.2.1 Separador de Prueba (SPP01)

Se trata de un separador horizontal bifásico. El diagrama P&ID del Separador SPP01 se presenta en el **ANEXO 2.1**. Los datos de diseño y construcción del separador de prueba se detallan en la **Tabla 2.5**.

Tabla 2.5: Datos de diseño del Separador de Prueba SPP01.

Equipo		FWK02
Parámetros de Fabricación	Norma de construcción	ASME SEC VIII DIV 1
	Material	SA – 516 – 70
	Año de construcción	1989
	Tipo	H-T
	Diámetro, in	60
	Longitud S/S, ft	20
	Corrosión Permisible, in	0,125
	Espesor mínimo de diseño, in	0,319
	Espesor mínimo de retiro, °F	0,194
Parámetros de Operación	Presión, psig	40
	Temperatura, °F	100
	Capacidad, BPD	10.000

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

2.2.2.2 Separador Trifásico tipo Free Water Knockout (FWK01)

Entró en funcionamiento en el mes de mayo del 2010 como reemplazo de los dos separadores bifásicos que se encontraban operando. Es un separador horizontal tipo Free Water Knockout para baja presión. El diagrama P&ID del Separador FWK01 se presenta en el **ANEXO 2.1**.

Los datos de construcción y diseño se detallan en la **Tabla 2.6**.

Tabla 2.6: Datos de diseño del Separador de Producción FWK01.

	Equipo	FWK02
Parámetros de Fabricación	Norma de construcción	ASME SEC VIII DIV 1
	Material	SA – 516 – 70
	Año de construcción	2009
	Diámetro, in	126
	Longitud S/S, ft	40
	Peso, Kg	30.000
	Corrosión Permisible, in	0,125
	Presión de diseño, psig	100
	Presión de Prueba Hidrostática, psig	130
	Temperatura de diseño, °F	180
	Temperatura mínima de diseño, °F	-20
Parámetros de Operación	Presión, psig	30
	Temperatura, °F	94
	Capacidad, BPD	30.000
	Volumen de crudo, BPD	15.000
	Volumen de agua, BPD	15.000
	Volumen de gas, MSCFPD	1.000

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

2.2.2.3 Separador de Producción Bifásico (SP01)

Este separador fue construido para trabajar como trifásico, pero debido a las condiciones a las que entró en funcionamiento (alta producción de gas y bajo corte de agua), la descarga de agua fue eliminada y el separador se instaló para operar como bifásico. Al no disponerse de un sistema de tratamiento de agua, este separador se encuentra operando actualmente como bifásico. Los datos de construcción y diseño se detallan en la **Tabla 2.7**.

El diagrama P&ID del Separador SP01 se presenta en el **ANEXO 2.1**.

Tabla 2.7: Datos de diseño del Separador de Producción SP01.

Equipo		FWK02
Parámetros de Fabricación	Norma de construcción	ASME SEC VIII DIV 1
	Material	SA – 516 – 70
	Año de construcción	1995
	Diámetro, in	118
	Longitud S/S, ft	36
	Peso, lb	431.501
	Corrosión Permisible, in	0,125
	Presión de diseño, psig	125
	Temperatura de diseño, °F	200
	Temperatura mínima de diseño, °F	-20
	Espesor Mínimo de Diseño, in	0,628
	Espesor Mínimo de Retiro, in	0,503
Parámetros de Operación	Presión, psig	26
	Temperatura, °F	120
	Capacidad, BPD	25.000

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

2.2.3 ESTADO ACTUAL DE LOS SEPARADORES DE PETRÓLEO

2.2.3.1 Presión y Temperatura de Operación

Las condiciones de presión y temperatura a las cuales los separadores operan dependen de las condiciones climáticas y de los pozos que se encuentren alineados a cada separador por lo que ésta varía a lo largo del día y la noche y durante el año.

La temperatura fue registrada varias veces durante la noche y el día, lo que permitió obtener un rango aproximado de la temperatura de operación entre 90 y 142 [°F].

La **Tabla 2.8** siguiente muestra la presión y temperatura de operación de los separadores.

Tabla 2.8: Presión y Temperatura en los Separadores de Secoya.

Parámetro	Unidad	SP01	FWK01	SPP01
Presión de Operación	Psi	32	26	32
Temperatura Mínima	°F	91	90	-
Temperatura Máxima	°F	142	140	-
Promedio	°F	91	91	-

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

La presión y temperatura de los diferentes pozos en el Manifold se presenta en la **Tabla 2.9**.

Tabla 2.9: Presión y Temperatura en el Manifold de Secoya.

POZOS	MANIFOLD	
	Temperatura, °F	Presión, psi
SEC-01	125	32
SEC-02	128	34
SEC-03	120	32
SEC-04	60	32
SEC-05	101	30
SEC-08	119	30
SEC-10	97	30
SEC-13	80	20
SEC-14	140	32
SEC-16	95	30
SEC-17	88	28
SEC-19	81	32
SEC-22	97	30
SEC-27	123	34
SEC-28	84	30
SEC-32	101	30
SEC-33B	118	26
SEC-34	93	32
SEC-36	86	30
SEC-37D	-	-
SEC-38D	-	-

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

2.2.3.2 Estado Estructural y de Seguridad

La evaluación del estado estructural se realizó en base a la NORMA API 510 (Pressure Vessel Inspection Code, Maintenance, Inspection Rating and Alteration), utilizando la información que se obtuvo mediante inspección visual de los equipos y datos disponibles de evaluaciones mecánicas anteriores. Los resultados, parámetros evaluados y ponderación se presentan en el **ANEXO 2.2**.

La evaluación del estado estructural indica que los separadores de producción SP01 y de prueba SPP01, al tener varios años en servicio, presentan corrosión, deterioro de la pintura exterior y adicionalmente no se ha realizado mantenimiento de los internos. De acuerdo con el monitoreo de espesores realizado por EP Petroecuador en el año 2007, el espesor de los separadores está por encima del mínimo de retiro y de acuerdo a esto pueden seguir operando a una presión de trabajo máxima de 55 [psig] el separador de producción SP01, y 60 [psig] el separador de prueba SPP01. El separador FWK01 al tratarse de un equipo nuevo se encuentra en buen estado y puede operar sin ningún problema por durante 3 a 4 años antes de requerir un mantenimiento, según lo que se indica en el manual de operación y mantenimiento del separador, proporcionado por el fabricante.

2.2.3.3 Funcionalidad y Sistema de Control y Protección

La evaluación de la funcionalidad y del sistema de control y protección de los diferentes equipos se realizó de manera similar a la evaluación estructural, los parámetros considerados y resultados se presentan en el **ANEXO 2.2**.

La evaluación realizada indica que el separador FWK01 dispone de los elementos e instrumentos necesarios para el monitoreo y control automático de las variables involucradas en su operación. El sistema de control está basado en un PLC encargado de recibir las señales de los diferentes sensores y transmisores, procesarlas y enviar las señales a los elementos de control para realizar las acciones necesarias para mantener la correcta operación del separador. El separador FWK01 dispone también de los accesorios y conexiones adecuadas y en buen estado, permitiendo la operación correcta del equipo.

Sin embargo el separador de prueba SPP01 y el separador de producción SP01 disponen de un sistema de control muy simple que apenas permite su operación. No disponen de los instrumentos ni elementos necesarios para un monitoreo y control adecuado de los flujos de descarga de gas, petróleo y agua. La falta de información de las variables del proceso imposibilita tomar decisiones o acciones encaminadas a mejorar el funcionamiento de los equipos.

2.2.3.4 Tratamiento Químico

La deshidratación del petróleo en los separadores se realiza mediante tratamiento químico, para lo cual se inyecta a la salida del manifold químico demulsificante en una dosis de 7 [GPD] y antiparafínico 6 [GPD].

La dosificación de cada uno de los químicos se muestra en la **Tabla 2.10 y 2.11**.

Tabla 2.10: Consumo de Químicos en la Estación Secoya.

Tipo de Químico	Nombre Comercial	Dosis [GPD]	Dosis [Gln/BFT]	Dosis [Gln/BEPD]	Consumo Real [GPD]
DEMULSIFICANTE	JXZ-1704	7	0,0002852	0,000748	7,1
ANTIPARAFÍNICO	JDN-92	6	0,0002445	0,000641	5,9

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Tabla 2.11: Químicos inyectados en pozos de la Estación Secoya.

Pozo	Tipo de Químico	Nombre Comercial	Dosis		Consumo Real [GPD]
			[GPD]	[Gln/BFT]	
Scy-05	Demulsificante	JXZ-1704	1	0,0018	1,0273
Scy-13	Demulsificante	JXZ-1704	1	0,0033	1,008

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

2.2.5 EFICIENCIA OPERATIVA DE LOS SEPARADORES DE PETRÓLEO

Para evaluar la eficiencia operativa de los separadores, se utilizará: el porcentaje de líquido arrastrado en la descarga de gas para la separación Gas-Petróleo; y el contenido de agua en la descarga de petróleo y petróleo en la descarga de agua para la separación Agua-Petróleo. No se considerará el gas arrastrado por los líquidos pues estos análisis no se realizan en las estaciones.

2.2.5.1 Análisis de la Capacidad

Para el análisis de la capacidad de los separadores de producción de la Estación Secoya, se utilizarán los datos de propiedades de los fluidos (medidas a condiciones estándar) presentados en la **Tabla 2.12**.

Tabla 2.12: Propiedades de los fluidos de la Estación Secoya.

Parámetro		Valor
API (60 °F)		28,5
Gravedad Específica Agua		1,0158
Gravedad Específica Gas		1,186
Gravedad Específica Petróleo		0,8803
Viscosidad Gas [cp]		0,0099
Viscosidad del Petróleo [cSt] (80°F)		19,72
Viscosidad del Petróleo [cSt] (104°F)		14,83
Viscosidad del Petróleo [cSt] (120°F)		12,49
Diámetro de Partícula [μm]	Líquido en Gas	100
	Agua en Petróleo	500
	Petróleo en Agua	150

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Utilizando las ecuaciones descritas en el Capítulo 1, se realiza el cálculo del caudal de fluido total en [BFPD] y caudal de gas en [MPSCPD] que puede manejar cada separador.

2.2.5.1.1 Separador Bifásico SP01

Para determinar la capacidad del separador SP01 se considera lo siguiente:

- El separador debe proveer un tiempo de retención que permita no solo el equilibrio termodinámico entre la fase líquida y gaseosa, sino también, para permitir la coalescencia de las gotas de agua libre y en emulsión que se

encuentran dispersas en el petróleo (el tiempo de retención corresponde al de un separador trifásico).

- Las dimensiones en las que ocurre el proceso de separación, corresponden al diámetro interno de 117 [in] y la longitud efectiva de 27 [ft].
- El nivel de líquido está hasta la mitad del recipiente, es decir, la altura fraccional del líquido es de 0,5.
- La presión de operación es de 32 [psig].
- La temperatura de operación corresponde a la promedio que es 91 [°F].
- El tiempo de residencia del petróleo es igual al tiempo del agua.
- Las propiedades de los fluidos a las condiciones de presión y temperatura de operación son las siguientes:

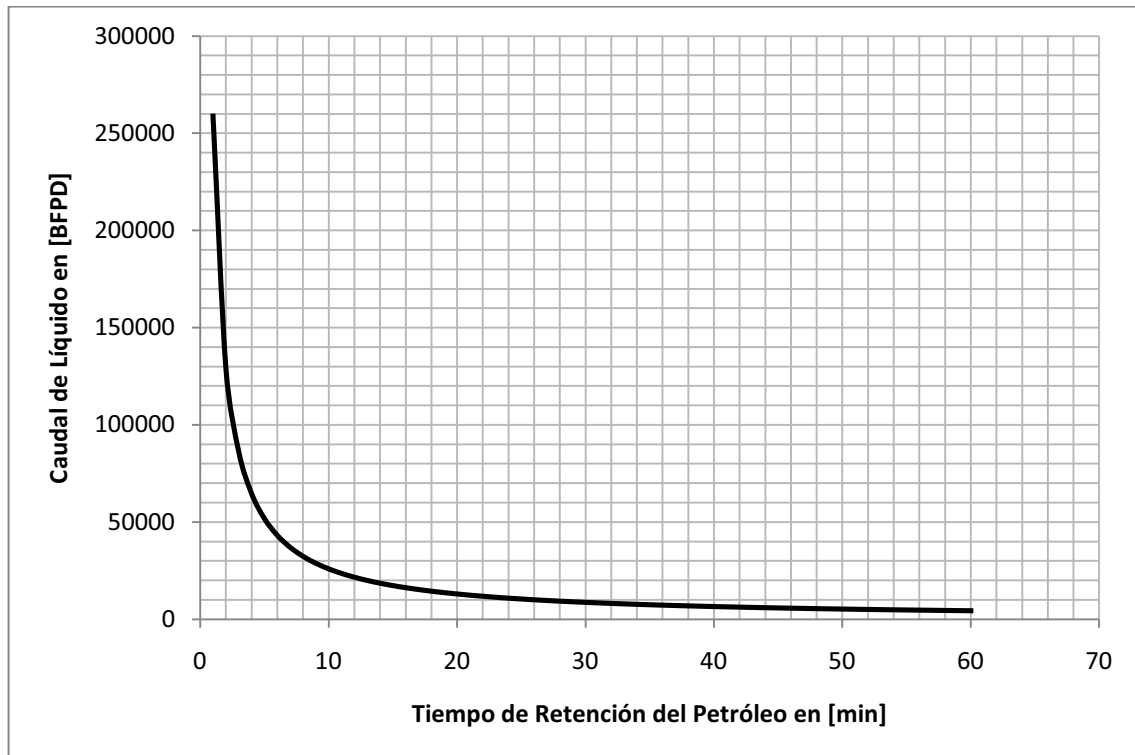
Temperatura Pseudo-reducida del Gas	1,24
Presión Pseudo-reducida del Gas	0,07
Coefficiente de Compresibilidad (z)	0,989
Densidad Petróleo [lb/ft ³]	54,54
Densidad Agua [lb/ft ³]	63,406
Densidad Gas [lb/ft ³]	0,272
Viscosidad Petróleo [cp]	15,02
Viscosidad Gas [cp]	0,0099

- De acuerdo a lo indicado en la **Tabla 1.2**, el tiempo adecuado para la temperatura de operación y el API del petróleo es 14 minutos.

De acuerdo con las condiciones antes descritas, el separador bifásico SP01 tiene una capacidad para manejar hasta 51.777 [MSCFPD] y un caudal de líquido máximo de 18.480 [BPD].

El cálculo de la capacidad del separador SP01 se presenta en el **ANEXO 2.3**.

El caudal de líquido para un rango más amplio de tiempos de retención se presenta en el **Gráfico 2.1**.



FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Gráfico 2.1: Caudal de líquido vs. Tr del petróleo del SP01.

2.2.5.1.2 Separador Trifásico FWK01

Igual que para el separador SP01, para determinar la capacidad del separador trifásico FWK01 se considera lo siguiente.

- Las dimensiones en las que el proceso de separación ocurre son de 125 [in] de diámetro interior y 30 [ft] de longitud efectiva.
- El nivel de líquido se fija a su valor máximo que es el 65%
- La interface agua-petróleo se encuentra a 40 [in]
- La presión de operación es 26 [psig].
- La temperatura de operación es 91 [°F].
- Las propiedades de los fluidos a las condiciones de presión y temperatura de operación son las siguientes:

Temperatura Pseudo-reducida del Gas	1,24
Presión Pseudo-reducida del Gas	0,061
Coefficiente de Compresibilidad (z)	0,999
Densidad Petróleo [lb/ft ³]	54,54
Densidad Agua [lb/ft ³]	63,406
Densidad Gas [lb/ft ³]	0,237
Viscosidad Petróleo [cp]	15,202
Viscosidad Gas [cp]	0,0099

Considerando que la Ley de Stokes rige el desplazamiento de las gotas de agua en el petróleo y de las gotas de petróleo en el agua, se puede calcular el tiempo necesario para que las gotas de agua atraviesen la capa de petróleo y las gotas de petróleo atraviesen la capa de agua.

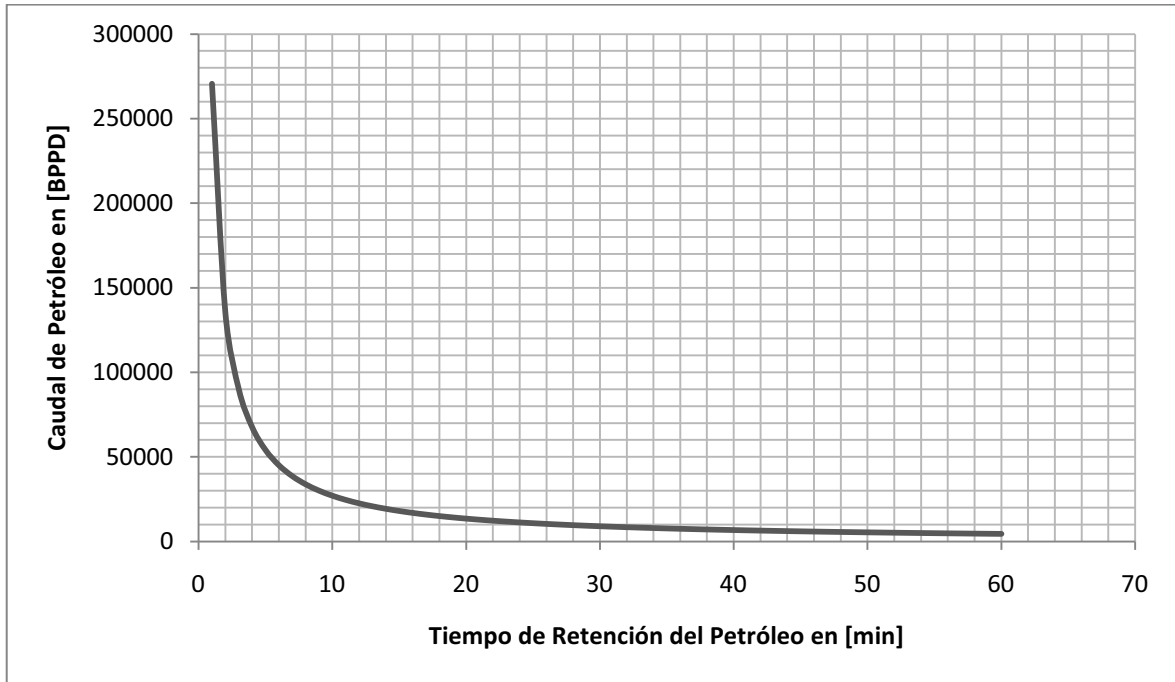
Entonces utilizando las ecuaciones 1.21 y 1.22 presentadas en el Capítulo 1, se determina que el tiempo necesario para que una gota de agua de 500 micrones alcance la interface agua-petróleo (se desplace verticalmente 41,25 [in]) es de 13,79 [min]. Mientras que el tiempo para que una gota de petróleo con un diámetro de 150 micrones alcance la interface agua-petróleo (ascienda 40 [in]) es de 8,17 [min].

Para determinar la capacidad del separador se utilizará 14 [min] como tiempo de residencia del petróleo y 8 [min] como tiempo de residencia para el agua.

Bajo estas consideraciones, el separador FWK01 tiene una capacidad máxima para manejar 48.986 [MPSCPD] de gas en la sección de asentamiento gravitacional, 19.322 [BPD] de petróleo y 22.630 [BPD] de agua. Sin embargo la capacidad de manejo de gas del Separador FWK01 es de 1.000 [MSCFPD], definido por la capacidad del sistema de extracción de neblina que utiliza.

El cálculo de la capacidad del Separador FWK01 se presenta en el **ANEXO 2.3**.

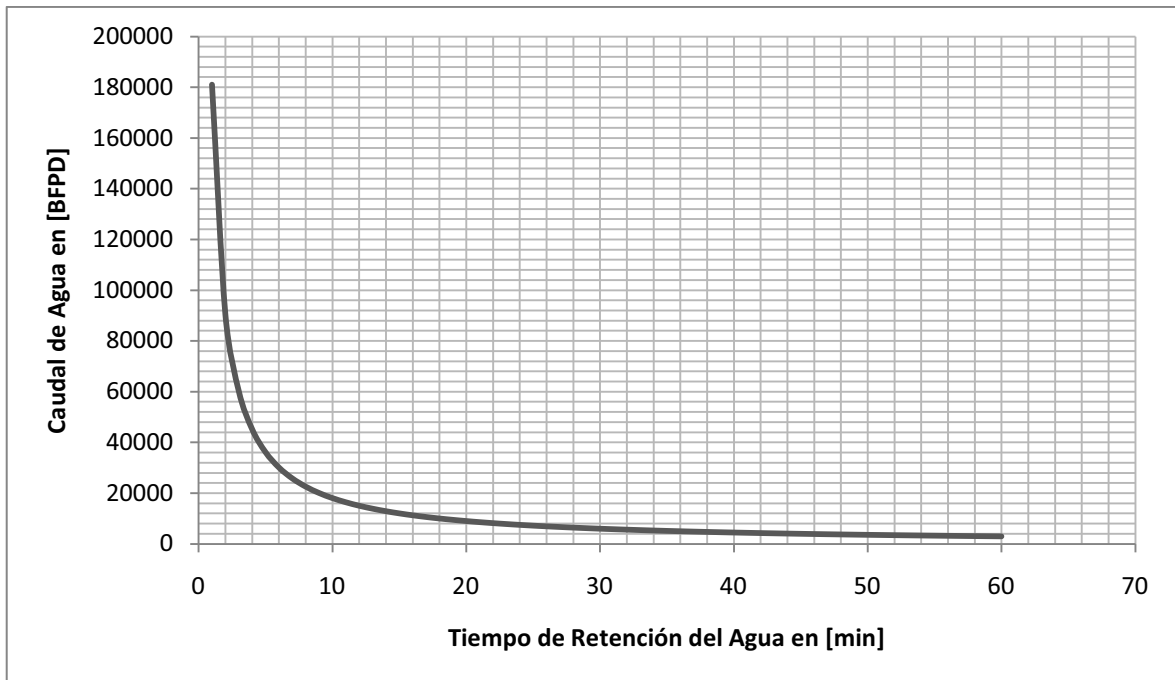
Los caudales de petróleo y agua que el separador FWK01 puede recibir para un rango mayor de tiempos de retención se presentan en los **Gráficos 2.2 y 2.3**.



FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Gráfico 2.2: Caudal vs. Tr del petróleo del FWK01.



FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Gráfico 2.3: Caudal vs. Tr del agua del FWK01.

2.2.5.2 Capacidad Total de la Estación Central Secoya

La capacidad total de los separadores es de 52.777 [MSCFPD] de gas y 60.432 [BPD] de líquido, por lo que, los caudales que ingresan al Sistema de Separación Primaria de la estación son 4.680,75 [MPCSPD] de gas y 24.541 [BPD] de líquido pueden ser manejados fácilmente por los separadores instalados.

Aunque no se puede determinar con exactitud los caudales de ingreso a cada separador, debido a que varía de acuerdo a que pozos se alinean, se considera que aproximadamente el 40 % de la producción se direcciona al separador bifásico y el 60 % al free Water, entonces se puede estimar los tiempos de retención para el petróleo y el agua en cada separador.

La **Tabla 2.13** muestra los tiempos de residencia actuales para el agua y el petróleo en cada separador.

Tabla 2.13: Tiempos de retención en la Estación Secoya.

Equipo	BSW	Fluido	Caudal [BPD]	Tiempo de Retención [min]
SP01	75,2	Agua	9.816	26,36
		Petróleo		
FWK01		Agua	11.073,2	24,43
		Petróleo	3.651,8	49,58

FUENTE: EP Petroecuador

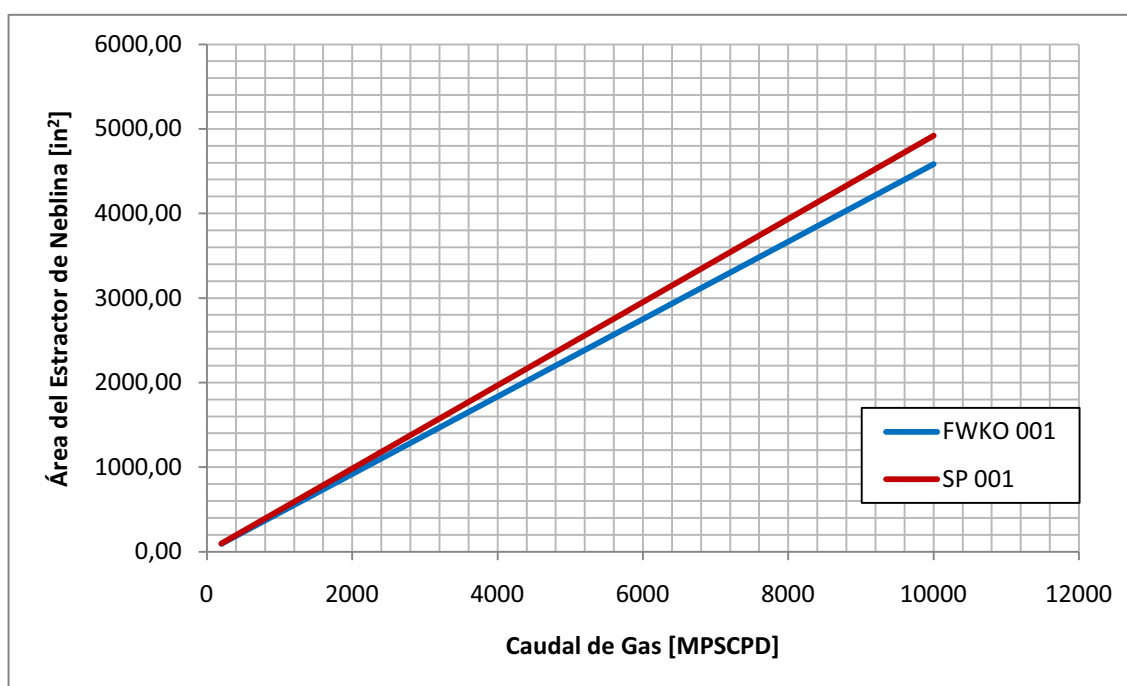
ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín

Los tiempos de retención para el agua y el petróleo son suficientemente altos para garantizar una adecuada separación del petróleo y el agua libre, la emulsión requiere de tiempos mayores para separarse.

2.2.6 EXTRACTOR DE NEBLINA

La velocidad superficial máxima del gas a través del extractor de neblina puede calcularse mediante la ecuación de Souders-Brown.

El área del extractor de neblina del separador en función del caudal de gas que ingresa debe ser como se presenta en el **Gráfico 2.4**.



FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Gráfico 2.4: Área del extractor vs. Caudal de gas del FWK01 y SP01.

2.2.7 ANÁLISIS DE FLUIDOS

2.2.7.1 Contenido de agua a la entrada de los separadores

Se tomó muestras de fluido de cada pozo en el Manifold, y se produjo una muestra representativa del fluido que ingresa a los separadores antes de la inyección de químicos, y se determinó la cantidad de agua libre y en emulsión.

Esto permite establecer también si la dosificación de químico demulsificante es la adecuada, y si es posible reducir o es necesario aumentar la dosis.

Utilizando la muestra representativa del fluido de ingreso a los separadores y mediante el procedimiento descrito en la Norma ASTM D 96-88 Sección 4: Determination of Sediment and Water in Crude Oil by Centrifuge Method (Field Procedure), se obtuvo los siguientes resultados:

Tabla 2.14: Resultados promedios de análisis en la entrada del FWK01.

Muestra	Descripción	Agua Libre/BS&W	Emulsión	Crudo	Total
1	S/D	41,75%	38,25%	20%	100%
2	3 G/D	71%	0%	29%	100%
3	5 G/D	71%	0%	29%	100%

FUENTE: EP Petroecuador

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Notas:

- S/D: Sin Demulsificante (Agua Libre)
- G/D: Gotitas de Demulsificante (BS&W)
- Demulsificante utilizado: JXZ-1704
- Las tres gotas del demulsificante utilizado equivalen aproximadamente a 0,0002852 [Gln/BFT].

La emulsión representa aproximadamente el 38,15% (promedio entre el resultado de la muestra compuesta y el valor total de las pruebas individuales) del volumen del fluido que ingresa a los separadores, equivalente a 9.362 [BPD].

La ruptura de la emulsión se da con 3 gotas, por lo que se confirma que la dosificación actual es adecuada, sin embargo las variaciones de temperatura puede alterar los efectos del demulsificante.

El contenido de agua en emulsión y agua libre para cada pozo se presenta en la **Tabla 2.15.**

Tabla 2.15: Agua Libre y Emulsión de cada pozo de Secoya.

Pozo	Agua Libre	Emulsión
	%	%
SEC-01	35,30	40,00
SEC-02	22,00	60,00
SEC-03	52,00	40,00
SEC-04	33,30	32,00
SEC-05	67,30	3,00
SEC-08	42,00	45,30
SEC-10	48,70	31,30
SEC-13	81,00	0,00
SEC-14	52,00	30,60
SEC-16	76,00	9,30
SEC-17	32,80	31,80
SEC-19	20,10	21,20
SEC-22	19,00	63,00
SEC-27	42,30	48,30
SEC-28	44,60	36,00
SEC-32	54,30	28,30
SEC-33B	22,30	61,60
SEC-34	58,00	32,00
SEC-36	34,60	50,00
SEC-37D	0,20	1,80
SEC-38D	4,00	14,00
TOTAL 21 Pozos	40,90	38,05

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

2.2.7.2 Composición del Fluido de Ingreso

Considerando la producción actual presentada en la **Tabla 2.4**, las propiedades del petróleo, agua y gas, descritas en las **Tablas 2.1, 2.2 y 2.3**, se determina la composición molar y flujo en moles por segundo que ingresa a los separadores.

La **Tabla 2.16** presenta la composición en moles, el flujo molar, másico y volumétrico que alimenta los separadores FWK01 y SP01 los cuales constituyen el sistema de separación primaria de la estación central Secoya.

Tabla 2.16: Composición del fluido de ingreso a la Estación Secoya.

Componente	Flujo Volumétrico		Moles Totales [Moles/segundo]	Flujo molar [Moles/segundo]	Fracción Molar %	Flujo Másico [lb/s]
	Unidades de Campo	[ft ³ /s]				
Gas	4.680,75 [MSCFPD]	54,1753	64,7293	CO ₂	15,0301	0,7377
				N ₂	13,8521	0,6798
				CH ₄	15,3344	0,7526
				C ₂ H ₆	5,1589	0,2532
				C ₃ H ₈	8,5896	0,4216
				iC ₄ H ₁₀	1,4499	0,0712
				nC ₄ H ₁₀	3,5989	0,1766
				iC ₅ H ₁₂	0,9386	0,0461
nC ₅ H ₁₂	0,7768	0,0381	4,9106			
Petróleo	6.086,00 [BPPD]	0,3955	58,2473	58,2473	2,8587	21,8303
Agua	18.455,00 [BPD]	1,1993	1.914,5824	1.914,5824	93,9645	76,0413
TOTAL	-	55,7701	2.037,5590	2.037,5590	100,0000	102,7822

FUENTE: EP Petroecuador

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

2.2.8 SEPARACIÓN AGUA-PETRÓLEO

El análisis de la separación agua-petróleo se realiza únicamente para el FWK01.

2.2.8.1 Descarga de Petróleo

Se considera aceptable un BSW de 20% en la descarga de petróleo. El contenido de agua a diferentes niveles de líquido permite determinar si el separador está operando eficientemente. Así mismo, la presencia de agua libre o emulsionada permite conocer si los químicos utilizados están o no cumpliendo su función.

La **Tabla 2.17** presenta los valores obtenidos de contenido de agua a diferentes alturas del separador.

Tabla 2.17: Análisis de fluidos de la caja de muestreo FWK01.

Muestra	Altura, [in]	BS&W	Descripción
1	77	40	S/D
2	53	50	S/D
3	29	100	S/D
4	17	100	S/D

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Considerando que el vertedero, es decir, el nivel de líquido se encuentra hasta el 65% del diámetro del separador, el nivel de los fluidos estaría a 81,25 [in], altura a la cual se espera tener un corte de agua no mayor al 20%.

Para comprobar el contenido de agua en la descarga de crudo no se utilizó ningún tipo de químico demulsificante y se obtuvo 32% en volumen de agua libre.

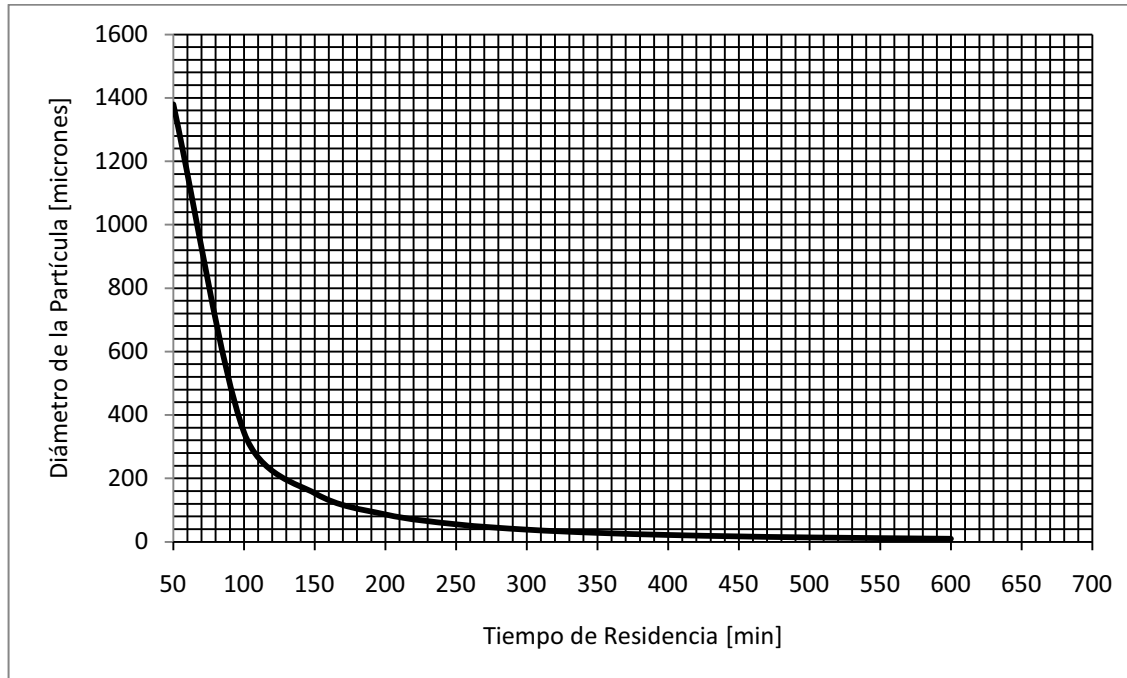
El corte de agua es monitoreado de manera continua mediante un sensor capacitivo. Los valores que se registra el sensor oscilan entre 17% y 70%, lo que confirma los valores obtenidos del análisis de las muestras.

No se observó presencia de emulsión, esto indica que los químicos utilizados en la deshidratación están trabajando adecuadamente.

Es decir que el alto contenido de agua puede deberse a problemas en el control de los niveles de líquidos, o que el tiempo de residencia del petróleo es muy bajo y no permite el asentamiento de las partículas de agua y éstas pasan a la sección de recolección del petróleo.

Se necesita 14 [min] para que las gotas de agua de 500 micrones se asienten, sin embargo las gotas de menor tamaño necesitan tiempos considerablemente más altos para alcanzar la interface agua-petróleo, que superan fácilmente el tiempo de residencia que con la producción actual tienen los líquidos en el separador.

El **Gráfico 2.5** muestra el tiempo de residencia en función del tamaño de la partícula de agua del separador FWK01, puede verse que con pequeñas variaciones en el tamaño de las partículas, el tiempo se incrementa considerablemente.



FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Gráfico 2.5: Tr en función del Tamaño de la partícula del FWK01.

La emulsión necesita de tiempos mucho más altos para separarse y además provoca dificultades en el control de nivel.

El agua en emulsión se encuentra en forma de partículas muy finas que necesitan tiempos muy altos para asentarse, por lo que, se espera que una gran cantidad del agua en emulsión sea descargada junto con el petróleo, es decir se espera un BSW en la descarga de petróleo de hasta 33,45 % (Corresponde al volumen de agua en emulsión).

2.2.8.2 Descarga de Agua

Los valores obtenidos de absorbancia y concentración de crudo en la descarga de agua se presentan en la **Tabla 2.18**.

La absorbancia est

Tabla 2.18: Contenido de Petróleo en Agua del FWK01.

Prueba 1		Prueba 2		Promedio	
Absorbancia	Concentración [ppm]	Absorbancia	Concentración [ppm]	Absorbancia	Concentración [ppm]
4,315	148,5397	4,282	147,40516	4,2985	147,97

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

La concentración de aceite en ppm se determina mediante la ecuación, propia para el tipo de fluidos en la estación Secoya:

$$ppm = 34,38 * Absorbancia + 0,19$$

Según el diseño del separador FWK01 se espera que el agua tenga una concentración de 150 [ppm].

Los valores obtenidos son menores al valor esperado, por lo que la separación del petróleo del agua no representa un problema.

2.2.9 SEPARACIÓN GAS-PETRÓLEO

El análisis cromatográfico de los gases a la salida de los separadores permite conocer la cantidad de hidrocarburos medianos y pesados que han salido en estado gaseoso o han sido arrastrados en estado líquido en la descarga de gas.

Mediante la simulación termodinámica realizada, utilizando el programa HYSYS se puede determinar la cantidad de componentes medios y pesados (C6+ que corresponden a la fracción líquida) que contiene la corriente de gas.

La diferencia entre el valor obtenido de la cromatografía y en la simulación es la cantidad de líquido arrastrado.

Según la cromatografía de la descarga de los separadores, el gas contiene 7,091 [gal/MSCF] de hidrocarburos pesados.

El gas descargado de los separadores es un gas rico en condensados por lo que se debe ser tratado adecuadamente para la recuperación de líquido que con la producción actual equivale a 790,3 [BFPD] de hidrocarburo con un grado API bastante alto.

2.2.9.1 Simulación Termodinámica

Para realizar la simulación se utilizó el programa HYSYS tomando como paquete termodinámico la ecuación de estado Peng-Robinson.

Este paquete termodinámico es ideal para el cálculo de equilibrio líquido-vapor, el cálculo de densidades de líquido para sistemas de hidrocarburos y se puede utilizar en predicciones de algunos sistemas no ideales.

Los resultados de la simulación se presentan en el **ANEXO 2.4**.

Se considera que el 40% del fluido multifásico ingresa al separador bifásico SP01 y el 60% al separador trifásico FWK01.

La alimentación de cada separador se muestra en la **Tabla 2.19**.

Tabla 2.19: Composición de fluidos en la Estación Secoya.

Componente		Flujo Molar [mol/s]	
		SP01	FWK01
Gas	CO ₂	6,0121	9,0181
	N ₂	5,5408	8,3112
	CH ₄	6,1337	9,2006
	C ₂ H ₆	2,0636	3,0954
	C ₃ H ₈	3,4358	5,1537
	iC ₄ H ₁₀	0,5800	0,8700
	nC ₄ H ₁₀	1,4396	2,1594
	iC ₅ H ₁₂	0,3754	0,5631
	nC ₅ H ₁₂	0,3107	0,4661
Petróleo		23,2989	34,9484
Agua		765,8329	1148,7494
TOTAL		815,0236	1222,5354

FUENTE: EP Petroecuador

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Utilizando los flujos molares anteriores y los datos de la destilación ASTM D 86-90 para el petróleo, se realiza la simulación termodinámica a las mismas condiciones de presión y temperatura de la cromatografía obteniéndose un GPM de 2,428 [gal/MPSC].

2.2.9.2 Liquid Carry Over

Se determinó un valor de líquido arrastrado de 4,663 [gal/MSCF], valor que se encuentra muy por encima del 0,1 [gal/MSCF] considerado como aceptable.

Para el caso del separador SP01 el arrastre de líquido puede deberse a la falta de mantenimiento del extractor de neblina el cual puede estar desgastado y requiera cambiarse o este taponado con parafina o sólidos.

Mientras que el separador FWK01 fue diseñado para manejar 1.000 [MSCFPD] y está recibiendo aproximadamente 2.808 [MSCFPD] (60% de la producción) casi tres veces la capacidad para la que fue diseñado el sistema de extracción de neblina.

El arrastre de líquido en el separador FWK01 ocurre no solo porque el extractor de neblina está subdimensionado, sino también, porque las partículas de líquido que caen del extractor de neblina descienden hasta una zona de alta velocidad en la tubería de 12 [in] por la que el gas sale del separador e ingresa hasta el extractor de neblina.

Esta zona de alta velocidad provoca que las partículas que abandonan la sección del extractor de neblina sean arrastradas una y otra vez hacia al eliminador de neblina, lo cual ocasiona la inundación del extractor del neblina, eliminando la zona activa en la cual las partículas de líquido son atrapadas.

Para que las partículas puedan atravesar esta zona de alta velocidad (15,81 [ft/s]), las gotas deben tener tamaños muy grandes (3.000 micrones).

El excesivo arrastre de líquido ha producido dificultad con el gas combustible que alimenta a los motores de los compresores y generadores, ya que por estar saturado forma líquidos, ocasionando problemas en estos motores.

Lo cual se ha resuelto mediante el calentamiento del gas combustible en un sistema de calentamiento directo.

2.3 ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN PICHINCHA

2.3.1 PRODUCCIÓN ACTUAL

La Estación de Producción Pichincha recibe el fluido multifásico de 13 pozos, denominados Pichincha (PIC-02/05/07/08/09/10/13), los pozos Secoya (SCY-18/21/24/30/31) y el pozo Shuara-08. La **Tabla 2.20** detalla la producción promedio, a julio del 2010, de cada pozo.

Tabla 2.20: Producción actual de los pozos en la Estación Pichincha.

POZO	BFPD	BPPD	BSW	BAPD	GAS
PIC-02	347	314	11	33	75
PIC-05	179	176	1	3	58
PIC-07	986	136	73	850	36
PIC-08	5.648	502	85	5.146	148
PIC-09	2.687	306	83	2.381	72
PIC-10	859	102	73	757	44
PIC-13D	141	139	2	2	50
SCY-18	1.094	278	70	816	68
SCY-21	1.039	266	70	773	71
SCY-24	352	218	42	134	65
SCY-30	380	182	44	198	78
SCY-31	513	287	33	226	51
SHA-08	1.702	131	83	1.571	43
TOTAL	15.929	3.039	81	12.890	861

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

La Estación Pichincha maneja una producción total promedio de 861 [MPCSPD] de gas y 15.929 [BPD] de líquido con un BSW medio de 81%, es decir 12.890 [BPD] de agua y 3.039 [BFPPD] de petróleo.

2.3.2 SISTEMA DE SEPARACIÓN PRIMARIA Y PRUEBA

La Estación Pichincha cuenta con cuatro separadores horizontales: uno de prueba bifásico, dos de producción bifásicos y un trifásico tipo Free Water Knockout.

2.3.2.1 Separador de Prueba (SPP02)

Es un separador horizontal bifásico de 20.000 BFPD, que antes era usado para producción.

Se está instalando un nuevo separador horizontal trifásico de 5.000 BFPD tipo FWKO para cumplir con las pruebas de producción. El diagrama P&ID del Separador SPP02 se presenta en el **ANEXO 2.1**.

Los datos de diseño y construcción del separador de prueba SPP02 se presentan en la **Tabla 2.21**.

Tabla 2.21: Datos de diseño del Separador de Prueba SPP02.

Equipo		SPP02
Parámetros de Fabricación	Norma de construcción	ASME SEC VIII DIV 1
	Función	Separador de Prueba
	Tipo	H-B
	Diámetro, in	60
	Longitud S/S, ft	20
	Corrosion Allowance	0,125
	Espesor mínimo de diseño	0,319
	Espesor mínimo de retiro	0,194
	Material	ASTM A-36
Parámetros de Operación	Presión, psig	30
	Temperatura, °F	110
	Capacidad, BPD	20.000

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

2.3.2.2 Separador Trifásico Free Water Knockout (FWK02)

Entró a operar el 7 de junio de 2010, con los pozos de alto corte de agua que son PIC-07/08/09/10.

El diagrama P&ID del FWK02 se presenta en el **ANEXO 2.1**.

Los datos de construcción y diseño se detallan en la **Tabla 2.22**.

Tabla 2.22: Datos de diseño del Separador de Producción FWK02.

Equipo		FWK02
Parámetros de Fabricación	Norma de construcción	ASME SEC VIII DIV 1
	Material	SA – 516 – 70
	Función	Separador de Producción
	Tipo	H-T
	Diámetro, in	102
	Longitud S/S, ft	32
	Corrosion Allowance, mm	3,2
	Presión de diseño, psig	120
	Temperatura de diseño, °F	200
Parámetros de Operación	Presión, psig	26
	Temperatura, °F	96
	Capacidad, BPD	20.000

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

2.3.2.3 Separador de Producción Bifásico (SP02)

El diagrama P&ID del Separador SP02 se presenta en el **ANEXO 2.1**.

Los datos de construcción y diseño se detallan en la **Tabla 2.23**:

Tabla 2.23: Datos de diseño del Separador de Producción SP02.

Equipo		SP02
Parámetros de Fabricación	Norma de construcción	ASME SEC VIII DIV 1
	Función	Separador de Producción
	Tipo	H-B
	Diámetro, in	72
	Longitud S/S, ft	20
	Corrosion Allowance	0,125
	Espesor mínimo de diseño	0,383
	Espesor mínimo de retiro	0,258
	Material	ASTM A-36
Parámetros de Operación	Presión, psig	20
	Temperatura, °F	120
	Capacidad, BPD	25.000

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

2.3.2.4 Separador de Producción Bifásico (SP03)

El diagrama P&ID del Separador SP03 se presenta en el **ANEXO 2.1**.

Los datos de construcción y diseño se detallan en la **Tabla 2.24**:

Tabla 2.24: Datos de diseño del Separador de Producción SP03.

Equipo		SP03
Parámetros de Fabricación	Norma de construcción	ASME SEC VIII DIV 1
	Función	Separador de Producción
	Tipo	H-B
	Diámetro, in	60
	Longitud S/S, ft	20
	Corrosion Allowance	0,125
	Espesor mínimo de diseño	0,286
	Espesor mínimo de retiro	0,161
	Material	ASTM A-36
Parámetros de Operación	Presión, psig	25
	Temperatura, °F	120
	Capacidad, BPD	20.000

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

2.3.3 ESTADO ACTUAL DE LOS SEPARADORES DE PETRÓLEO

2.3.3.1 Presión y Temperatura de Operación

La temperatura fue registrada varias veces durante el día y noche, lo que permitió obtener un rango aproximado de temperatura de operación entre 105 y 142 [°F].

La **Tabla 2.25** muestra la presión y temperatura de operación de los separadores.

Tabla 2.25: Presión y Temperatura en los Separadores de Pichincha.

Parámetro	Unidad	SP02	SP03	FWK02	SPP02
Presión de Operación	Psi	24	26	26	30
Temperatura Mínima	°F	105	105	105	-
Temperatura Máxima	°F	142	142	142	-
Temperatura Promedio	°F	110	110	110	-

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

La presión y temperatura en el Manifold se presenta en la **Tabla 2.26**.

Tabla 2.26: Presión y Temperatura en el Manifold de Pichincha.

POZO	T, [°F]	P, [psig]
PIC-02	84	30
PIC-05	89	27
PIC-07	84	30
PIC-08	162	24
PIC-09	143	-
PIC-10	146	-
PIC-13D	84	30
SCY-18	93	24
SCY-21	96	35
SCY-24	85	24
SCY-30	83	24
SCY-31	87	-
SHA-08	146	-

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

2.3.3.2 Estado Estructural y de Seguridad

Los resultados, parámetros evaluados y ponderación se presentan en el **ANEXO 2.2**.

La evaluación del estado estructural indica que los separadores de producción SP02, SP03 y SPP02, por tener varios años en servicio, necesitan ciertas reparaciones y acciones correctivas menores. De acuerdo con el monitoreo de espesores realizado por EP Petroecuador en el año 2007, el espesor de los separadores está por encima del mínimo de retiro y de acuerdo a esto pueden seguir operando.

El separador FWK02 por ser un equipo nuevo se encuentra en buen estado y puede operar sin ningún problema por 3 a 4 años.

2.3.3.3 Funcionalidad y Sistema de Control y Protección

Los parámetros considerados y resultados se presentan en el **ANEXO 2.2**.

La evaluación realizada indica que el separador FWK02 dispone de los elementos e instrumentos necesarios para el monitoreo y control automático de las variables involucradas en su operación.

El sistema de control está basado en un PLC encargado de recibir las señales de los diferentes sensores y transmisores, procesarlas y enviar las señales a los elementos de control para realizar las acciones necesarias para mantener la correcta operación del separador.

El separador FWK02 dispone también de los accesorios y conexiones adecuadas y en buen estado, permitiendo la operación correcta del equipo.

Sin embargo el separador de prueba SPP02 y los separadores de producción SP02 y SP03 disponen de un sistema de control muy simple que apenas permite su operación.

No disponen de los instrumentos ni elementos necesarios para un monitoreo y control adecuado de los flujos de descarga de gas, petróleo y agua.

2.3.3.4 Tratamiento Químico

En la estación Pichincha, el consumo de los químicos demulsificante y antiparafínico se ha reducido considerablemente por la instalación del calentador (CL-01), es así que la dosis promedio por día del demulsificante cuando no se tenía el calentador fue 11 [GPD], y la dosis con uso de calentador es 6,4 [GPD]. Con respecto al antiparafínico se tenía una dosis de 12,7 [GPD] y ahora 5,8 [GPD], logrando un ahorro total mensual de 3.094 dólares.

La temperatura del colchón de agua se mantiene por encima de los 130 °F. Las lluvias y el frío por la noche son constantes, entonces las dosis no se puede mantener sin el calentador de agua.

La dosificación y descripción de los químicos se muestra en la **Tabla 2.27**.

Tabla 2.27. Consumo de Químicos en la Estación Pichincha.

Tipo de Químico	Nombre Comercial	Dosis [GPD]
DEMULSIFICANTE	JXZ-1704	6,4
ANTIPARAFÍNICO	JDN-92	5,8

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Hasta finales de junio, el funcionamiento del calentador era muy inestable por lo que se tuvo que modificar las dosis de los químicos demulsificante y antiparafínico frecuentemente; sin embargo, se logró el ahorro mostrado en la **Tabla 2.28**.

Tabla 2.28. Ahorro por uso de Calentador en la Estación Pichincha.

Químico	Abril-10	Junio-10	Diferencia GPD	Galones por mes	\$/mes
JZX-1704	11	6,4	4,6	138	1.690,50
JDN-92	12,7	5,8	6,9	207	1.403,46
Total de ahorro en dólares					3.093,96

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

2.3.5 EFICIENCIA OPERATIVA DE LOS SEPARADORES DE PETRÓLEO

2.3.5.1 Análisis de la Capacidad

Para el análisis de la capacidad de los separadores de producción de la Estación Pichincha se utilizarán los datos de propiedades de los fluidos (medidas a condiciones estándar) presentados en la **Tabla 2.29**.

Tabla 2.29: Propiedades de los fluidos de la Estación Pichincha.

Parámetro		Valor
API (60 °F)		27,8
Gravedad Específica Agua		1,0152
Gravedad Específica Gas		1,051
Gravedad Específica Petróleo		0,8882
Viscosidad Gas [cp]		0,01
Viscosidad del Petróleo [cSt] (80°F)		22,52
Viscosidad del Petróleo [cSt] (104°F)		17,96
Viscosidad del Petróleo [cSt] (120°F)		15,63
Diámetro de Partícula [µm]	Líquido en Gas	100
	Agua en Petróleo	500
	Petróleo en Agua	150

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

2.3.5.1.1 Separador Trifásico FWK02

Para determinar la capacidad del separador trifásico FWK02 se considera lo siguiente.

- Las dimensiones en las que el proceso de separación ocurre son de 101 [in] de diámetro interior y 24 [ft] de longitud efectiva.
- El nivel de líquido se fija a su valor máximo que es el 65%
- La interface agua-petróleo se encuentra a 32 [in]
- La presión de operación es 26 [psig].
- La temperatura de operación es 110 [°F].

- Las propiedades de los fluidos a las condiciones de presión y temperatura de operación son las siguientes:

Temperatura Pseudo-reducida	1,56464
Presión Pseudo-reducida	0,06849
Coefficiente de Compresibilidad (z)	0,99900
Densidad Petróleo [lb/ft ³]	54,23680
Densidad Agua [lb/ft ³]	63,36878
Densidad Gas [lb/ft ³]	0,20113
Viscosidad Petróleo [cp]	14,77132
Viscosidad Gas [cp]	0,01000

El tiempo necesario para que una gota de agua de 500 micrones alcance la interface agua-petróleo (se desplace verticalmente 34,3 [in]) es de 10,62 [min].

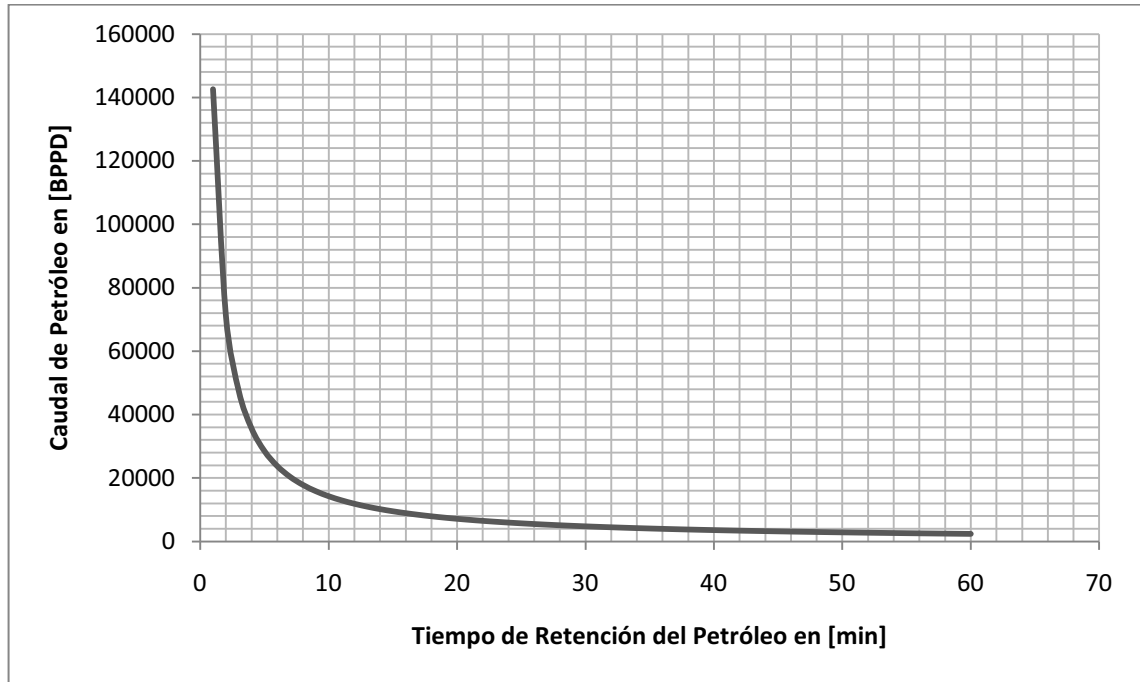
Mientras que el tiempo para que una gota de petróleo con un diámetro de 150 micrones alcance la interface agua-petróleo (ascienda 32 [in]) es de 5,17 [min].

Para determinar la capacidad del separador se utilizará 11 [min] como tiempo de residencia del petróleo y 6 [min] como tiempo de residencia para el agua.

Bajo estas consideraciones, el separador FWK02 tiene una capacidad máxima para manejar 30.953 [MPSCPD] de gas en la sección de asentamiento gravitacional, 12.961 [BPD] de petróleo y 15.544 [BPD] de agua.

Los cálculos de la capacidad del separador FWK02 se presentan en detalle en el **ANEXO 2.3**.

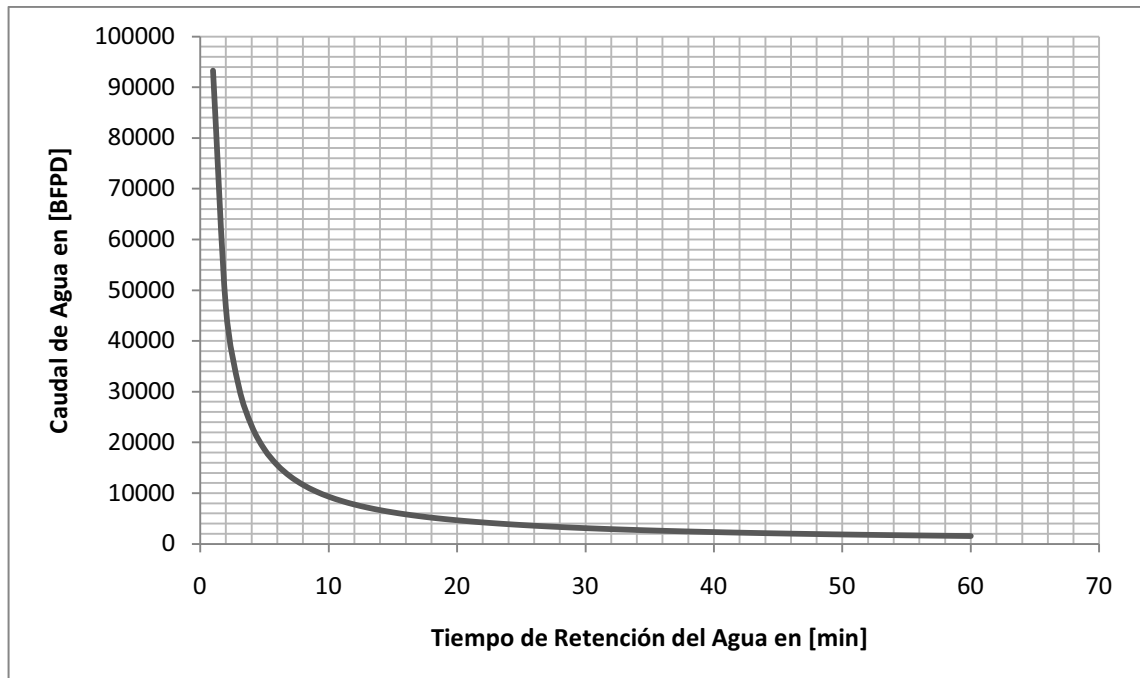
Los caudales de petróleo y agua que el separador FWK02 pueden recibir, para un rango mayor de tiempos de retención se presenta en los **Gráficos 2.6 y 2.7**.



FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Gráfico 2.6: Caudal vs. Tiempo de retención del petróleo del FWK02.



FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Gráfico 2.7: Caudal vs. Tiempo de retención del agua del FWK02.

2.3.5.1.2 Separador Bifásico SP02

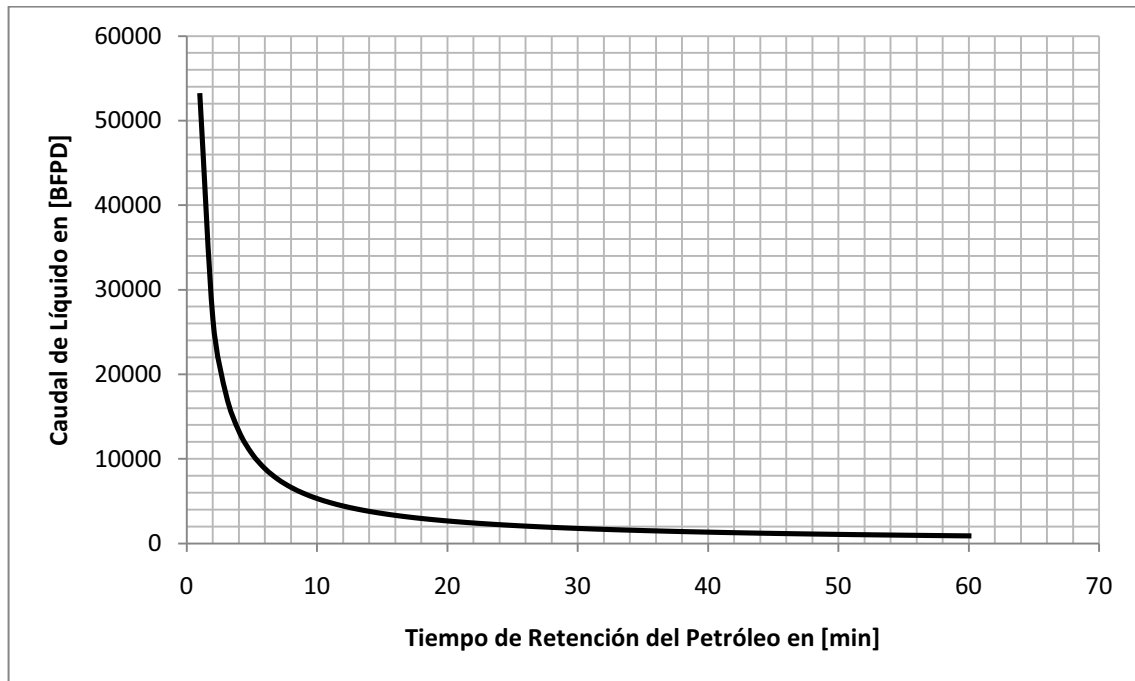
Para determinar la capacidad del separador SP02 se considera lo siguiente:

- Las dimensiones en las que ocurre el proceso de separación, corresponden al diámetro interno de 71 [in] y la longitud efectiva de 15 [ft].
- El nivel de líquido está hasta la mitad del recipiente, es decir, la altura fraccional del líquido es de 0,5.
- La presión de operación es de 26 [psig].
- La temperatura de operación corresponde a la temperatura promedio que es 110 [°F].
- El tiempo de residencia del petróleo es igual al tiempo de residencia del agua.
- Las propiedades de los fluidos a las condiciones de presión y temperatura de operación son las siguientes:

Temperatura Pseudo-reducida	1,56464
Presión Pseudo-reducida	0,06849
Coefficiente de Compresibilidad (z)	0,99900
Densidad Petróleo [lb/ft ³]	54,23680
Densidad Agua [lb/ft ³]	63,36878
Densidad Gas [lb/ft ³]	0,20113
Viscosidad Petróleo [cp] (91°F)	14,77132
Viscosidad Gas [cp]	0,01000
Coefficiente de Arrastre	3,70037

De acuerdo con las condiciones antes descritas, el separador bifásico SP02 tiene una capacidad para manejar hasta 15.260 [MSCFPD] y un caudal de líquido máximo de 10.586 [BPD]. Los cálculos de la capacidad del separador SP02 se presentan en detalle en el **ANEXO 2.3**.

El caudal de líquido para un rango más amplio de tiempos de retención se presenta en el **Gráfico 2.8**.



FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Gráfico 2.8: Caudal de líquido vs. Tiempo de retención del petróleo SP02.

2.3.5.1.3 Separador Bifásico SP03

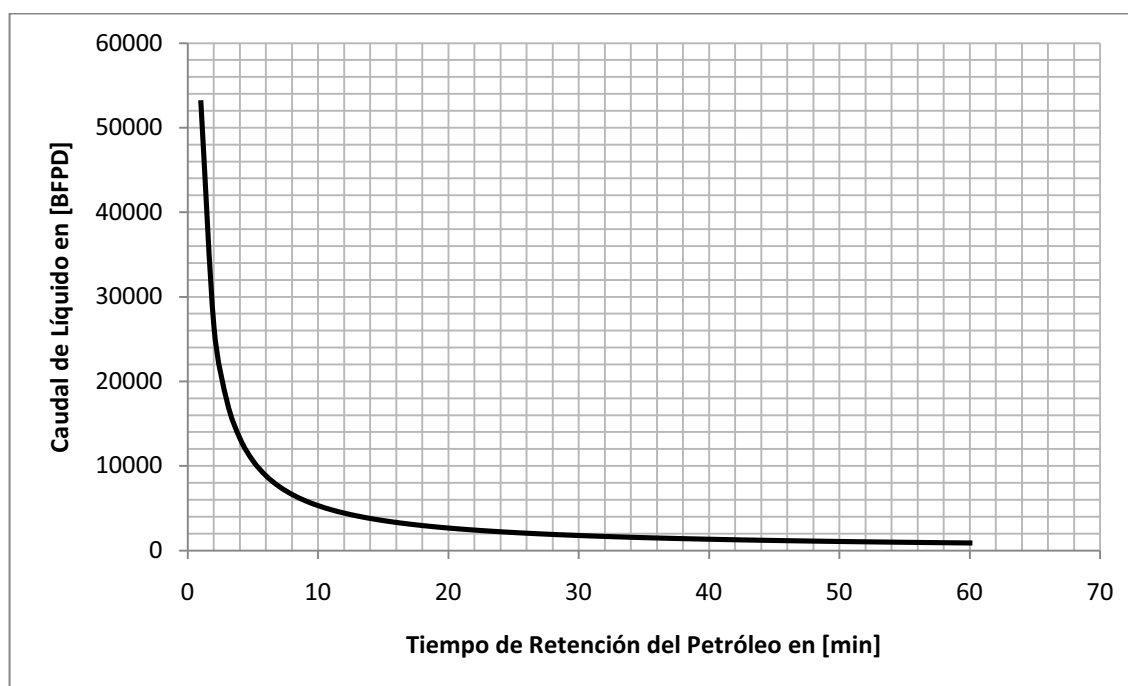
Para determinar la capacidad del separador SP03 se considera lo siguiente:

- Las dimensiones en las que ocurre el proceso de separación, corresponden al diámetro interno de 59 [in] y la longitud efectiva de 15 [ft].
- El nivel de líquido está hasta la mitad del recipiente, es decir, la altura fraccional del líquido es de 0,5.
- La presión de operación es de 24 [psig].
- La temperatura de operación corresponde a la temperatura promedio que es 110 [°F].
- El tiempo de residencia del petróleo es igual al tiempo de residencia del agua.
- Las propiedades de los fluidos a las condiciones de presión y temperatura de operación son las siguientes:

Temperatura Pseudo-reducida	1,56464
Presión Pseudo-reducida	0,06509
Coeficiente de Compresibilidad (z)	0,99900
Densidad Petróleo [lb/ft ³]	54,23680
Densidad Agua [lb/ft ³]	63,36878
Densidad Gas [lb/ft ³]	0,19116
Viscosidad Petróleo [cp] (91°F)	14,77132
Viscosidad Gas [cp]	0,01000

De acuerdo con las condiciones antes descritas, el separador bifásico SP03 tiene una capacidad para manejar hasta 12.164 [MSCFPD] y un caudal de líquido máximo de 7.310 [BPD]. Los cálculos de la capacidad del separador SP03 se presentan en detalle en el **ANEXO 2.3**.

El caudal de líquido para un rango más amplio de tiempos de retención se presenta en el **Gráfico 2.9**.



FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Gráfico 2.9: Caudal de líquido vs. Tiempo de retención del petróleo SP03.

2.3.5.2 Capacidad Total de la Estación Pichincha

La capacidad total de los separadores de la estación Pichincha es de 28.424 [MSCFPD] de gas y 46.401 [BPD] de líquido, por lo que, los caudales que ingresan al Sistema de Separación Primaria de la estación que son 861 [MPCSPD] de gas y 15.929 [BPD] de líquido pueden ser manejados fácilmente por los separadores instalados.

Se considera que aproximadamente el 60 % de la producción se direcciona a los separadores bifásicos y el 40 % al Free Water.

Los tiempos de retención para el petróleo y agua en cada separador se muestran en la **Tabla 2.30**.

Tabla 2.30: Tiempos de retención en la Estación Pichincha.

Equipo	BSW	Fluido	Caudal	Tiempo de Retención
			[BFPD]	[min]
SP02	81	Agua	4.778	11,1
		Petróleo		
SP03		Agua	4.778	7,7
		Petróleo		
FWK02		Agua	5.162,1	27,6
		Petróleo	1.210,9	77,0

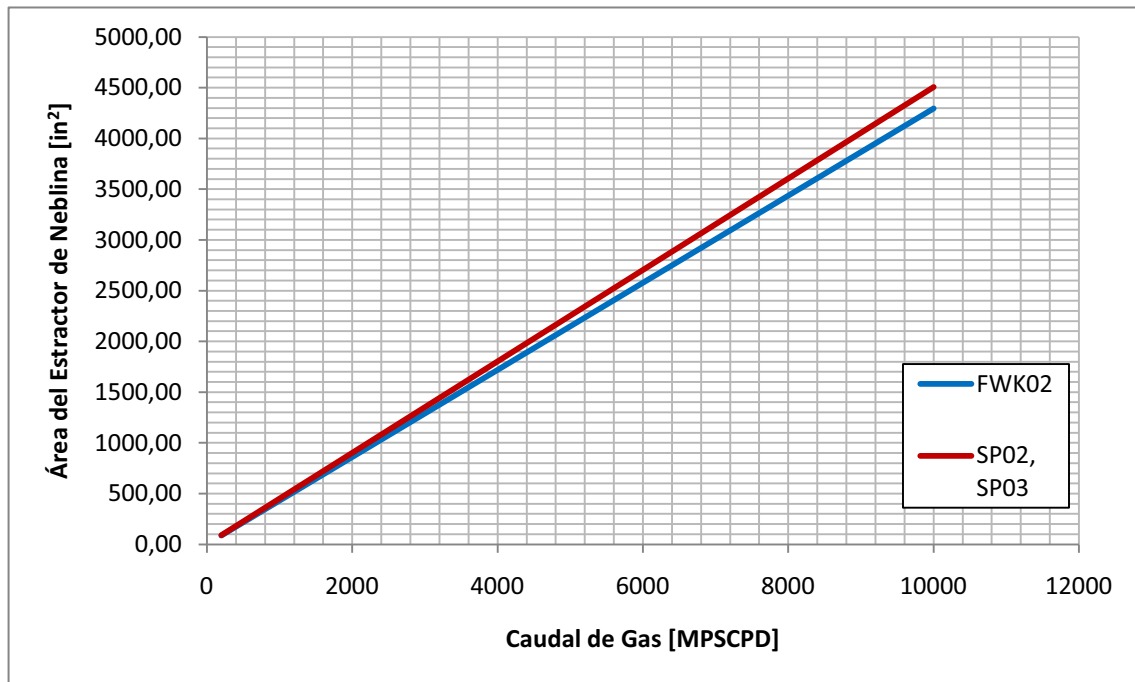
FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Los tiempos de retención para el agua y el petróleo son suficientemente altos para garantizar una adecuada separación del petróleo y el agua libre.

2.3.6 EXTRACTOR DE NEBLINA

El área del extractor de neblina del separador en función del caudal de gas que ingresa debe ser como se presenta en el **Gráfico 2.10**.



FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Gráfico 2.10: Área del extractor vs. Caudal de gas FWK02, SP02 y SP03.

2.3.7 ANÁLISIS DE FLUIDOS

2.3.7.1 Contenido de Agua

La **Tabla 2.31** presenta el contenido de agua libre y agua en emulsión de cada pozo.

Tabla 2.31: Agua Libre y Emulsión de cada pozo de Pichincha.

Pozo	Agua Libre	Emulsión
	%	%
PIC-02	7,0	14,0
PIC-05	0,2	2,0
PIC-07	70,0	8,0
PIC-08	85,0	3,3
PIC-09	78,0	17,7
PIC-10	70,0	10,0
PIC-13D	0,0	2,5
SCY-18	60,0	36,0
SCY-21	69,0	9,0
SCY-24	35,0	18,3
SCY-30	36,0	19,1
SCY-31	23,0	46,3
TOTAL 13 Pozos	70,0	12,3

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

2.3.7.2 Composición del Fluido de Ingreso

Considerando la producción actual presentada en la **Tabla 2.20**, las propiedades y composiciones del petróleo, agua y gas, descritas en las **Tablas 2.1, 2.2 y 2.3**, se determina la composición molar y el flujo en moles por segundo del fluido multifásico que ingresa al conjunto de separadores de la Estación Pichincha.

La **Tabla 2.32** presenta la composición en moles, el flujo molar, másico y volumétrico que alimenta los separadores FWK02, SP02 y SP03, los cuales constituyen el sistema de separación primaria de la estación Pichincha.

Tabla 2.32: Composición del fluido de ingreso a la Estación Pichincha.

Componente	Flujo Volumétrico		Moles Totales [Moles/segundo]	Flujo molar [Moles/segundo]	Fracción Molar %	Flujo Másico [g/s]	Flujo Másico [lb/s]	
	Unidades de Campo	[ft ³ /s]						
Gas	861	MMSCFPD	11,9066	5,6842	0,4129	362,2589	0,7986	
				CO ₂	0,9752			0,0708
				N ₂	2,6647			0,1936
				CH ₄	0,7263			0,0528
				C ₂ H ₆	1,0764			0,0782
				C ₃ H ₈	0,1631			0,0118
				iC ₄ H ₁₀	0,4191			0,0304
				nC ₄ H ₁₀	0,1084			0,0079
iC ₅ H ₁₂	0,0893	0,0065						
nC ₅ H ₁₂								
Petróleo	3.039	BPPD	28,3790	28,3790	2,0613	4.824,4259	10,6360	
Agua	12.890	BFPD	1.336,4611	1.336,4611	97,0739	24.076,7477	53,0801	
TOTAL			1.376,7467	1.376,7467	100,0000	29.263,4324	64,5148	

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

2.3.8 SEPARACIÓN AGUA-PETRÓLEO

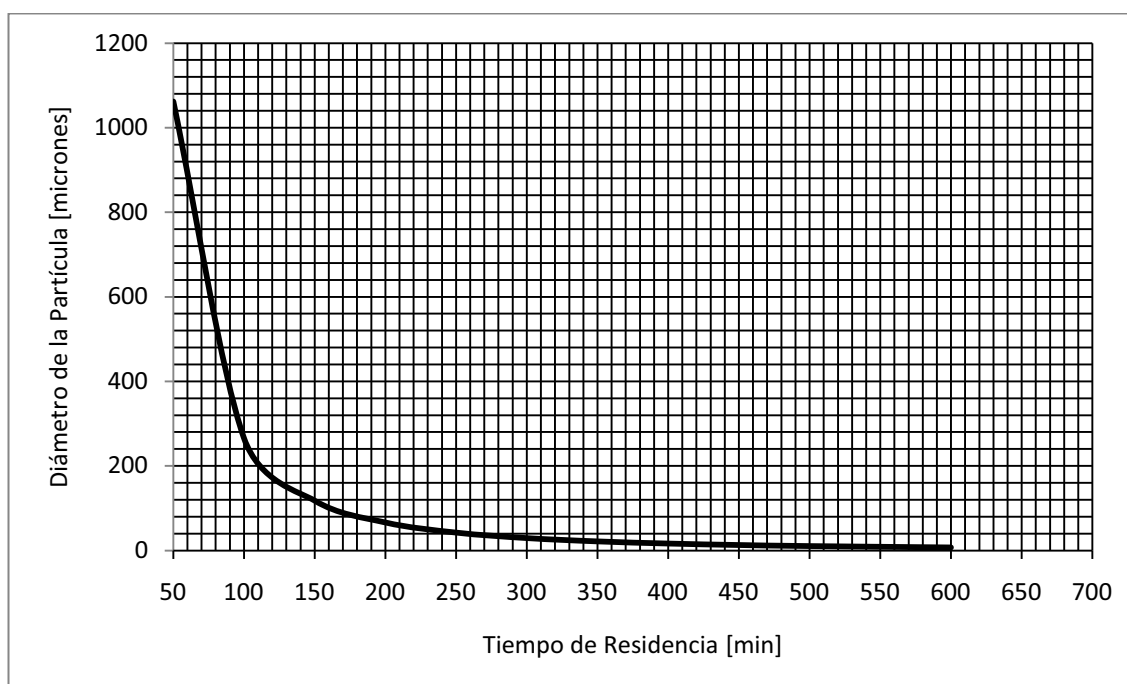
El análisis de la separación agua-petróleo se realiza únicamente para el separador trifásico FWK02.

2.3.8.1 Descarga de Petróleo

Para comprobar el contenido de agua en la descarga de crudo no se utilizó ningún tipo de químico demulsificante y se obtuvo un corte de agua de 3,5 %.

No se observó la presencia de emulsión, esto indica que los químicos utilizados en la deshidratación están trabajando adecuadamente.

El **Gráfico 2.11** muestra el tiempo de residencia en función del tamaño de la partícula de agua para el separador FWK02, puede verse que con pequeñas variaciones en el tamaño de las partículas el tiempo de residencia se incrementa ampliamente.



FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Gráfico 2.11: Tiempo de retención vs. Tamaño de partícula del FWK02.

2.3.8.2 Descarga de Agua

Los valores obtenidos de absorbancia y concentración de crudo en la descarga de agua se presentan en la **Tabla 2.33**.

Tabla 2.33: Contenido de Petróleo en Agua del FWK02.

Prueba 1		Prueba 2		Promedio	
Absorbancia	Concentración [ppm]	Absorbancia	Concentración [ppm]	Absorbancia	Concentración [ppm]
4,785	136,4238	4,645	132,4086	4,715	134,4162

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

La concentración de aceite en ppm se determina mediante la ecuación:

$$ppm = 28,68 * Absorbancia - 0,81$$

Propia para el tipo de fluidos en la estación Pichincha.

Según el diseño del separador FWK02 se espera que el agua tenga una concentración de 150 [ppm]. Los valores obtenidos son menores del valor esperado, por lo que la separación del petróleo del agua no representa un problema.

2.3.9 SEPARACIÓN GAS-PETRÓLEO

Según la cromatografía de la descarga de los separadores, el gas contiene 4,643 [gal/MPSC] de hidrocarburos pesados.

2.3.9.1 Simulación Termodinámica

Se considera que el 60% del fluido multifásico ingresa a los separadores bifásicos SP02 y SP03 y el 40% al separador trifásico FWK02. Los resultados de la simulación se presentan en el **ANEXO 2.4**.

La alimentación de cada separador se muestra en la **Tabla 2.34**.

Tabla 2.34: Composición de fluidos en la Estación Pichincha.

Componente		Flujo Molar [gmol/s]			
		SP02	SP03	FWK02	Total
Gas	CO ₂	1,7053	1,7053	2,2737	5,6842
	N ₂	0,2925	0,2925	0,3901	0,9752
	CH ₄	0,7994	0,7994	1,0659	2,6647
	C ₂ H ₆	0,2179	0,2179	0,2905	0,7263
	C ₃ H ₈	0,3229	0,3229	0,4305	1,0764
	iC ₄ H ₁₀	0,0489	0,0489	0,0652	0,1631
	nC ₄ H ₁₀	0,1257	0,1257	0,1676	0,4191
	iC ₅ H ₁₂	0,0325	0,0325	0,0433	0,1084
	nC ₅ H ₁₂	0,0268	0,0268	0,0357	0,0893
Petróleo		8,5137	8,5137	11,3516	28,3790
Agua		400,9383	400,9383	534,5844	1.336,4611
TOTAL		413,0240	413,0240	550,6987	1.376,7467

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

De la simulación termodinámica, se obtiene un GPM de 4,1567 [gal/MPSC].

2.3.9.2 Liquid Carry Over

Se determinó un valor de líquido arrastrado de 0,486 [gal/MSCF], valor que está sobre el 0,1 [gal/MSCF].

Este arrastre de líquido puede deberse a la falta de mantenimiento del extractor de neblina tanto del separador SP02 como del SP03, que pueden estar desgastados y requieran cambiarse o que estén taponados con parafina o sólidos.

Por otra parte, en el Separador FWK02, no existe arrastre de líquido.

2.4 DIAGNÓSTICO FINAL

Tabla 2.35: Diagnóstico Final de las Estaciones Secoya y Pichincha.

Parámetro	Esperado	Obtenido				
		E. SECOYA		E. PICHINCHA		
		FWK01	SP01	FWK02	SP02	SP03
Líquido Arrastrado, [gal/MPSC]	0,1	4,663	4,776	0,4863	0,485	0,485
Agua en la Descarga de Petróleo, [%]	20	32	N/A	3,5	N/A	N/A
Petróleo en la Descarga de Agua, [ppm]	150	153,8		134,42		

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

El principal problema que se ha encontrado en la Estación Secoya es el arrastre de líquido, esto se debe a que el caudal de gas que ingresa al separador trifásico (aproximadamente el 60 % de la producción total que corresponde a 2.808 [MPSCPD]) es mucho mayor al caudal que el separador puede manejar, mientras que en el separador SP01 no se ha realizado mantenimiento del extractor de neblina.

El BSW en la descarga de crudo está dentro del valor esperado que corresponde al volumen de agua en emulsión; es decir, el equipo está cumpliendo su trabajo al separar el agua libre.

Mientras en la Estación Pichincha, el principal problema que se ha encontrado es el arrastre de líquido en los separadores SP02 y SP02, en los que no se ha realizado mantenimiento del extractor de neblina.

El BSW en la descarga de crudo del FWK02 está dentro del valor esperado; es decir, el equipo está cumpliendo su trabajo al separar el agua libre.

CAPÍTULO III. ALTERNATIVAS PARA MEJORAR LA EFICIENCIA OPERATIVA DE LOS SEPARADORES DE PETRÓLEO EN LAS ESTACIONES SECOYA Y PICHINCHA.

Tanto el proceso como los equipos utilizados en la separación primaria son similares en la estaciones Secoya y Pichincha. Las dos estaciones mantienen un sistema de separación primaria constituida por separadores trifásicos y bifásicos.

Considerando que se han instalado separadores trifásicos tipo free Water Knockout nuevos, por el alto corte de agua, las alternativas están dirigidas a mejorar y diseñar un Sistema de Separación Primaria trifásico.

Las propuestas no solo deben permitir mejorar la eficiencia de los separadores (reducir arrastre de hidrocarburos líquidos en la corriente de gas, la cantidad de agua en el petróleo y la cantidad de petróleo en el agua), sino que deben ser también diseñadas para modernizar y optimizar los procesos de la estación Secoya y Pichincha en general, permitiendo aprovechar las ventajas que presentan los equipos instalados actualmente.

Considerando que:

- Las corrientes de los procesos están mal direccionadas lo que ocasiona problemas operacionales y afectan la calidad de los productos.
- Falta de control de las variables de procesos, ausencia de instrumentación como indicadores de presión, nivel, temperatura o flujo.
- Equipos con tiempos de operación cercanos a 30 años y falta de mantenimiento, provocando mayor riesgo y afectando la calidad de los productos.
- El agua se reinyecta únicamente con tratamiento químico, por lo que la falta de tratamiento físico ha provocado taponamiento de pozos.

Se plantea lo siguiente:

- Sistema de Separación Primaria trifásico y tanque de lavado para separación secundaria.
- Sistema de Tratamiento de Agua de Formación.
- Control automatizado y monitoreo de variables.

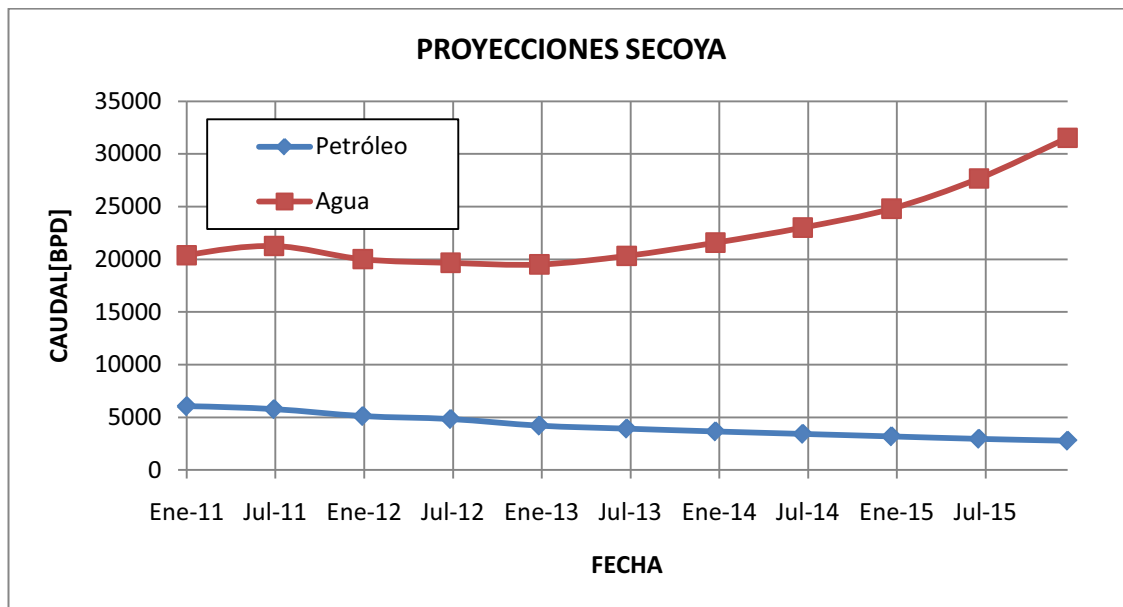
El Sistema de Pruebas de Producción no será considerado ya que se encuentra en proyecto la instalación de dos separadores de prueba trifásicos (5.000 [BFPD]) en la estación Secoya y un separador trifásico (5.000 [BFPD]) en la estación Pichincha.

3.1 PRODUCCIÓN PROYECTADA

Los Pronósticos de Producción son suministrados por EP PETROECUADOR para el caso de Libertador cubren desde el 2010 al 2016 en base semestral.

Estos pronósticos presentan la producción de crudo, de agua y de gas para Secoya y Pichincha.

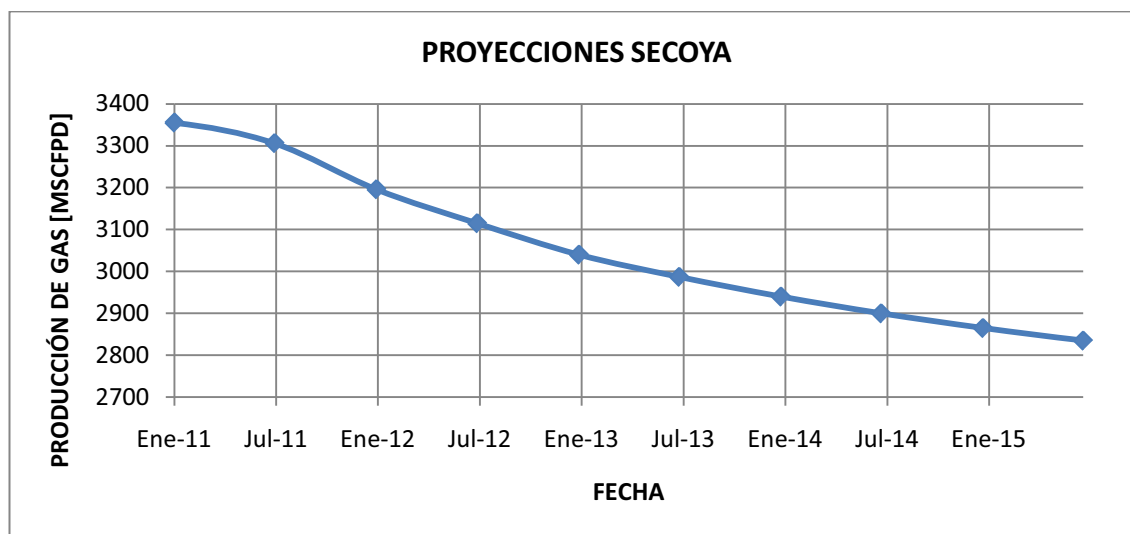
Los **Gráficos 3.1 y 3.2** muestran la producción proyectada para Secoya.



FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Gráfico 3.1: Producción Proyectada de Petróleo y Agua Secoya.



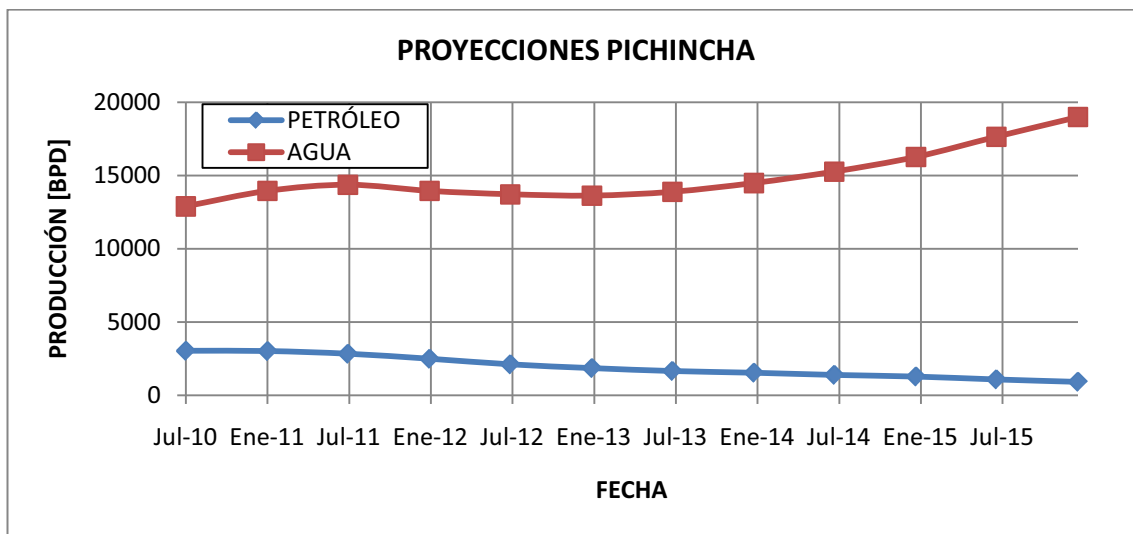
FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Gráfico 3.2: Producción Proyectada de Gas Secoya.

Según el pronóstico de producción, el volumen máximo de producción de crudo y gas en Secoya corresponden a la producción actual que es de 6.086 [BFPD] y 3.360 [MSCFPD], mientras que la producción máxima de agua es 31.517 [BPD].

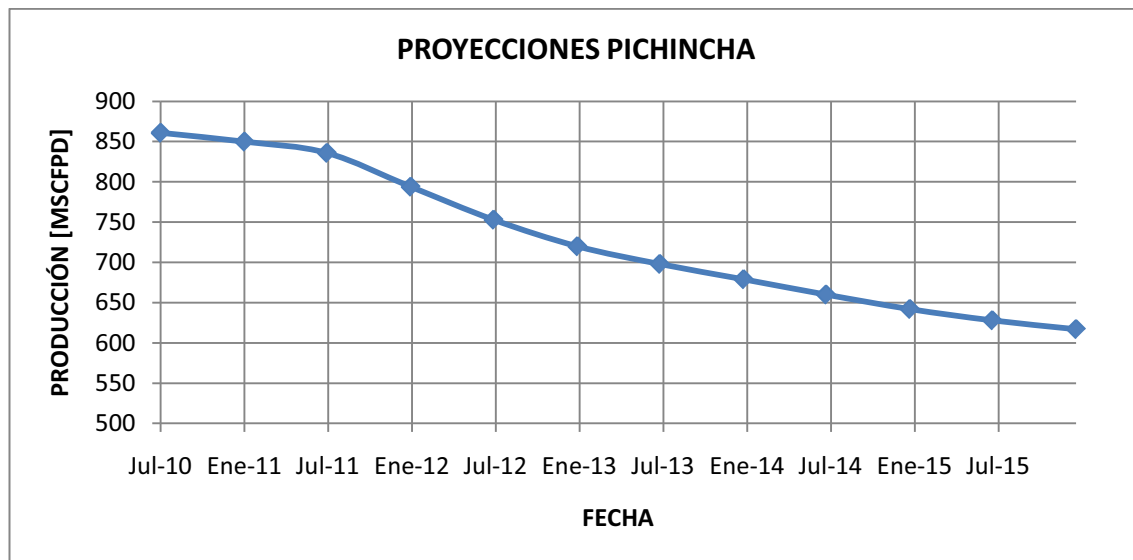
Los **Gráficos 3.3 y 3.4** muestran la producción proyectada que ingresa a la Estación Pichincha.



FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Gráfico 3.3: Producción Proyectada de Petróleo y Agua Pichincha.



FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Gráfico 3.4: Producción Proyectada de Gas Pichincha.

Las producciones máximas de agua, petróleo y gas para Pichincha son de 18.980 [BPD], 3.039 [BFPD] y 861 [MSCFPD], respectivamente.

3.2 ESTACIÓN SECOYA

3.2.1 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO

Para el diseño del Sistema de Tratamiento de Agua de Formación y cálculo de la capacidad de los separadores se considera lo siguiente:

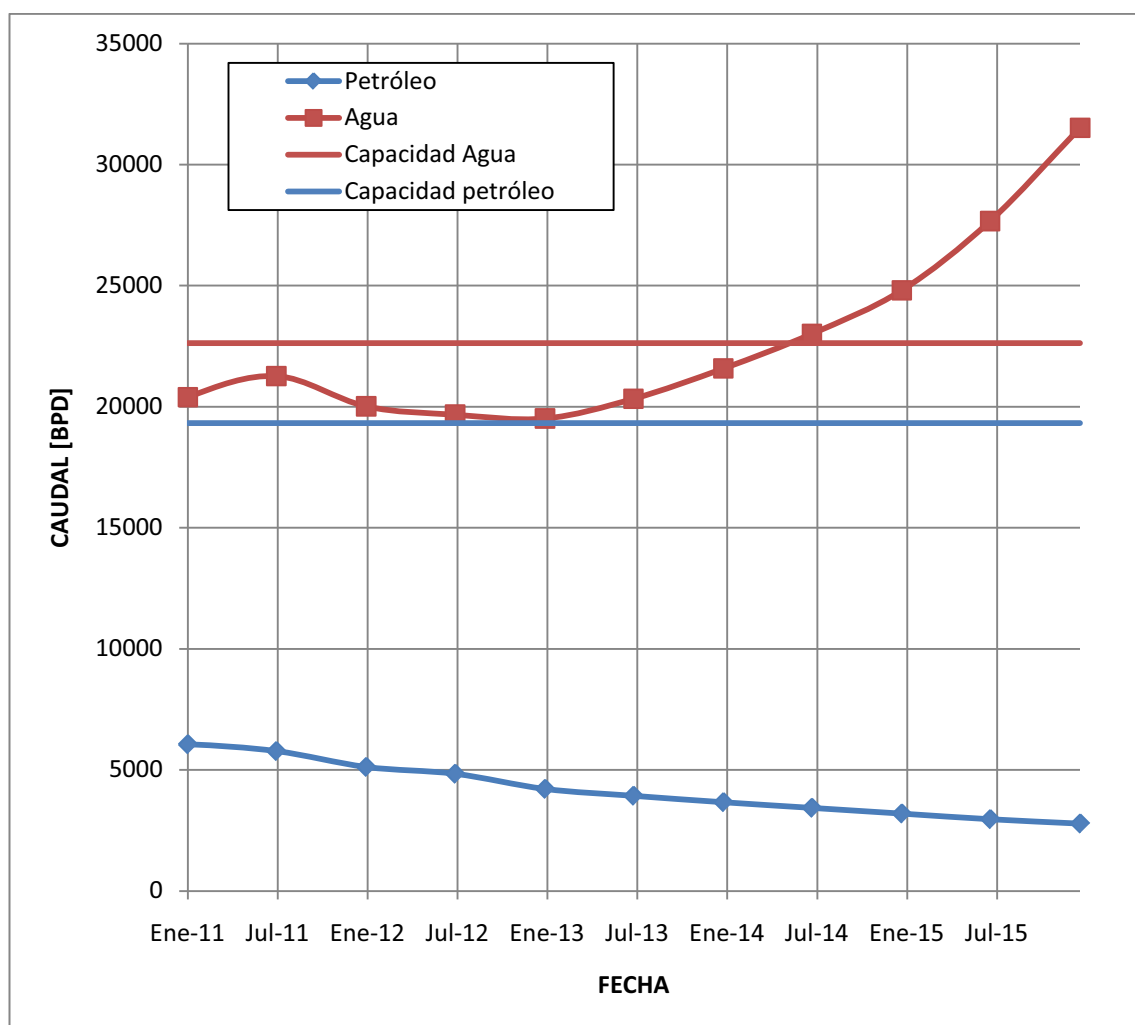
- Temperatura promedio de Operación de 91 [$^{\circ}F$] con variaciones entre 90 [$^{\circ}F$] y 144 [$^{\circ}F$].
- La presión de operación del Sistema de Separación es de 30 [*psig*].
- Eliminación del sistema de Gas Lift.
- BSW máximo en la salida de los separadores de 20%.
- BSW máximo de 1% en la salida del tanque de lavado.
- Agua descargada del tanque de lavado con una concentración de crudo de 18 *ppm* y diámetro de partícula de 14,1 micrones.
- Agua en la descarga de los separadores con una concentración de agua equivalente a 150 ppm y diámetro de partícula de 150 micrones, (8 minutos de tiempo de retención).
- Los caudales de diseño, incluyendo el 10 % de sobrediseño son 6.695 [*BFPD*] de petróleo, 34.200 [*BPD*] de agua y 3.696 [*MSCFPD*] de gas.

3.2.2 SISTEMA DE SEPARACIÓN PRIMARIA

Debido al alto corte de agua es necesario el uso de un sistema de separación trifásico. Se analizará la capacidad del separador trifásico FWK01 en función de la evolución de los caudales de líquidos, caudal de gas y corte de agua. Para ello, en base a la **Tabla 1.1** de tiempos de retención presentada en la norma API 12 J se ha determinado un tiempo de retención para el petróleo, de acuerdo a las condiciones de presión y temperatura de 14 minutos, y para el agua, un tiempo de 8 minutos. Estos tiempos son suficientes para que las partículas de agua atraviesen la capa de petróleo y las gotas de petróleo atraviesen la capa de agua.

En el **Gráfico 3.5** se muestra la producción proyectada y se superpone la capacidad máxima del separador FWK01 (que corresponde a 14 minutos de tiempo de residencia para el petróleo y 8 minutos para el agua).

Puede observarse que la producción de petróleo puede ser manejada fácilmente por el separador FWK01, mientras que la producción de agua a partir del año 2014 supera la capacidad máxima del separador por lo que el tiempo de residencia disminuye conforme la producción de agua se incrementa provocando el aumento en la concentración de petróleo en la descarga de agua, es decir la eficiencia de separación agua-petróleo disminuye.



FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Gráfico 3.5: Producción Proyectada Agua y Petróleo - Capacidad del FWK01.

La producción de gas proyectada hasta el 2016 supera ampliamente la capacidad del separador FWK01. Esto se debe a que el sistema de extracción de neblina (combinación de mesh y vane con un diámetro de 24 [in]) limita el caudal de gas a través de este. Aunque la capacidad de manejo de gas en la sección de asentamiento gravitacional es aproximadamente de 52.841 [MSCFPD] de gas, asegurando que partículas con diámetros de 100 micrones y superiores no sean arrastradas; partículas de menor diámetro pueden llegar hasta la zona de coalescencia conformada por el extractor de neblina, el cual fue diseñado para manejar aproximadamente 1.000 [MSCFPD].

Considerando que el principal problema en el proceso de separación primaria tanto actual como proyectada es el manejo de gas, se plantean las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Mantener en operación el separador SP01 de tal manera que la producción de gas sea dividida entre los dos separadores SP01 y FWK01, evitando problemas de arrastre derivados de un exceso en el caudal de gas que ingresa al separador FWK01.

Alternativa 2: Retirar el separador SP01, cambio del extractor neblina del separador FWK01 para aumentar la capacidad de manejo de gas.

Con la producción actual, en el tanque de lavado se obtiene un BSW de 0,2 % y una concentración de 17,2 ppm de petróleo, sin embargo, al incrementarse la producción de agua y enviándose toda el agua al tanque de lavado, el tiempo de residencia del agua se reduce, haciendo que la calidad del agua del tanque de lavado no cumpla con las especificaciones para reinyección, por ello y para aprovechar eficientemente un sistema de separación trifásica, es necesario la implementación de un Sistema de Tratamiento de Agua de Formación.

Para mejorar la eficiencia de separación petróleo-agua, se plantea la inyección de químico demulsificante en los pozos con mayor aporte en volumen de emulsión.

3.2.3 SEPARACIÓN GAS-PETRÓLEO

Como se describió en el capítulo segundo, el arrastre de líquidos se encuentra alrededor de cuarenta veces por encima del valor esperado, derivado de la falta de mantenimiento del extractor de neblina en el caso del separador bifásico SP01 y un exceso en la alimentación de gas en el caso del separador trifásico FWK01.

3.2.3.1 Alternativa 1

Se propone que el separador de producción bifásico SP01 se mantenga en operación, modificándose para que trabaje como trifásico, esto se facilita ya que originalmente fue construido para operar como trifásico y posee los elementos internos mínimos para separar agua, petróleo y gas.

Para esto es necesario:

- Modernizar el sistema de control.
- Mantenimiento de Internos.
- Mantenimiento de Pintura.

La producción, entonces puede dividirse entre los dos separadores (40 % al separador SP01 y 60 % al separador FWK01 aproximadamente).

3.2.3.1.1 Modificación del Separador SP01

3.2.3.1.1.1 Sistema de Control.

Para que el separador de producción bifásico SP01 pueda eficientemente y de manera segura, es necesario cambiar el sistema de control neumático que actualmente utiliza este equipo por un sistema de control automático basado en un PLC (Control Lógico Programable) que recibirá las señales de los sensores y transmisores de Presión, Temperatura, Nivel y Flujo. Las diferentes variables registradas se podrán visualizar en una pantalla montada sobre un panel de control.

En el diagrama presentado en el **ANEXO 3.1** se muestran los diferentes instrumentos, lazos de control y los cálculos de capacidad del separador SP01 propuesto.

Esto permitirá evitar problemas como el Liquid Carry-Over (arrastre de líquido en la fase gaseosa) derivado de un nivel alto de líquido y el gas blowby (arrastre de gas en la fase líquida) derivado de un nivel de líquidos demasiado bajo, además permite mejorar la seguridad en el control de presión y el conocimiento de los caudales de agua, petróleo y gas descargados por el separador.

3.2.3.1.1.2 Capacidad

La capacidad del separador SP01 para trabajar como trifásico se presenta en la **Tabla 3.1**. Considerando 14 [min] como tiempo de residencia para el petróleo y 8 [min] para el agua.

Tabla 3.1: Capacidad del SP01 operando como Trifásico.

Parámetro	Valor
Caudal de Petróleo [BPD]	11.000
Caudal de Agua [BPD]	13.000
Caudal de Gas [MSCFPD]	49.000

FUENTE: EP Petroecuador

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Operando como trifásico, el separador SP01 puede manejar 24.000 [BPD] de líquido y 49.000 [MSCFPD].

3.2.3.1.2 Capacidad de la Estación

De esta manera los caudales máximos de gas, petróleo y agua que ingresan a cada separador serían los siguientes:

Tabla 3.2: Capacidad del Sistema de Separación Primaria de Secoya.

Fluido	SP01 (40%)	FWK01 (60%)	Total (100%)
Gas [<i>MSCFPD</i>]	1.360	2.000	3.360
Petróleo [<i>BFPD</i>]	2.434	3.652	6.086
Agua [<i>BPD</i>]	12.602	18.915	31.517

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Los Separadores pueden manejar fácilmente los máximos caudales de petróleo y agua, sin embargo para que el separador FWK01 pueda manejar el caudal de gas propuesto, se debe cambiar la malla de alambre del extractor de neblina por una de mayor densidad.

3.2.3.2 Alternativa 2

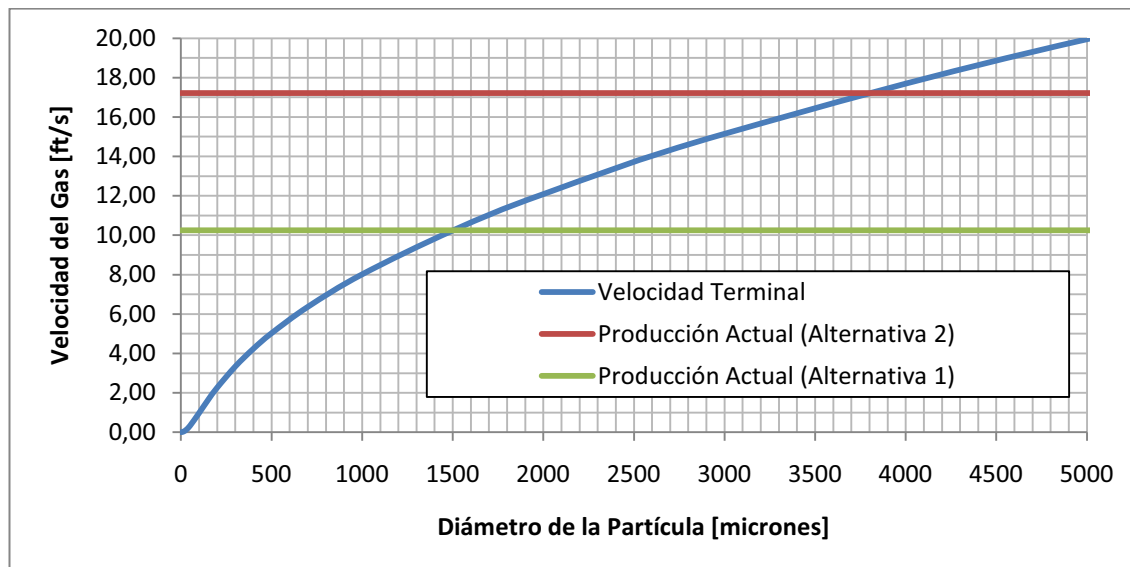
Se plantea que el separador SP01 sea sacado de operación, esto supone que todo el gas producido ingrese al separador FWK01, producción que excede ampliamente la capacidad de dicho separador.

La producción actual de gas es de 3.360 [*MSCFPD*] mientras que la capacidad del separador que es de 1.000 [*MSCFPD*].

La proyección de producción muestra aproximadamente 2.700 [*MSCFPD*] de gas para el año 2016 que aún es mucho mayor a la capacidad del separador FWK01.

El extractor de neblina externo que se implementa en el separador FWK01 no permite manejar la producción actual de gas que ingresa a la estación, esto se debe a que las partículas deben coalescer en tamaños muy grandes para poder caer a través de la tubería de descarga del gas (12 [*in*]).

El **Gráfico 3.6** muestra la velocidad terminal de las partículas y la velocidad de gas a través de la tubería de descarga para la alternativa 1 y para la alternativa 2.



FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Gráfico 3.6: Velocidad de Asentamiento de las Partículas de Petróleo.

Puede verse que las gotas de líquido deben tener un diámetro de 3.800 micrones para superar la velocidad del gas y no ser arrastradas de nuevo hacia el extractor de neblina en la alternativa 2, mientras que en la alternativa 1 se requiere que las partículas coalescan hasta un tamaño de 1500 micrones para separarse.

La sección de asentamiento gravitacional, considerando que la velocidad vertical de las partículas de líquido es menor que la velocidad del gas en esa sección y tienen el tiempo suficiente para llegar hasta la superficie del líquido, permite remover partículas de líquido con diámetros mayores a 20 micrones.

El extractor de neblina debe ser diseñado para remover partículas de líquido con diámetros iguales o menores a 20 micrones. Se debe descartar el uso de extractores de neblina tipo ciclónicos o microfibra, debido a que éstos requieren de una caída de presión elevada.

Para asegurar que la corriente de gas no arrastre hidrocarburos líquidos, se propone instalar un extractor de neblina interno (proporciona un área muy amplia y una velocidad de gas relativamente baja por lo que las partículas deben

coalescer en diámetros de 20 micrones para asentarse) con un combinación de vane y malla de alambre.

La **Figura 3.1** presenta la disposición del extractor de neblina propuesto, el cual considerando un factor de diseño de 0,35 [ft/s] (flujo vertical) debe tener un área de 382 [in^2].

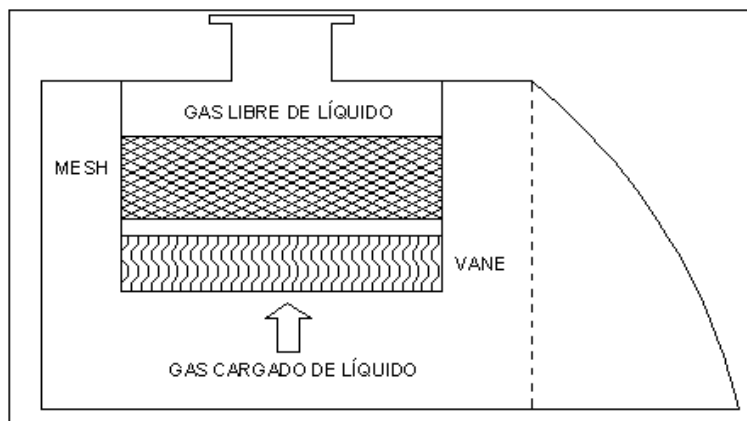


Fig. 3.1: Disposición del Extractor de Neblina Propuesta para el FWK01.

La sección del vane permite remover partículas grandes (hasta 20 micrones) y sólidos, adicionalmente permite que el flujo sea uniforme a través de la malla. La sección de malla de alambre permite remover las partículas de diámetros menores que no pueden ser capturadas en la sección del vane.

3.2.4 SEPARACIÓN PETRÓLEO-AGUA

El alto BSW en la descarga de petróleo se debe al alto volumen de emulsión. Para separar el agua y el petróleo es necesario desestabilizar la emulsión y promover la coalescencia de las gotas finas dispersas, antes de que el fluido entre en los separadores. Para esto se propone cambiar el punto de inyección de químicos al cabezal de los pozos con mayor aporte en volumen de emulsión, tal como se realiza actualmente en los pozos SCY-01 y SCY-05.

Una vez desestabilizada la emulsión las gotas pueden coalescer a medida que el fluido multifásico viaja a través de la tubería hasta la estación de producción, obteniéndose partículas dispersas de mayor diámetro que requieren menor tiempo para asentarse.

La **Tabla 3.3** presenta los pozos y la dosificación propuesta:

Tabla 3.3: Dosificación Propuesta de Demulsificante en la Estación Secoya.

Pozo	Volumen Agua en Emulsión	Caudal de Líquido	Volumen de Emulsión	Dosis
	[BPD]	[BPD]	[BPD]	[GPD]
SEC-02	1.285	2.295	1.377	1,0
SEC-08	1.001	2.383	1.079	0,8
SEC-14	1.174	4.192	1.283	1,0
SEC-22	850	1.393	878	0,7
SEC-27	1.033	2.166	1.046	0,8
TOTAL	5.343	12.429	5.663	4,3

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Esto permitiría reducir el agua en emulsión de 8.209 a 2.866 [BPD], reduciendo considerablemente el BSW esperado en la descarga de 33,45 a 11,7 %. La dosificación de demulsificante en los Separadores se puede reducir de 7 a 2,7 [GPD].

3.2.5 SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA

Para aprovechar las ventajas que plantea el uso de un Sistema de Separación Primaria trifásico es necesario que el agua descargada por los separadores sea dispuesta adecuadamente. La mezcla de las corrientes de agua libre y petróleo antes del ingreso a la bota de gas y posteriormente al tanque de lavado, puede generar una dispersión del agua dentro del petróleo y a medida que el caudal de agua se incrementa podría presentarse un proceso de re-emulsificación producto de la alta velocidad a la que la corriente de agua choca con la corriente de petróleo, haciendo necesario incrementar los costos del tratamiento de las emulsiones.

Adicionalmente, a medida que la producción de agua se incrementa, está rebasa la capacidad del separador FWK01, provocando que el agua libre contenga cantidades considerables de petróleo.

Para esto se propone un Sistema de Tratamiento de Agua de Formación mediante micro burbujas antes de que el agua sea enviada para reinyección.

El sistema de tratamiento de agua está diseñado para manejar 34.200 [BPD] de agua y una concentración máxima de petróleo de 427,7 ppm.

Las dimensiones, instrumentación y accesorios se presentan en el **ANEXO 3.2**. El diseño del sistema de tratamiento de agua corresponde a lo planteado en el proyecto “Ingeniería Conceptual, Básica y de Detalle Área Libertador”.

3.2.5.1 Descripción del Proceso y los Equipos.

El caudal total de agua de 34.200 [BPD] proveniente del Separador Trifásico FWK01 (con una concentración normal de 150 ppm y máximo 427,7 ppm de petróleo en agua) y del Tanque de Lavado (TL01) (18 ppm de crudo en agua) mediante las bombas BC12/13 (Presión de descarga de 40 [psig] y flujo 1.855 [BPD]) y del recipiente de drenajes ingresan al tanque de agua de formación TT01, previa inyección de Químicos (Biocidas, Secuestrante de oxígeno, clarificante, anticorrosivo y Antiescala).

Posteriormente la misma va al tanque de flotación TF01 mediante las bombas BC10/11 para el tratamiento por flotación con microburbujas (a la salida la concentración de crudo residual y sólidos suspendidos en el agua de reinyección no deben superar los 15 ppm y 20 ppm respectivamente, oxígeno disuelto 20 ppb y el contenido de bacterias sulfatoredutoras debe ser menor a 10 [col/ml]), el agua va por gravedad al tanque de agua tratada TAT01 y mediante las bombas de transferencia (B03/04 y BC06/07), todas accionadas eléctricamente, tres a la vez, a una presión de 150 [psig] descargan a un cabezal desde el cual se distribuye el agua de formación a la Sub-Estación Secoya 025, Estación Shuara y Sub-Estación Shuara 018.

3.2.5.1.1 Tanque de Agua de Formación

La capacidad del tanque de agua de formación (TT01) será de 12.600 [Bls] con una altura de 36 [ft] y diámetro de 50 [ft]. En el tanque (TT01) se instalará un sistema de gas de manto para evitar el contacto del agua de formación con el aire. El crudo residual que pudiera separarse en este tanque será recogido por medio de un rebose, ubicado a 30 [ft] de altura. El tanque (TT01) proporcionará la cabeza estática de succión para las bombas de agua del sistemas de flotación (BC10/11), además permitirá disponer de un volumen de almacenamiento de agua para contingencias.

El nivel de agua en el tanque de agua de formación (TT01) será controlado automáticamente, el punto de ajuste será 8 [ft], el elemento final del lazo de control de nivel es la válvula (LV1) ubicada en la línea de descarga de las bombas de agua de flotación (BC10/11).

3.2.5.1.2 Sistema de Flotación

Las bombas de agua de flotación (BC10/11) (una como respaldo) succionan el tanque de agua de formación (TT01) a través de una línea de 12 [in] y descargan el agua con un flujo estimado de 34.200 [BPD], a una presión de 40 [psig]; el agua es conducida hacia el tanque de flotación (TF01) a través de una línea de 10 [in]. La finalidad del tanque de flotación (TF01) es retirar la mayor cantidad de petróleo residual del agua mediante un proceso de flotación por microburbujas.

El sistema de flotación estará constituido por el tanque de flotación (TF01) (4.536 [Bls], 36 [ft] de altura y 30 [ft] de diámetro), el skid de generación de microburbujas (SK01) y las bombas de recirculación de agua (BC08/09).

El skid de generación microburbujas (SK01) será alimentado por una línea de gas de manto proveniente del tanque de flotación y una línea de agua proveniente de la descarga de las bombas de recirculación (BC08/09); existirán cuatro líneas de descarga del skid de generación de microburbujas (SK01), tres de las cuales se direccionan directamente al tanque de flotación (TF01), la última se direcciona hacia la línea de alimentación de agua de formación al tanque de flotación.

El agua finalmente tratada y dentro de especificación (máximo 15 *ppm* de crudo y 20 *ppm* de sólidos) pasa al tanque de agua tratada TAT01 por gravedad a través de una línea de 12 [in].

En la línea de descarga de agua del tanque de flotación de 8 [in] de diámetro nominal se instalará un analizador de concentración de aceite que accionará una válvula de tres vías que permitirá recircular el agua si el contenido de aceite en agua supera los 20 *ppm*. El petróleo recuperado en el tanque de flotación se enviará a un recipiente (58 [Bls]) y mediante las bombas BS03/04 (10 [GPM]) se envía hacia la bota de gas.

Las bombas de recirculación de agua (BC08/09) succionarán agua desde el tanque de agua tratada (TA22) y lo enviarán hacia el skid de generación de microburbujas. El flujo de operación estas bombas será 8.801 [BPD].

3.2.5.1.3 Tanque de Almacenamiento de Agua Tratada

La capacidad del tanque de agua tratada (TAT01) será de 12.600 [Bls] con una altura de 36 [ft] y diámetro de 50 [ft]. El agua tratada en el tanque de flotación (TF01) es conducida hasta el tanque de agua tratada (TAT01) a través de una línea de 12 pulgadas de diámetro nominal. La función del tanque de agua tratada es proporcionar la cabeza estática necesaria a la succión de las bombas de transferencia de agua (B03/04 y BC06/07).

Además este tanque proporciona al sistema un volumen de almacenamiento para contingencias. Este tanque dispondrá de un sistema de gas de manto para evitar el contacto del agua de formación con el aire.

3.2.5.1.4 Bombas de Transferencia

Las bombas de transferencia (B03/04 y BC06/07) succionaran el agua desde el tanque de agua tratada TAT01 a través de una línea de 10 [in], las tres a la vez, a una presión estimada de 150 [psig] alimentaran un cabezal desde el cual se distribuye el agua a la Sub-Estación Secoya 025, Estación Shuara y Sub-Estación Shuara 018.

3.3 ESTACIÓN PICHINCHA

3.3.1 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO

Como se mostró en el capítulo tercero el principal problema en el Sistema de Separación Primaria de la Estación Pichincha es el arrastre de líquido (Liquid Carry-Over) que se produce por la falta de mantenimiento de los eliminadores de neblina de los separadores bifásicos. En la descarga de petróleo se obtuvo un BSW bastante bajo, por lo que no es necesario ningún tipo de intervención para mejorar la separación petróleo-agua. El separador FWK02 está separando el agua, petróleo y gas de manera eficiente. Se propone la implementación del Sistema de Tratamiento de Agua descrito en el Proyecto “Ingeniería Conceptual, Básica y de Detalle Área Libertador”, el cual se detalla más adelante.

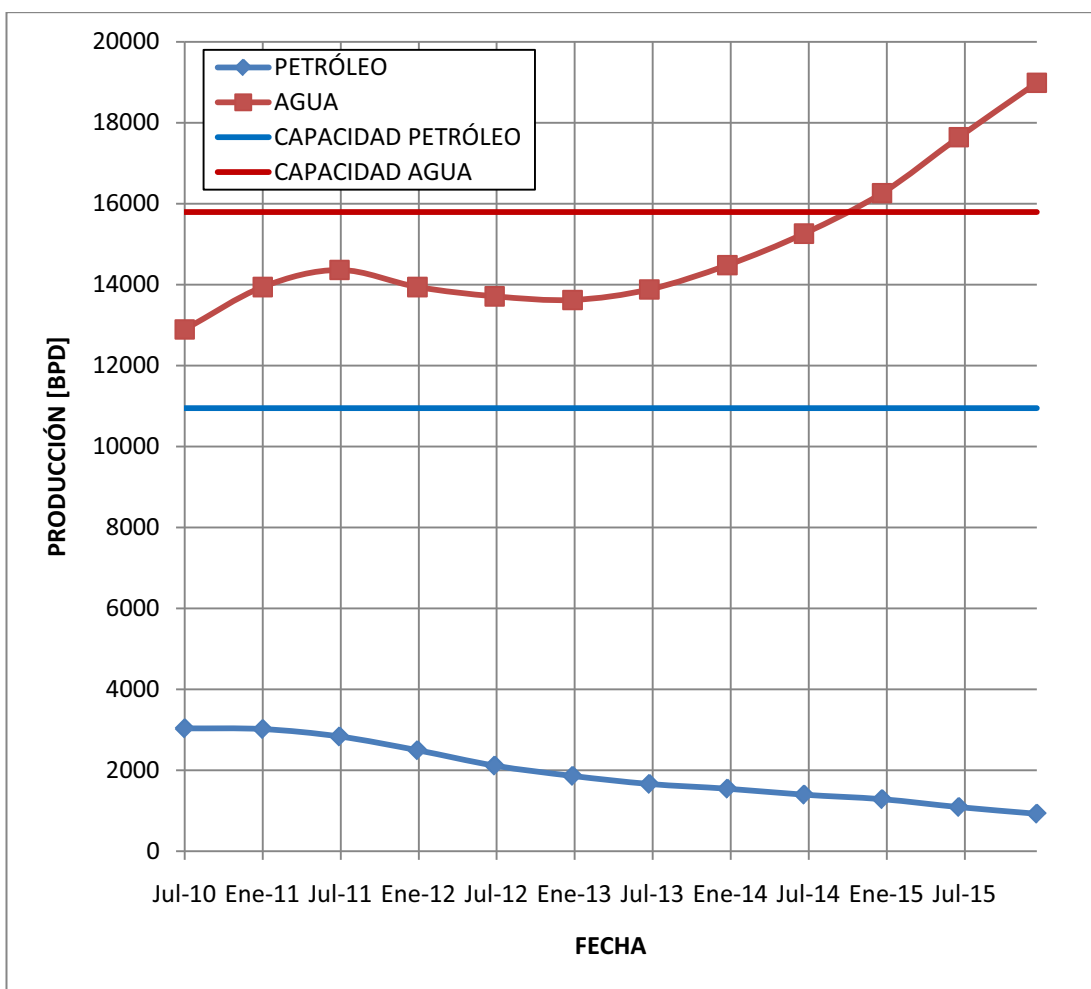
Para el diseño del Sistema de Tratamiento de Agua de Formación y cálculo de la capacidad de los separadores se considera lo siguiente:

- 110 [$^{\circ}F$] como temperatura de operación con variaciones entre 110 [$^{\circ}F$] y 140 [$^{\circ}F$].
- La presión de operación del Sistema de Separación Primaria es de 30 [*psig*].
- BSW máximo en la salida de los separadores de 20%.
- BSW menor a 1% en la salida del tanque de lavado.
- Agua descargada del tanque de lavado con una concentración de crudo máxima de 25 *ppm*.
- Agua en la descarga de los separadores con una concentración de agua equivalente a 150 *ppm* y diámetro de partícula de 150 micrones, (8 minutos de tiempo de retención).
- Los caudales de diseño, incluyendo el 10 % de sobrediseño son 3.343 [*BFPPD*] de petróleo, 2.0885 [*BPD*] de agua y 947 [*MSCFPD*] de gas.
- La concentración de crudo residual y sólidos suspendidos en el agua de reinyección no deben superar los 15 *ppm* y 20 *ppm*, respectivamente.

3.3.2 SISTEMA DE SEPARACIÓN PRIMARIA

La interface agua-petróleo del separador FWK02 se fijará en 40 [in] por la relativamente baja producción de petróleo y alto BSW.

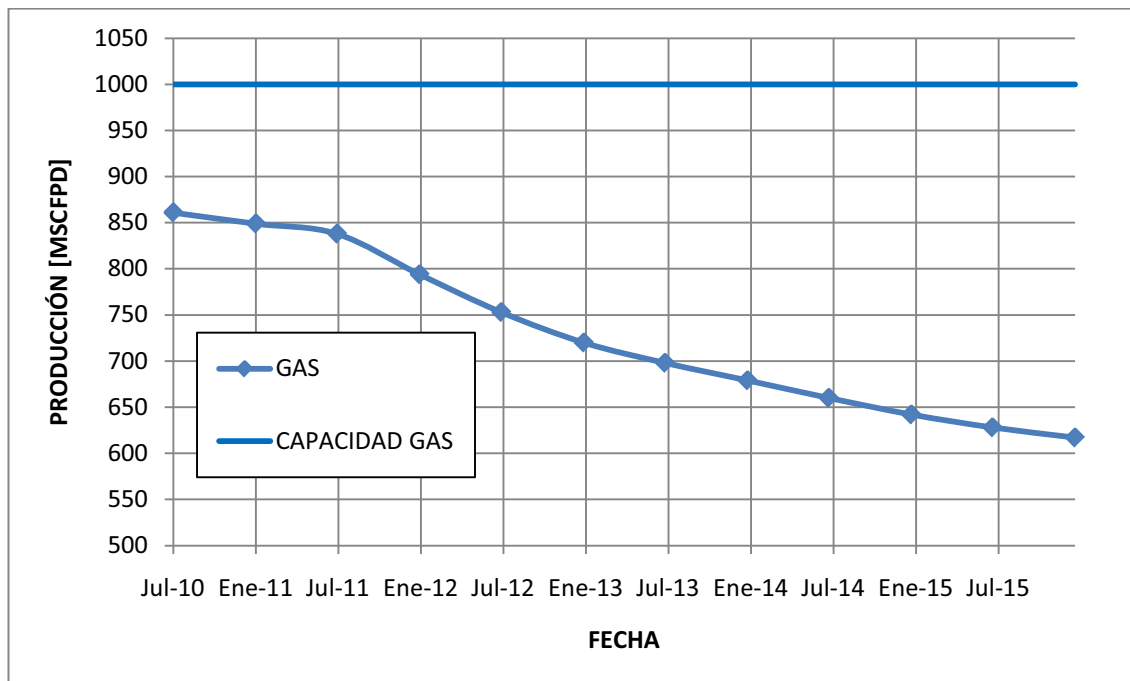
En el **Gráfico 3.7 y 3.8** se muestra la capacidad máxima del separador trifásico FWK02 (10 [min] como tiempo de retención para el petróleo y 8 [min] como tiempo de retención para el agua), superpuesta a la producción proyectada de petróleo agua y gas, donde se ve que este equipo puede manejar la producción actual y futura, por ello, no es necesario que los separadores bifásicos sigan operando.



FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Gráfico 3.7: Producción Proyectada Agua y Petróleo - Capacidad del FWK02.



FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Gráfico 3.8: Producción Projectada de Gas - Capacidad del FWK02.

Los separadores bifásicos deben ser retirados, dejando únicamente en operación el separador trifásico FWK02 con ello se espera que el arrastre de líquido disminuya ya que el gas no tiene que atravesar los equipos en mal estado donde se estaba originando el problema de arrastre de líquido.

3.3.3 SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN

El agua proveniente del separador de producción FWK02, del tanque de lavado y del recipiente de drenajes, se enviará hacia un tanque de agua de formación (TT02) y desde este hacia un sistema de flotación por microburbujas, para retirar el petróleo residual; finalmente el agua se enviará a un tanque de agua tratada (TAT02), y luego a reinyección.

El diagrama del Sistema de Tratamiento de Agua se presenta en el **ANEXO 3.3**.

3.3.3.1 Tanque de Agua de Formación

El agua separada en el tanque de lavado se transporta a través de una línea de 6 [in] hasta el cabezal de succión de las bombas Booster (BC14/15) conectadas en paralelo (una como respaldo) y luego al tanque de agua de formación (TT02) junto con el agua proveniente del separador FWK02 y los drenajes.

La capacidad del tanque de agua de formación será de 8.060 [Bls] con una altura de 36 [ft] y diámetro de 40 [ft]. En el tanque TT02 se instalará un sistema de gas de manto para evitar el contacto del agua de formación con el aire. El crudo residual será recogido por medio de un rebose, ubicado a 30 [ft] de altura.

El tanque de agua de formación (TT02) proporciona la cabeza estática de succión para las bombas de agua del sistema de flotación (BC16/17). El nivel de agua en el tanque de agua de formación (TT01) será controlado automáticamente, el punto de ajuste será 8 [ft].

3.3.3.2 Sistema de Flotación

El sistema de flotación está constituido por el tanque de flotación (TF02) de 4.530 [Bls] (36 [ft] de altura y 30 [ft] de diámetro), el skid de generación de microburbujas (SK02) y las bombas de recirculación de agua (BC18/19).

Las bombas de agua de flotación (BC16/17) succionan del tanque de agua de formación (TT02) a través de una línea de 8 [in] y descargan el agua con un flujo de 20.000 [BPD], a una presión de 35 [psig]; el agua es conducida hacia el tanque de flotación (TF02) a través de una línea de 6 [in]. La finalidad del tanque de flotación (TF02) es retirar la mayor cantidad de petróleo residual y sólidos del agua.

El skid de generación de microburbujas (SK02) será alimentado por una línea de gas de manto proveniente del tanque de flotación y una línea de agua proveniente de la descarga de las bombas de recirculación (BC18/19); existirán cuatro líneas de descarga del skid de generación de microburbujas (SK02), tres de las cuales

se direccionan directamente al tanque de flotación (TF02), la última se direcciona hacia la línea de alimentación de agua de formación al tanque de flotación.

En la línea de descarga de agua del tanque de flotación de 8 [in] de diámetro nominal se instalará un analizador de concentración de aceite que accionará una válvula de tres vías que permitirá recircular el agua si el contenido de petróleo en el agua supera los 20 ppm.

Las bombas de recirculación de agua (BC18/19) succionarán el agua desde el tanque de agua tratada (TAT02) y la envían hacia el skid de generación de microburbujas. El petróleo recuperado se envía al recipiente de petróleo recuperado (TE02) con capacidad de 56 [Bls] (diámetro de 60 [in] y 16 [ft] de largo). Luego mediante las bombas de petróleo recuperado (BS/05/06) se envía hacia la bota de gas.

3.3.3.3 Almacenamiento de Agua Tratada

El agua tratada en el sistema de flotación, del tanque de flotación (TF02) es conducida hasta el tanque de agua tratada (TAT02) a través de una línea de 8 [in] de diámetro nominal.

La función del tanque de agua tratada es proporcionar la cabeza estática necesaria a la succión de las bombas Booster del sistema de reinyección de agua (BC20/21) y bombas de recirculación de agua (BC18/19), además proporciona al sistema un volumen de almacenamiento para contingencias. Este tanque dispondrá de un sistema de gas de manto para evitar el contacto del agua de formación con el aire. La capacidad del tanque de agua tratada (TA12) será de 10.200 [Bls] con una altura de 45 [ft] y diámetro de 36 [ft].

3.3.3.4 Bombas Booster y de Reinyección de Agua de Formación

Las bombas Booster del sistema de reinyección de agua (BC20/21) succionarán agua desde el tanque de agua tratada a través de una línea de 8 [in]. Las bombas (BC20/21) se conectan en paralelo (una de respaldo) y empujan la succión de las bombas de inyección de agua a una presión de 90 [psig].

CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE COSTOS

A continuación se presentan los costos para la implementación de las alternativas descritas en el Capítulo Tercero para mejorar la eficiencia de la separación primaria de petróleo-agua y gas-petróleo en las estaciones Central Secoya y Pichincha.

4.1 ESTACIÓN SECOYA

4.1.1 SEPARACIÓN GAS PETRÓLEO

4.1.1.1 Alternativa 1

La **Tabla 4.1** presenta los costos globales para modificar el separador SP01 para que pueda mantenerse en operación, trabajando como trifásico. Se considera que las válvulas de control en el ingreso de los fluidos y la descarga de petróleo son las mismas que están instaladas en el separador SP01.

Tabla 4.1: Costos globales de modificación del Separador SP01.

Ítem	Descripción	Unidad	Cant.	C. Total
1	Instrumentación Local y Electrónica	glb	-	\$ 172.138,19
2	Tubería y Accesorios	glb	-	\$ 112.990,75
3	Prefabricación y Soldadura de Tubería	glb	-	\$ 1.540,00
4	Pruebas Hidrostáticas	u	1	\$ 1.407,09
5	Mantenimiento de Pintura interna y externa	glb	-	\$ 5.181,20
6	Mantenimiento de Internos	glb	-	\$ 1.200,00
7	Otros	glb	-	\$ 3.400,00
TOTAL				\$ 297.857,23

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

La **Tabla 4.2** presenta los costos para incrementar la capacidad de manejo de gas del separador FWK01.

Tabla 4.2: Costos para incrementar la capacidad de gas del FWK01.

Ítem	Descripción	Unidad	Cant.	C. Unitario	C. Total
1	Mesh Pack de 12 [lb/ft^3]	u	1,00	\$ 5.640,00	\$ 5.640,00
2	Otros	glb	-	\$ 1.820,00	\$ 1.820,00
TOTAL					\$ 7.460

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

El costo total de para la Alternativa 1 es de \$ 305.317,23.

La **Tabla 4.3** presenta en detalle los costos correspondientes a la instrumentación local y electrónica, mientras que la **Tabla 4.4** detalla los costos correspondientes a la tubería y accesorios para la modificación del separador SP01.

Tabla 4.3: Costos para instrumentación local y electrónica para el SP01.

INSTRUMENTACIÓN LOCAL Y ELECTRÓNICA						
Ítem	Descripción	Unid.	Cant.	C. Unitario	C. Total	Referencia P&ID
1	Válvula de control Neumática (8")	u	2,00	\$ 11.814,92	\$ 23.629,84	LCV1, LCV2
2	Válvula de control Neumática (6")	u	1,00	\$ 11.814,92	\$ 11.814,92	LCV3
3	Medidor de Flujo Tipo Turbina (6") + Analizador	u	2,00	\$ 27.618,50	\$ 55.237,00	FE1, FE2 + FIT1, FIT2
4	Medidor de Flujo Tipo Cono (4") + Transmisor	u	1,00	\$ 18.596,48	\$ 18.596,48	FE3+FT3
5	Disco de Ruptura para Presión (4")	u	1,00	\$ 1.825,43	\$ 1.825,43	PSE1
6	Transductor I/P para Válvulas de Control	u	3,00	\$ 543,85	\$ 1.631,55	YC1, YC2, YC3
7	Indicador de Presión 0-600 Kpa	u	2,00	\$ 249,44	\$ 498,88	PI1, PI2
8	Sensor, Transmisor de Presión 0-600 Kpa	u	1,00	\$ 3.801,33	\$ 3.801,33	PE1, PT1
9	Indicador de Temperatura 0-100 °C	u	1,00	\$ 800,28	\$ 800,28	TI2
10	Transmisor de Temperatura 0-100 °C	u	1,00	\$ 3.868,02	\$ 3.868,02	TE1, TT1
11	Sensor, Transmisor de Nivel Tipo Magnético	u	2,00	\$ 3.450,00	\$ 6.900,00	LIT1, LSL1
12	Sensor, Transmisor de Interface	u	1,00	\$ 4.650,86	\$ 4.650,86	LT1
13	Sensor, Transmisor de Nivel Tipo Ultrasonico	u	1,00	\$ 4.915,05	\$ 4.915,05	LSH1
14	Indicador de Nivel (Mirilla Tubular de Vidrio)	u	2,00	\$ 1.101,10	\$ 2.202,20	LG1, LG2
15	Software, Hardware y Servicios de Sistema de Control	u	1,00	\$ 24.280,80	\$ 24.280,80	TC, PC, LC, FC, Indicación en Pantalla.
16	Monitor de BSW	u	1,00	\$ 4.980,55	\$ 4.980,55	BSW1
17	Válvula de alivio de Presión 3"X4" Clase 150	u	1,00	\$ 2.505,00	\$ 2.505,00	PSV1
SUBTOTAL					\$ 172.138,19	

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Tabla 4.4: Costos de tubería y accesorios para modificación del SP01.

TUBERÍA Y ACCESORIOS					
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	C. Unitario	C. Total
1	Válvula de Bola (8"): ANSI Class 150 # RF, Regular Port, Carbon Steel Body, Flanged Ends, 316 SS ball and stem, Floating ball.	u	7,00	\$ 8.379,79	\$ 58.658,53
2	Válvula de Bola (6"): ANSI Class 150 # RF, Regular Port, Carbon Steel Body, Flanged Ends, 316 SS ball and stem, Floating ball.	u	6,00	\$ 4.772,27	\$ 28.633,62
3	Válvula de Bola (4"): ANSI Class 150 # RF, Regular Port, Carbon Steel Body, Flanged Ends, 316 SS ball and stem, Floating ball.	u	3,00	\$ 695,62	\$ 2.086,86
4	Válvula de Bola (3/4"): Class 800, threaded ends, 316 SS ball and stem, floating ball, Regular Port.	u	14,00	\$ 54,89	\$ 768,46
5	Válvula de Bola (2"): Class 800, threaded ends, 316 SS ball and stem, floating ball, Regular Port.	u	1,00	\$ 287,95	\$ 287,95
6	Válvula de Aguja (2"): 1.000 PSI CWP, 316 SS, male x female npt	u	1,00	\$ 95,80	\$ 95,80
7	Válvula de Aguja (1/2"): 1.000 PSI CWP, 316 SS, male x female npt	u	2,00	\$ 73,20	\$ 146,40
8	Válvula Check (8"): ANSI Class 150 # RF, Carbon Steel Body, Flanged Ends, Full opening through conduit swimming check.	u	2,00	\$ 2.140,50	\$ 4.281,00
9	Válvula Check (6"): ANSI Class 150 # RF, Carbon Steel Body, Flanged Ends, Full opening through conduit swimming check.	u	2,00	\$ 1.607,95	\$ 3.215,90
10	Reductores , Codos, Bidas	glb	-	-	\$ 9.375,28
11	Filtro Tipo Canasta (8")	u	2,00		\$ 870,45
12	Tubería	glb	-	-	\$ 4.570,50
SUBTOTAL					\$ 112.990,75

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

4.1.1.2 Alternativa 2

Los costos necesarios para que el separador FWK01 pueda manejar la producción actual y proyectada de gas se presenta en la **Tabla 4.5**.

Tabla 4.5: Costos de la Alternativa 2 (Modificación del FWK01).

Ítem	Descripción	Unid.	Cant.	C. Unitario	C. Total
1	Tubería y Accesorios	Glb	-	\$ 580,00	\$ 580,00
2	Prefabricación de Soportes y Soldadura de Tubería	Glb	-	\$ 290,00	\$ 290,00
3	Ensamblaje y Soldadura de Soporte de Extractor de Neblina	Glb	-	\$ 640,00	\$ 640,00
4	Mesh	U	1	\$ 5.640,00	\$ 5.640,00
5	Vane	U	1	\$ 8.312,50	\$ 8.312,50
6	Otros	Glb	-	\$ 755,00	\$ 755,00
TOTAL					\$ 16.217,50

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

4.1.2 SEPARACIÓN PETRÓLEO-AGUA

Los costos de los equipos y accesorios a instalar, y trabajos que deben ejecutarse para realizar la inyección de químico demulsificante en el cabezal de los pozos se presenta en la **Tabla 4.6**.

Se considera que no hay incremento en el consumo de demulsificante sino únicamente cambio en el punto de inyección.

Tabla 4.6: Costos de la Alternativa 2 (Modificación del FWK01).

Ítem	Descripción	Unid.	Cant.	C. Unitario	C. Total
1	Bomba Inyección de Químicos (Multicabezas) 1 HP (0,02 GPM; TDH 2270 ft)	U	5,00	\$ 1.890,94	\$ 9.454,70
2	Tanque 6 [Bls]	U	5,00	\$ 244,00	\$ 1.220,00
3	Transporte y Montaje	Glb	-	\$ 850,00	\$ 850,00
4	Otros	Glb	-	\$ 1.035,00	\$ 1.035,00
TOTAL					\$ 12.559,70

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

4.1.3 SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN

Los costos globales, necesarios para la implementación y puesta en marcha del Sistema de Tratamiento de Agua de Formación se muestran en la **Tabla 4.7**.

Los costos individuales y detallados se presentan en el **ANEXO 4.1**.

Tabla 4.7: Costos del Sistema de Tratamiento de Agua para Estación Secoya.

Ítem	Descripción	Unid.	Cant.	C. Unitario	C. Total
1	Obra Civil	glb	-	\$ 570.146,71	\$ 570.146,71
2	Instalación	glb	-	\$ 1.431.111,61	\$ 1.431.111,61
3	Tanque (Agua de Formación y Agua Tratada)12600 Bls; (10,97 x 015,24) mxm	U	2	\$ 557.392,00	\$ 1.114.784,00
4	Tanque de Flotación 4530 Bls ; (10,97 x 09,14) mxm	U	1	\$ 266.814,00	\$ 266.814,00
5	Recipiente de Crudo Recuperado (1,52 x 04,88) mxm	U	1	\$ 48.800,00	\$ 48.800,00
6	Bomba de Recuperación de Crudo 1 HP (10GPM; TDH 128 ft)	U	2	\$ 36.478,00	\$ 72.956,00
7	Bomba de Agua (A Tanque de Flotación) 30 HP (1112GPM ; TDH 74 ft)	U	2	\$ 42.539,69	\$ 85.079,38
8	Bomba de Agua de Formación 7,5 HP (110GPM ; 103 ft)	U	2	\$ 11.224,12	\$ 22.448,24
9	Bomba Booster de Agua 50 HP (550 GPM ; TDH 245 ft)	U	1	\$ 144.437,02	\$ 144.437,02
10	Bomba Booster de Agua 100 HP (400GPM ; TDH 460 ft)	U	1	\$ 285.480,00	\$ 285.480,00
11	Bomba de Recirculación 10 HP (1250GPM ; TDH 80 ft)	U	2	\$ 95.160,00	\$ 190.320,00
12	Paquete de Generación de Microburbujas	U	1	\$ 366.000,00	\$ 366.000,00
13	Tubería y Accesorios	glb	-	\$ 731.719,20	\$ 731.719,20
14	Material Eléctrico	glb	-	\$ 63.964,04	\$ 63.964,04
15	Revisión de la Ingeniería	glb	-	\$ 1.123,09	\$ 1.123,09
16	Revisión de la Construcción	glb	-	\$ 2.940,74	\$ 2.940,74
17	Construcción, Comisionado y Pruebas	glb	-	\$ 6.436,84	\$ 6.436,84
18	Arranque y Puesta en Marcha	glb	-	\$ 12.644,93	\$ 12.644,93
TOTAL					\$ 5.417.205,80

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

4.1.4 COSTO TOTAL

La **Tabla 4.8** muestra los costos totales tanto para la alternativa 1 como para la alternativa 2.

Tabla 4.8: Costos Totales de la Estación Secoya.

Ítem	Descripción	Costo	
		Alternativa 1	Alternativa 2
1	Separación Gas-Petróleo	\$ 305.317,23	\$ 16.217,50
2	Separación Petróleo-Agua	\$ 12.559,70	\$ 12.559,70
3	Tratamiento Agua de Formación	\$ 5.417.205,80	\$ 5.417.205,80
COSTO TOTAL		\$ 5.735.082,73	\$ 5.445.983,00

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

Puede verse que la alternativa 2 implica un costo mucho menor que la alternativa 1, con una diferencia de \$ 289.099,73, aunque significa una operación más compleja, implica sacar de operación e intervenir el separador nuevo, y supone riesgos de daño en los instrumentos e internos del separador.

4.2 ESTACIÓN PICHINCHA

Los costos de la estación Pichincha corresponden únicamente al Sistema de Tratamiento de Agua de Formación, ya que el Separador trifásico FWK02 puede manejar la producción Actual y Proyectada. Se considera que los separadores bifásicos serán retirados y únicamente el separador trifásico FWK02 se mantendrá en operación.

Los costos globales para la implementación del Sistema de Tratamiento de Agua de Formación en la Estación Pichincha se presentan en la **Tabla 4.9**, cada uno de los costos se detalla en el **ANEXO 4.2**.

Tabla 4.9: Costos de Sistema de Tratamiento de Agua para Estación Pichincha.

Ítem	Descripción	Unid.	Cant.	C. Unitario	C. Total
1	Obra Civil	Glb	-	\$ 1.094.109,70	\$ 1.094.109,70
2	Instalación	Glb	-	\$ 489.069,09	\$ 489.069,09
2	Tanque de Agua de Formación 8060 Bls ; (10,97 X 012,19) mxm	U	1	\$ 412.994,40	\$ 412.994,40
3	Tanque de Agua Tratada 10200 Bls ; (10,97 x 013,72) mxm	U	1	\$ 468.187,20	\$ 468.187,20
4	Tanque de Flotación 4530 Bls ; (10,97 X 09,14) mxm	U	1	\$ 266.814,00	\$ 266.814,00
6	Recipiente de Crudo Recuperado (1,52 x 04,88) mxm	U	1	\$ 48.800,00	\$ 48.800,00
8	Bomba de Recuperación de Crudo 0,5 HP (10GPM; TDH 70 ft)	U	2	\$ 36.478,00	\$ 72.956,00
9	Bomba de Agua (A Tanque de Flotación) 20 HP (642GPM ; TDH 70 ft)	U	2	\$ 42.539,69	\$ 85.079,38
10	Bomba de Agua de Formación 1,5 HP (80GPM ; 32 ft)	U	2	\$ 10.592,89	\$ 21.185,78
12	Bombas de Recirculación 7,5 HP (255GPM ; TDH 61 ft)	U	2	\$ 11.224,12	\$ 22.448,24
13	Bombas Booster de Reinyección 60 HP (642GPM ; TDH 216 ft)	U	2	\$ 53.353,04	\$ 106.706,08
12	Paquete de Generación de Microburbujas	U	1	\$ 366.000,00	\$ 366.000,00
13	Tubería y Accesorios	Glb	-	\$ 303.266,57	\$ 303.266,57
14	Material Eléctrico	Glb	-	\$ 1.219,11	\$ 1.219,11
15	Revisión de la Ingeniería	Glb	-	\$ 1.123,09	\$ 1.123,09
16	Revisión de la Construcción	Glb	-	\$ 2.940,74	\$ 2.940,74
17	Construcción, Comisionado y Pruebas	Glb	-	\$ 6.436,84	\$ 6.436,84
18	Arranque y Puesta en Marcha	Glb	-	\$ 12.644,93	\$ 12.644,93
TOTAL					\$ 3.781.981,15

FUENTE: EP Petroecuador.

ELABORADO POR: Luis Constante y Jorge Espín.

CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1 CONCLUSIONES

- Los separadores de petróleo de la estación Secoya no están operando eficientemente en la separación gas-petróleo, obteniéndose un valor alto de arrastre de líquidos en la corriente de gas, lo que se debe al mal estado del extractor de neblina del separador bifásico y al subdimensionamiento del sistema de extracción de neblina del separador trifásico.
- Los separadores trifásicos de las estaciones Secoya y Pichincha, no presentan problemas en la eliminación del agua libre; el alto contenido de agua en la descarga de petróleo del separador trifásico de la estación Secoya no se debe al mal funcionamiento del separador sino que corresponde al agua en emulsión que requiere tiempos de residencia muy altos para separarse, los cuales pueden ser provistos por el Tanque de Lavado.
- El contenido de petróleo en las descargas de agua de los separadores trifásicos de las estaciones Secoya y Pichincha, se encuentra por debajo del valor esperado y no representa un problema.
- La capacidad del separador trifásico de la estación Pichincha es suficiente para manejar la máxima producción proyectada que ingresará a la estación; mientras que el separador trifásico de la estación Secoya no tiene la capacidad suficiente para manejar la producción actual y proyectada de gas aunque su capacidad de manejo de líquidos es suficiente, lo cual puede ser solucionado cambiando el sistema de extracción de neblina para incrementar su capacidad de manejo de gas.

- El calentador (CL-01) ayuda a mantener la temperatura del colchón de agua en el tanque de lavado por encima de los 130 °F, lo que ha permitido reducir la dosificación de químicos demulsificante y antiparafínico de 11 [GPD] a 6,4 [GPD] y de 12,7 [GPD] a 5,8 [GPD] respectivamente, lo cual ha significado un ahorro promedio de 3.094 dólares por mes.
- No hay presencia de emulsión en la descarga de los separadores trifásicos de las estaciones Secoya y Pichincha, esto indica que el químico demulsificante cumple su función al desestabilizar las emulsiones, por lo que no es necesario aumentar la dosificación del mismo; adicionalmente las pruebas realizadas variando la concentración de demulsificante permitieron determinar que la dosificación actual es adecuado y no es posible reducirla.

5.2 RECOMENDACIONES

- De acuerdo al análisis de costos, se recomienda retirar el separador bifásico de la Estación Secoya y cambiar el sistema de extracción de neblina externo del separador trifásico, por un sistema de extracción de neblina interno, esto permitirá reducir el arrastre de líquido en la descarga de gas.
- Las corrientes provenientes de la descargas del separador trifásico están mal direccionadas y debido a la alta producción de agua se recomienda la implementación de un Sistema de Tratamiento de Agua de Formación.
- El agua de formación o producción obtenida solo está siendo tratada químicamente. Se recomienda se aplique un proceso de tratamiento físico, para así evitar taponamiento y deterioro de los pozos que se inyectan actualmente en la zona, además de deterioro y disminución de la vida útil de los equipos y líneas de tuberías que manejan estas aguas.

- Se recomienda retirar los separadores bifásicos de la Estación Pichincha, y dejar en funcionamiento solamente el separador Free Water Knockout, el cual tiene la capacidad suficiente para manejar la máxima producción de la estación.

- Es recomendable realizar pruebas con diversos químicos demulsificantes cada año como mínimo, para mejorar el proceso de separación y deshidratación por cualquier variación en las características de las emulsiones y producción del campo.

- En la parte operativa, se recomienda observar condiciones de mal funcionamiento de los equipos, ocasionado por: taponamiento de las descargas o salidas, daño en las válvulas de descarga, turbulencia excesiva y mal ajuste en el control de nivel; por ello es necesario el mantenimiento periódico de todos los instrumentos como lo son las válvulas neumáticas, controladores, niveles, manómetros y termómetros.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

LIBROS

- ABDEL, H.; FAHIM, M.; MOHAMED, Aggour. *Petroleum and Gas Field Processing*. USA; Ed. Marcel Dekker.
- ARNOLD, Ken; STEWART, Maurice. *Surface Production Operations. Design of Oil-handling Systems and Facilities*. Volumen 1; Tercera Edición; Elsevier; USA; 2008.
- GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION. *Engineering Data Book*. Vol. 1 & 2; Twelfth Edition; Gas Processors Suppliers Association; Oklahoma; 2004.
- IKOKU, Chi U. *Natural Gas Production Engineering*. Krieger Publishing Company; Florida; USA; 1992.
- GUO, Boyun; LYONS, William C.; GHALAMBOR, Ali. *Petroleum Production Engineering A Computer- Assisted Approach*. Elsevier; 2007.
- LAKE, Larry W.; ARNOLD, Kenneth E. *Petroleum Engineering Handbook: Facilities and Construction Engineering*.
- MCNAIR, Harold; MILLER, James. *Basic Gas Chromatography*. USA; Ed. John Wiley & Sons Inc.; 1998.
- SCHLUMBERGER. *Separation and Separators*. Cuarta Publicación; 1985.
- SJÖBLOM, Johann. *Emulsions and Emulsion Stability*. Segunda Edición; USA, Ed. Tylor & Francis Group; 2006.
- SJÖBLOM, Johann. *Encyclopedic Handbook of Emulsion Technology*. USA; Ed. Marcel Dekker; 2001.

NORMAS

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. “Especificación para Separadores de Gas y Petróleo”. Especificación API 12J; Séptima Edición; 1989.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Tabla 5A, Generalized Crude Oils API Gravity Correction To 60 Degrees F.
- ASME, “Reglas para la Construcción de Recipientes a Presión”. ASME Sección VIII; División 1; Edición 92.
- ASTM D-96. Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by Centrifuge Method (Field Procedure).
- ASTM D-4007. Water and Sediment in Crude Oil by Centrifuge Method (Field Procedure).

TESIS

- Bermeo Bravo, Oswald. “Análisis y Optimización de los Sistemas de Separación en las Facilidades de Producción del Campo Libertador”. Quito, 1997.
- Dionne, Marc M. “The Dynamic Simulation of a Three Phase Separator”. The University of Calgary, Alberta, 1998.
- Molina Espinoza, Joffre; Sánchez Castillo, Marcial. “Diagnóstico y Rediseño de las Facilidades de Separación en el área Auca”. ESPOL, Guayaquil, 2006.
- Salguero Villafuerte, Freddy; Zurita Cadena, Carlos. “Estudio de Factibilidad para la Optimización de las Facilidades de Producción de la Estación Pichincha, correspondiente al Campo Libertador”. EPN, Quito, 2009.
- Vinueza Muñoz, Guillermo; Holguín Flor, José. “Evaluación Y Optimización De Los Sistemas De Separación De Crudo Y Tratamiento De Agua Para Reinyección”. EPN, Quito, 2009.

ANEXOS

**ANEXO 1.1. CONDICIONES METEOROLÓGICAS DE LA
PROVINCIA DE SUCUMBÍOS.**

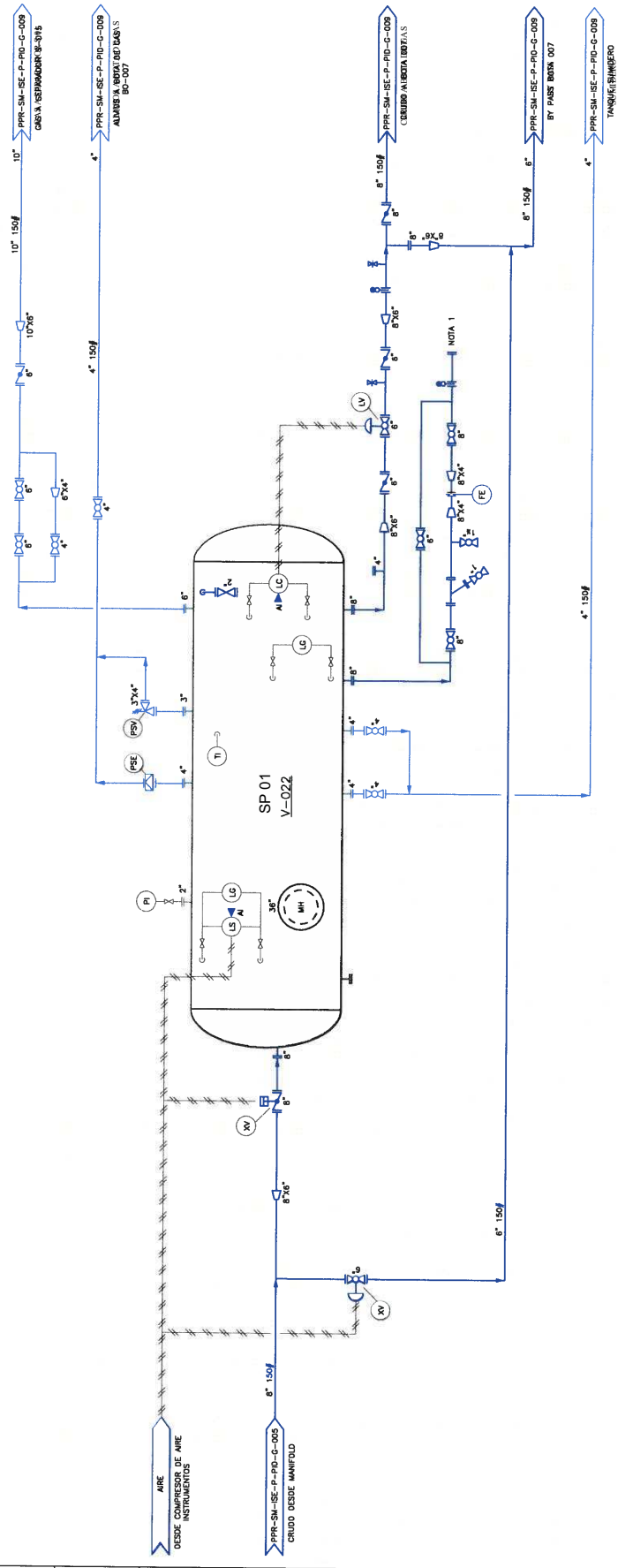
CONDICIÓN AMBIENTAL	UNIDAD	VALOR
Presión Atmosférica		
Máxima Absoluta	psia	14,36
Mínima Absoluta		14,02
Temperatura del Sitio		
Promedio durante verano	°F	95,00
Promedio durante invierno		80,60
Máxima Registrada		102,20
Mínima Registrada		59,00
De diseño para enfriadores con aire		109,40
Lluvia / Precipitación		
Promedio anual de precipitaciones	In	129,49
Máximo de precipitaciones 24 horas		7,40
Promedio anual de días con lluvia	días/año	219
Humedad Promedio	%	90,4
Máxima Humedad Registrada		99,4
Velocidad del Viento		
Dirección de viento prevalente		Noroeste-Suroeste
Máxima velocidad de viento	ft/s	91,13
Características del Suelo		
Conductividad térmica del suelo	W/m.K	2,1
Clasificación sísmica Zona 1 ²	g ³	0,15

Fuente: Departamento de Ing. Civil de Petroproducción

**ANEXO 1.2. DIAGRAMAS DE FLUJO DE LAS
ESTACIONES SECOYA Y PICHINCHA.**

**ANEXO 2.1. DIAGRAMAS P&ID DE LOS SEPARADORES
DE LAS ESTACIONES SECOYA Y PICHINCHA**

VALORES	
SEPARADOR DE PRODUCCION	
BIFASICO	
FLUIDO TOTAL:	387,17 m ³ /d
P. DE DISEÑO @ T:	10000 (BPPD) - 10000 @ -10°C
LONGITUD S/S:	18,09 m
DIAMETRO:	30 in
ASISTENTE:	N/A



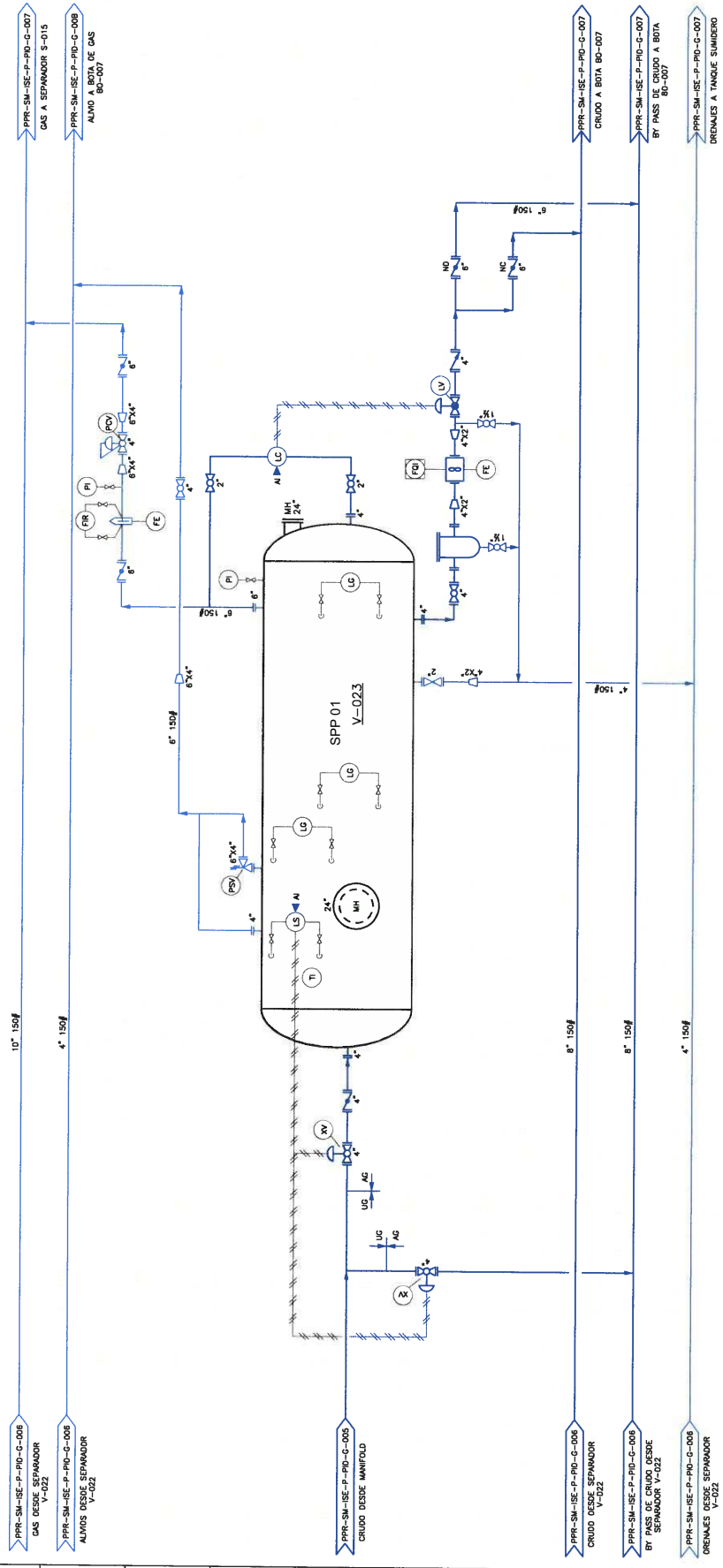
NOTAS GENERALES

PLANS Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA	
NUMERO	DESCRIPCION

INGENIERIA					
REV.	DISENO	PRIMA	FECHA	INGENIERO	FECHA
0	A.L.		28/07/2006	P.F.	28/07/2006



SPP001	
SEPARADOR DE PRUEBA	
FLUIDO TOTAL:	132.48 m ³ /h 20.000 BPPD
P. DE DISEÑO @ T:	- 9000 - C - P500 - F
LONGITUD S/S:	6.10 m 20 ft
DIAMETRO:	1.52 m 60 in
ASLAMIENTO:	N/A



NOTAS GENERALES

Estos datos son confidenciales de propiedad de Petroproducción y no serán revisados o citados excepto con autorización escrita de Petroproducción.

INGENIERIA

REV.	DESIGNO	ELABORADO	ESCALA	FECHA	APROBADO	ESCALA	FECHA
0	A. L.	A. L.	1/1	24/03/2008	A. L.	1/1	24/03/2008

DIBUJO EMITIDO

AS BUILT
 PARA REVISION
 PARA APROBACION

PETROPRODUCCION

INGENIERIA CONCEPTUAL, DISEÑO Y DE DETALLE PARA LA INDUSTRIA

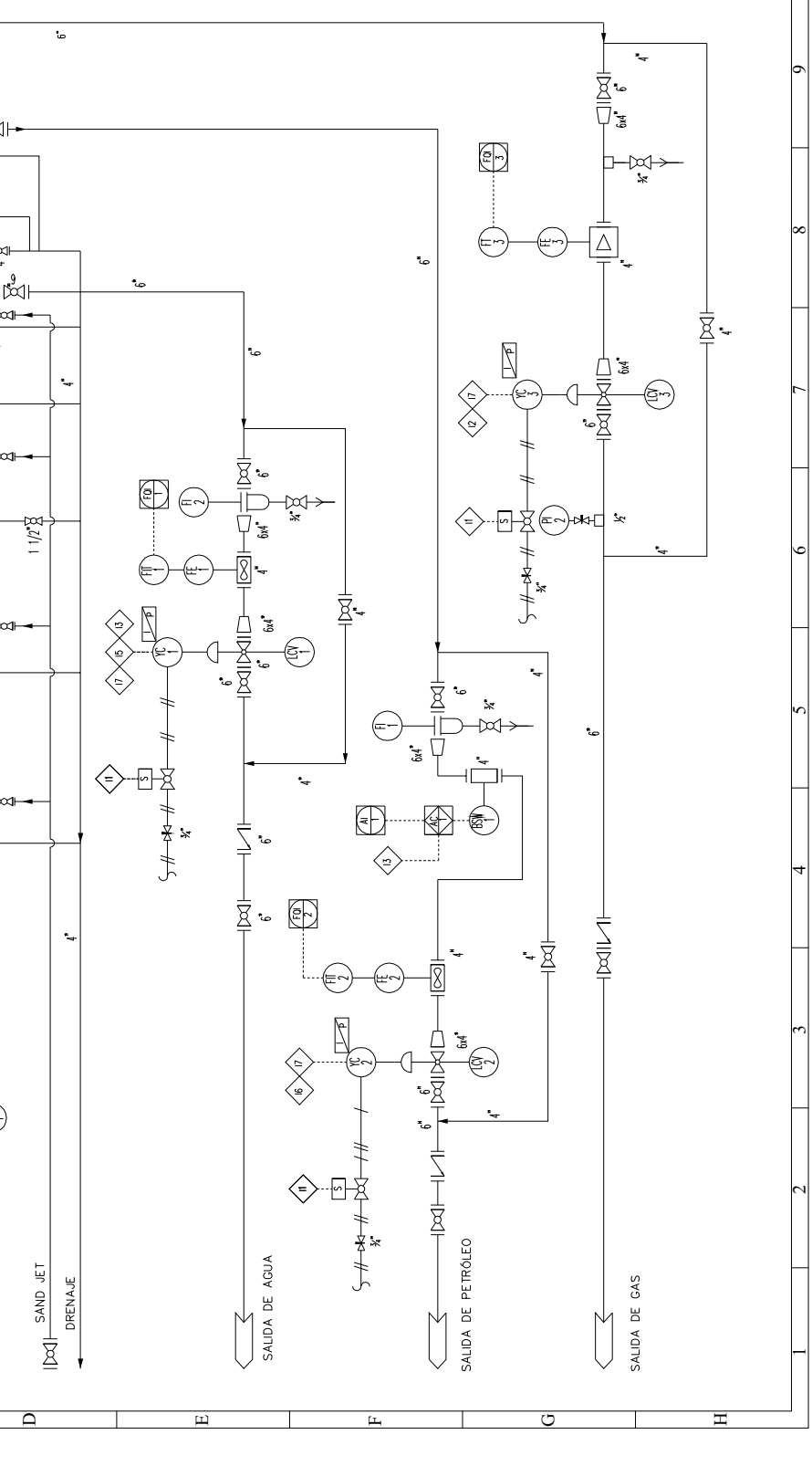
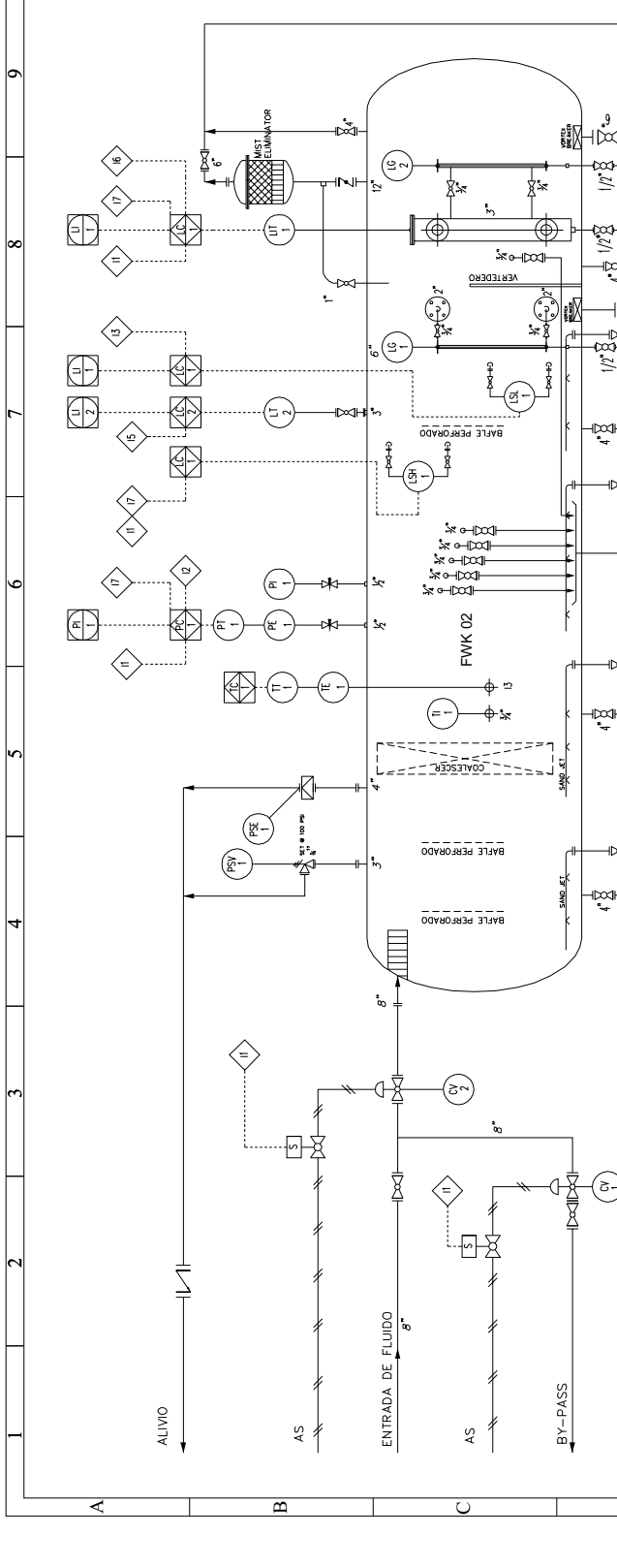
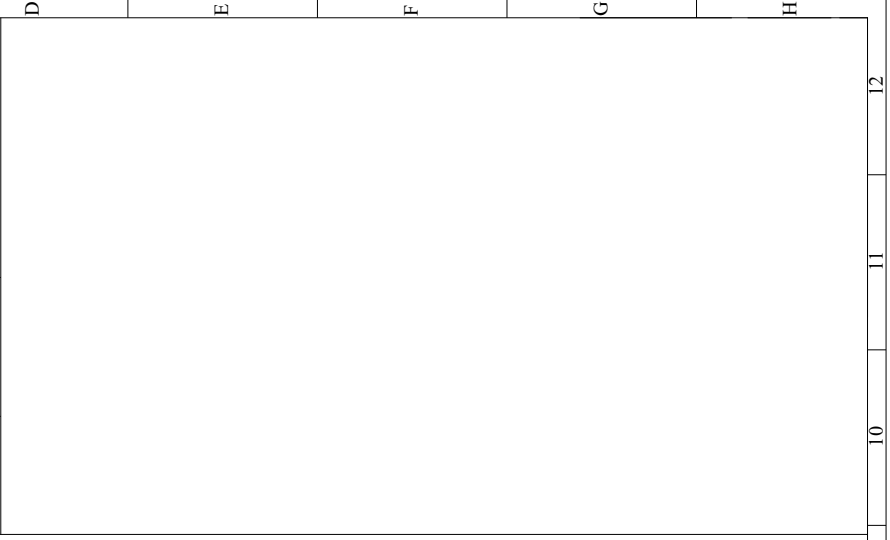
DIAGRAMA DE TUBERIAS E INSTRUMENTACION

ESTACION SECTOR - AS BUILT - REVISO 2008

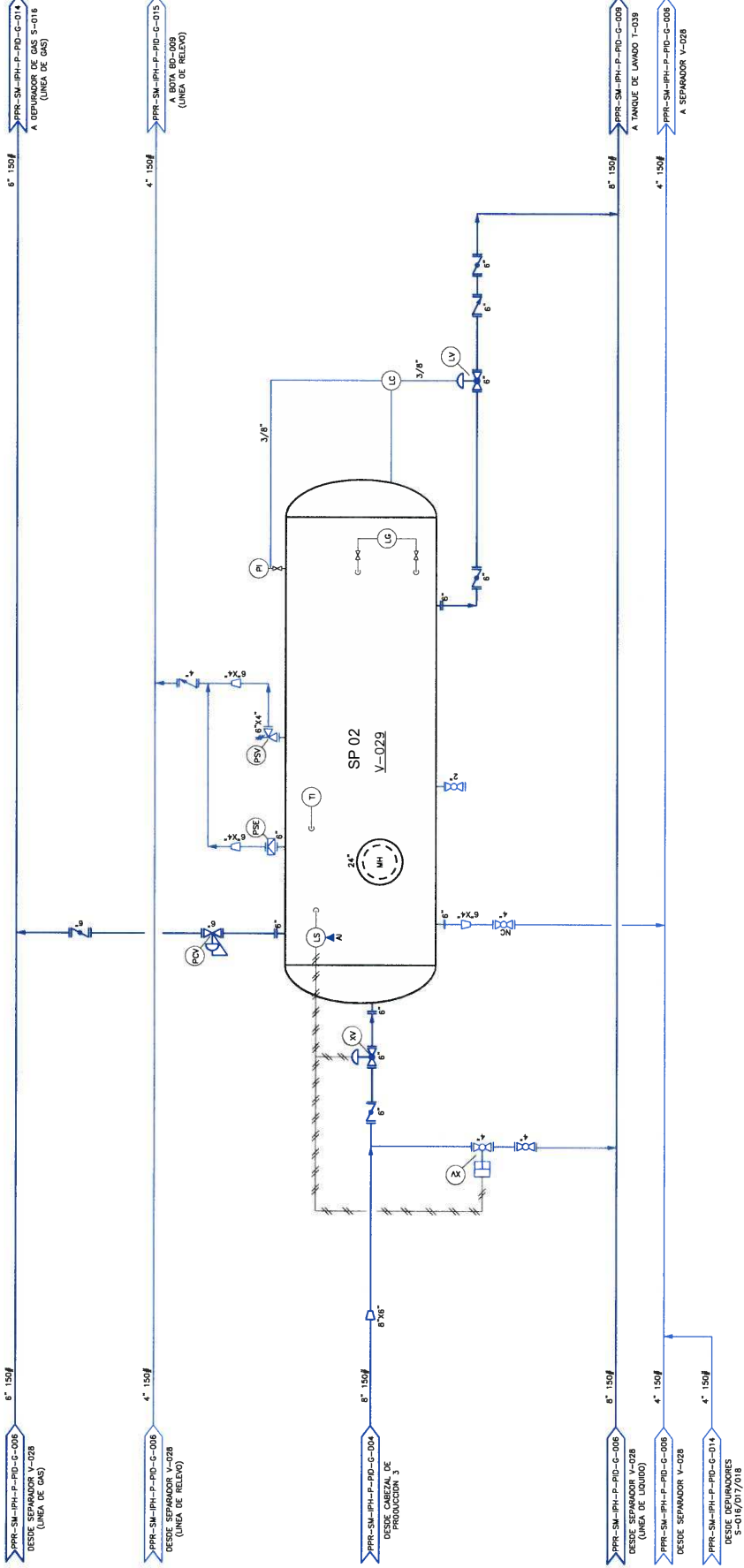
SEPARADOR DE PRODUCCION V-023

PROYECTO: PPR-SM-ISE-P-PID-G-000

CONDICIONES DE DISEÑO	
CÓDIGO DE DISEÑO:	ASME Sección VIII División 1 Ed. 2007 y API 12.1
PRESIÓN DE DISEÑO INTÉX:	100 PSI
PRESIÓN DE OPERACIÓN:	26 PSI
MÍNIMA PRESIÓN DE TRABAJO PERMISIBLE:	100 PSI
TEMPERATURA DE DISEÑO:	180 °F
TEMPERATURA DE OPERACIÓN:	94 °F
TEMPERATURA MÍNIMA DE DISEÑO DEL METAL:	-20 °F
DIMENSIONES GENERALES OD x L:	102 in x 32 ft
VOLUMEN DE PETRÓLEO:	12,000 BRD
VOLUMEN DE AGUA:	8,000 BRD
VOLUMEN DE GAS:	3,000 MMSCFD
CORROSIÓN PERMISIBLE CUERPO/CABEZA/INTERIOS:	0.125 in
PRUEBA HIDROSTÁTICA:	130 PSI
TEMPERATURA PRUEBA HIDROSTÁTICA:	64.4 °F
TIPO DE CABEZA:	Elíptica 2:1
PESO VACÍO:	20,000 Kg
PESO LLENO DE AGUA:	80,000 Kg
PINTURA EXTERNA:	PRIMERA: Carbozinc 11.3 mm DFT INTERMEDIA: CarboGuard 800.4 mm DFT FINAL: Carbothane 134 HG, 2 mm
PINTURA INTERNA:	PRIMERA: Phenolite 187 Primer 5 mm DFT FINAL: Phenolite 187 Finish 5 mm DFT



SP-02		SEPARADOR DE PRODUCCION	
BÁSICO			
FLUIDO TOTAL:	198,7 m ³ /h	30,000 BHPD	
P. DE DISEÑO @ T:	-SP-02-C	-PS-02-F	
LONGITUD S/S:	6,1 m	20 ft	
DIAMETRO:	1,8 m	72 in	
ASLAMIENTO:		N/A	



NOTAS GENERALES		PLANDOS Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA		INGENIERIA		TECHAL		TECHAL		TECHAL	
ESTOS DADOS SON CONFIDENCIALES DE PROPIEDAD DE PETROPRODUCCION Y NO SE DEBEN REPRODUCIR O USAR SIN EL CONSENTIMIENTO ESCRITO DE PETROPRODUCCION.		NÚMERO	DESCRIPCIÓN	REV.	DESIGN.	TECHAL	TECHAL	TECHAL	TECHAL	TECHAL	TECHAL
				0	L.M.	27/09/2008	27/09/2008	27/09/2008	27/09/2008	27/09/2008	27/09/2008
				1							
				2							
				3							
				4							
				5							
				6							
				7							
				8							
				9							
				10							
				11							
				12							
				13							
				14							
				15							
				16							
				17							
				18							
				19							
				20							
				21							
				22							
				23							
				24							
				25							
				26							
				27							
				28							
				29							
				30							
				31							
				32							

PETROPRODUCCION

INGENIERIA CONCEPTUAL BÁSICA Y DE DETALLE AREA LIBERACION

DIAGRAMA DE TUBERIAS E INSTRUMENTACION
 ESTACION PICHINCHA - AS BUILT - ENERO 2009
 SEPARADOR DE PRODUCCION V-029

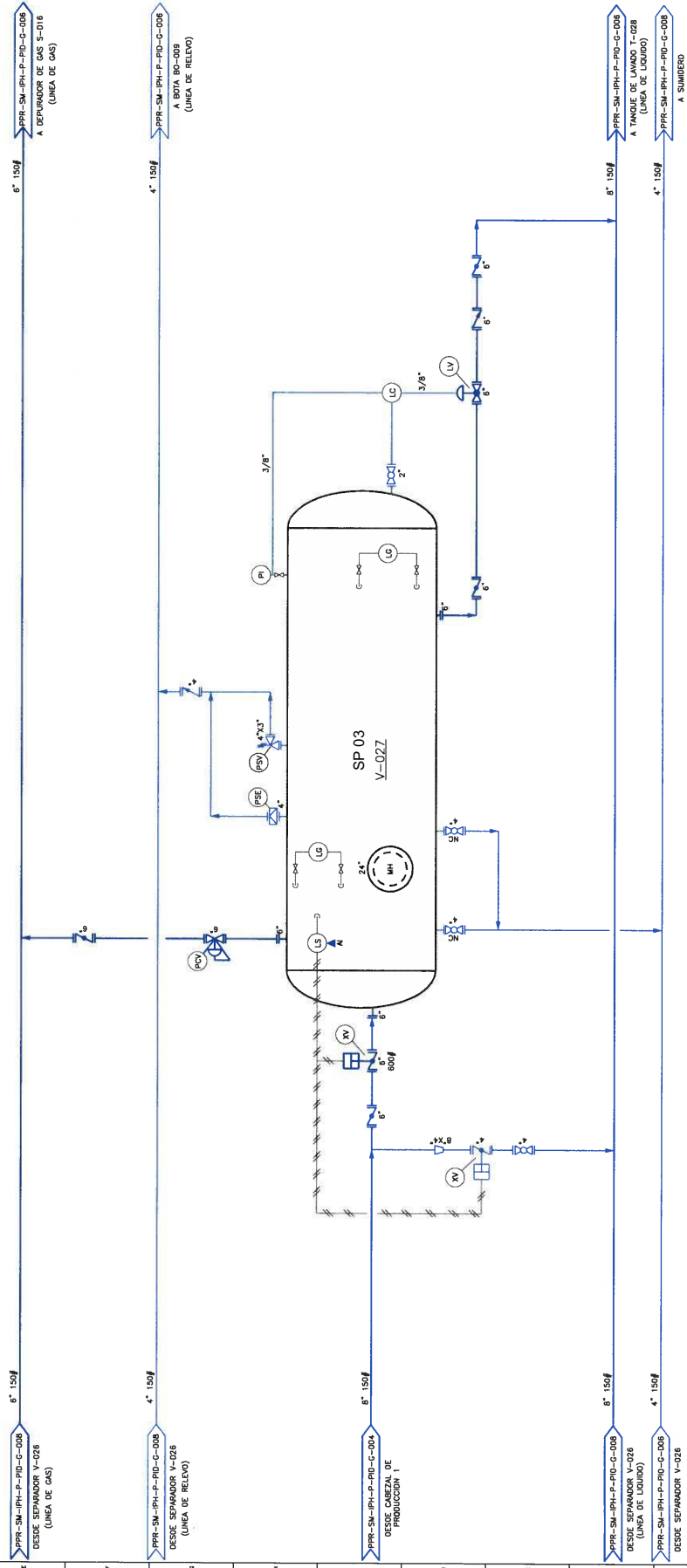
HAB. N°: PPR-SM-IPH-P-PID-G-007

SMARTPRO
 SISTEMAS DE INGENIERIA
 ASESORIA EN INGENIERIA
 Y PROYECTOS DE PRODUCCION

OBRILLO EMITIDO

SI SEY
 SI REVISE
 SI APROBACION
 SI REVISE
 SI APROBACION
 SI REVISE
 SI APROBACION

VSR273	
SEPARADOR DE PRODUCCION	
REFASCO	
FLUIDO TOTAL:	132.5 m ³ /h
P. DE DISEÑO:	20,000 BFPD
TEMPERATURA:	-40°C
LONGITUD:	6.1 m
DIAMETRO:	1.5 m
ISLAMIENTO:	N/A



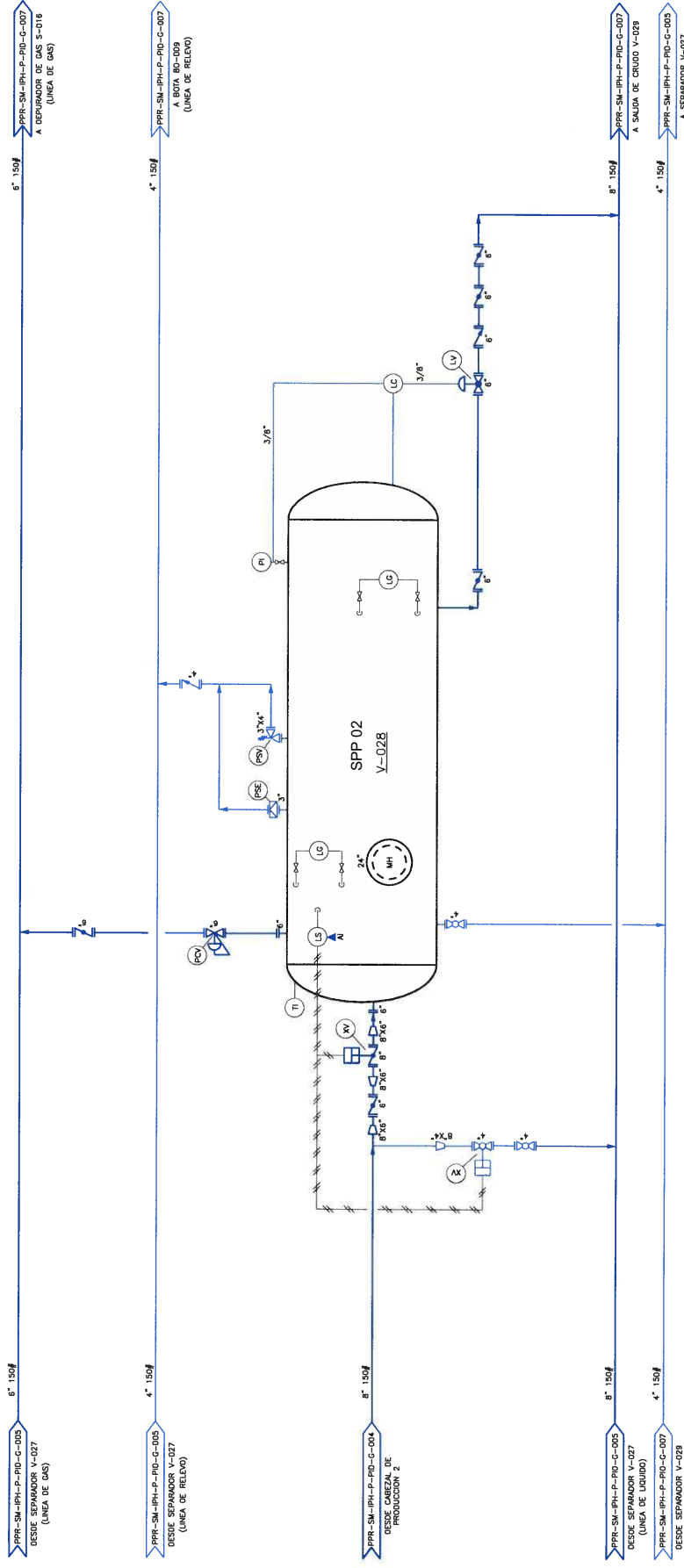
NOTAS GENERALES		PLANOS Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA		INGENIERIA		FECHA		FECHA		FECHA	
ESTADO		NÚMERO	DESCRIPCION	REV.	DISEÑO	FECHA	REVISOR	FECHA	APROBADO	FECHA	APROBADO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

DIBUJO ENTREGADO <input checked="" type="checkbox"/> AS BUILT <input type="checkbox"/> PARA REVISOR <input type="checkbox"/> PARA APROBACION	DIBUJO FINAL <input type="checkbox"/> PARA REVISOR <input type="checkbox"/> PARA APROBACION
---	---

Este documento pertenece a una "COMPAÑIA NO CONTROLADA"

Esta obra es confidencial de propiedad de Petroproducción y no se debe reproducir o divulgar sin autorización escrita de Petroproducción.

SPP02	
SEPARADOR DE FASES	
FLUJO TOTAL:	132.5 m ³ /h
P. DE DISEÑO @ T:	20,000 BFPD
	-10°C
LONGITUD S/S:	6.1 m
	20 ft
DIÁMETRO:	1.5 m
	60 in
ACABADO:	N/A



NOTAS GENERALES		PLANOS Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA		INGENIERIA		FECHA		FECHA		FECHA		
Estos datos son confidenciales de propiedad de Petróleo y Gas de Venezuela y no deben revelarse o utilizarse en forma alguna sin autorización escrita de Petróleo y Gas de Venezuela.		DESCRIPCIÓN		REV.	DIS.	FECHA	FECHA	REV.	DIS.	FECHA	FECHA	
		DESCRIPCIÓN		0	L.M.	27/07/2008	27/07/2008	1	L.M.	27/07/2008	27/07/2008	2
DIBUJO EMITIDO <input type="checkbox"/> DE PART. <input type="checkbox"/> DE REVISION <input type="checkbox"/> DE MODIFICACION <input type="checkbox"/> DE APROBACION		DIBUJO EMITIDO <input type="checkbox"/> DE PART. <input type="checkbox"/> DE REVISION <input type="checkbox"/> DE MODIFICACION <input type="checkbox"/> DE APROBACION		DIBUJO EMITIDO <input type="checkbox"/> DE PART. <input type="checkbox"/> DE REVISION <input type="checkbox"/> DE MODIFICACION <input type="checkbox"/> DE APROBACION		DIBUJO EMITIDO <input type="checkbox"/> DE PART. <input type="checkbox"/> DE REVISION <input type="checkbox"/> DE MODIFICACION <input type="checkbox"/> DE APROBACION		DIBUJO EMITIDO <input type="checkbox"/> DE PART. <input type="checkbox"/> DE REVISION <input type="checkbox"/> DE MODIFICACION <input type="checkbox"/> DE APROBACION		DIBUJO EMITIDO <input type="checkbox"/> DE PART. <input type="checkbox"/> DE REVISION <input type="checkbox"/> DE MODIFICACION <input type="checkbox"/> DE APROBACION		

PETROPRODUCCION
 INGENIERIA CONCEPTUAL, BASICA Y DE DETALLE AREA LIBERTADOR
 ESTACION TECNICA - AS BUILT - ENERO 2009
 SEPARADOR DE FASES DE PRODUCCION
 TABLA N°: PPR-SM-IPH-P-PID-C-006
 1 de 1

**ANEXO 2.2. ESTADO FÍSICO DE LOS SEPARADORES DE
LAS ESTACIONES SECOYA Y PICHINCHA**

Estado Físico de los Separadores de Petróleo de las Estaciones Secoya y Pichincha.

PARÁMETRO	PONDERACIÓN	SP01	FWK01	SPP01	SP02	SP03	FWK02	SPP02
GENERAL								
Vida útil del diseño original (años)	N/A	25	25	25	25	25	25	25
Tiempo de servicio (años)	N/A	16	0,5	20	16	18	0,5	20
FUNDACIONES								
Asentamientos críticos / (0) Si existen, hasta (5) si no	10	7	9	6	7	9	9	6
Presencia de rajaduras en fundación	5	4	5	4	4	5	5	4
ANCLAJE								
Corrosión en pernos de anclaje / (0) Si existe, (1) No existe	10	7	9	7	7	7	9	7
Deformación de pernos de anclaje / (0) Si existe, (5) No	5	3	4	3	3	3	4	3
Deslizamiento de las sillas / (0) Si existe, (4) No existe	4	3	4	3	3	3	4	3
PARED (SHELL)								
Desalineación o desnivel del equipo / (0) Si existe, (1) No	10	8	10	8	8	9	10	8
Deformaciones del cuerpo (Peaking) / (0) Si existe, (1) No	1	1	1	1	1	1	1	1
Presencia de corrosión externa masiva / (0) Si existe, (4) No	4	3	4	3	3	3	4	3
Presencia de corrosión externa (pittings) / (0) Si existe, (3) No	3	2	3	2	2	3	3	2
Estado de soportes de tubería / (0) mal estado, (1) buen	1	1	1	1	1	1	1	1
SILLAS								
Presencia de corrosión masiva / (0) Si existe, (2) No existe	5	4	5	3	4	3	5	3
Presencia de corrosión puntual (pittings) / (0) Si existe, (2) No	2	2	2	1	2	1	2	1
Deformación o Desnivel / (0) Si existe, (1) No existe	1	1	1	1	1	1	1	1
PINTURA								
Pintura Interior total / (0) No existe, (1) Si existe	5	3	5	3	3	4	5	3
Estado de la pintura externa / (0) mal estado, (3) buen estado	1	1	1	1	1	1	1	1
Existe Mantenimiento de Pintura / (0) No existe, (1) Si existe	3	2	3	2	2	2	3	2
SEGURIDAD								
Estampe ASME / (0) No existe, (2) SI	10	5	10	5	5	5	10	5
Placa de identificación/ (0) No existe, (1) SI	2	0	2	0	0	0	2	0
Escaleras de gato con jaula de protección / (0) No existe, (2) SI	1	1	1	1	1	1	1	1
Plataformas de acceso / (0) No existe, (2) SI	2	1	2	1	1	1	2	1
Pasamanos perimetrales en plataformas / (0) No existe, (1) SI	1	1	1	1	1	1	1	1
Plataformas intermedias / (0) No existe, (1) SI	1	1	1	1	1	1	1	1
Puesta a tierra / (0) No existe, (1) SI	1	1	1	1	1	1	1	1
TOTAL	50	34	48	32	34	37	46	33

Evaluación de los Separadores de las Estaciones Secoya y Pichincha.

PARÁMETRO	PONDERACIÓN	SPP01	SP01	FWK01	SPP02	SP02	SP03	FWK02
OPERABILIDAD Y FUNCIONALIDAD	20	16	17	20	16	17	17	20
Diámetros adecuados o mayores a líneas / (1) Si, (0) No	1	1	1	1	1	1	1	1
Bocas adicionales para líneas futuras y/o instrumentos / (2) Si, (0) No	2	2	2	2	2	2	2	2
Fugas en válvulas / de (0) lıqueo en todas, hasta (3) Ninguna	3	1	2	3	1	2	2	3
Fugas en juntas empernadas / (0) Si (1) en algunas,(3) No	3	2	2	3	2	2	2	3
Fugas en juntas roscadas (instrumentos)	1	1	1	1	1	1	1	1
Estado de placas de refuerzo (0) mal estado, (1) buen estado	1	1	1	1	1	1	1	1
Desalineaciones de tubería y soportes exteriores /(0)Si, (1)No	1	1	1	1	1	1	1	1
Presencia de corrosión en bocas / (0) Si, (3) No	3	3	3	3	3	3	3	3
Presencia de corrosión en líneas / (0) Si, (3) No	3	2	2	3	2	2	2	3
Estaciones de sand jet / (0) Si, (2) No	2	2	2	2	2	2	2	2
SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIÓN	30	13	12	30	13	12	13	30
Válvulas PSV y/o Discos de Ruptura / (0) No existen, (4) SI	4	4	4	4	4	4	4	4
Válvulas de aislamiento (2) bola (1) otra, (0) Ninguna	2	2	2	2	2	2	2	2
Transmisores de Presión / (0) No existen, (2) SI	2	0	0	2	0	0	0	2
Transmisores de Nivel, petróleo y agua / (0) No existen, (1) Si	1	0	0	1	0	0	0	1
Indicadores de Nivel (0) No existen, (1) Si	1	1	1	1	1	1	1	1
Switch de bajo nivel / (0) No existen, (2) Si	2	0	0	2	0	0	0	2
Switch de alto nivel / (0) No existen, (2) Si	2	2	2	2	2	2	2	2
Medidor de Flujo de agua, petróleo y gas / (0) No existen, (3) Si	3	2	1	3	2	1	2	3
Transmisores de Flujo de agua, petróleo y gas / (0) No existen, (3) Si	3	0	0	3	0	0	0	3
Indicadores de Presión y Temperatura / (0) No existen, (2) SI	2	2	2	2	2	2	2	2
Válvulas de cierre de emergencia (ESDV)/(0)No, (2) SI	2	0	0	2	0	0	0	2
Transmisor de corte de Corte de agua / (0) No existen, (2) SI	2	0	0	2	0	0	0	2
Sistema de comunicación y control, PLC/(0) No existe, (4) SI	4	0	0	4	0	0	0	4
TOTAL	50	29	29	50	29	29	30	50

**ANEXO 2.3. CÁLCULOS DE CAPACIDAD ACTUAL DE
LOS SEPARADORES DE PETRÓLEO DE LAS
ESTACIONES SECOYA Y PICHINCHA**

SEPARADOR TRIFÁSICO FWK01 ESTACIÓN SECOYA			
Condiciones de Operación	Dimensiones	Lss [ft]	40
		OD [in]	126
	P. Operación [psia]		40,36
	T. Operación [°F]		91
	Diámetro de Partícula [µm]	Líquido en Gas	100
		Agua en Petróleo	500
Petróleo en Agua		150	
Dimensiones Efectivas		Leff Líquido [ft]	30
		ID [in]	125
		Leff Gas [ft]	30
Propiedades de los fluidos a P y T de Operación	Temperatura Pseudo-reducida		1,23883
	Presión Pseudo-reducida		0,06061
	Coeficiente de Compresibilidad (z)		0,990
	Densidad Petróleo [lb/ft3]		54,53725
	Densidad Agua [lb/ft3]		63,40624
	Densidad Gas [lb/ft3]		0,23693
	Viscosidad Petróleo [cp]		15,20263
	Viscosidad Gas [cp]		0,00990
	Coeficiente de Arrastre		3,28690
	Viscosidad del Agua [cp]		0,83631
Altura de la Interface			40
Altura de líquido en fracción			0,65
Área Fraccional del líquido			0,688
Capacidad de Gas (Sección de Asentamiento Gravitacional) [MSCFPD]			48986,17
Altura fraccional del agua			0,320
Área fraccional del agua			0,276
Espesor de la capa de Petróleo [in]			41,250
Área fraccional del petróleo			0,412
Tiempo de Retención Mínimo de Petróleo [min]			13,79
Tiempo de Retención Mínimo de Agua [min]			8,17
CAPACIDAD DE LÍQUIDOS			
T. R. Oil [min]	Qo [BPD]	T. R. Water [min]	Qw [BPD]
1	270515	1	181038
2	135257	2	90519
3	90172	3	60346
4	67629	4	45260
5	54103	5	36208
6	45086	6	30173
7	38645	7	25863
8	33814	8	22630
9	30057	9	20115
10	27051	10	18104
11	24592	11	16458
12	225423	12	15086
13	20809	13	13926
14	19323	14	12931
20	13526	20	9052
30	9017	30	6035
40	6763	40	4526
50	5410	50	3621
60	4508	60	3017

CÁLCULOS: SEPARADOR BIFÁSICO SP01 ESTACIÓN SECOYA

Condiciones de Operación	Dimensiones	Lss [ft]	36
		OD [in]	118
	P. Operación [psia]		46,36
	T. Operación [°F]		91
	Diámetro de Partícula [µm]	Líquido en Gas	
Agua en Petróleo			500
Petróleo en Agua			150
Dimensiones Efectivas		Leff Líquido [ft]	27
		ID [in]	117
		Leff Gas [ft]	27
Propiedades de los fluidos a P y T de Operación	Temperatura Pseudo-reducida		1,23883
	Presión Pseudo-reducida		0,06962
	Coefficiente de Compresibilidad (z)		0,98900
	Densidad Petróleo [lb/ft ³]		54,53725
	Densidad Agua [lb/ft ³]		63,40624
	Densidad Gas [lb/ft ³]		0,27242
	Viscosidad Petróleo [cp] (91°F)		15,20263
	Viscosidad Gas [cp]		0,00990
	Coefficiente de Arrastre		3,02063
Altura de líquido en fracción			0,50
Área fraccional del líquido			0,50
Capacidad de Gas (Sección de Asentamiento Gravitacional) [MSCFPD]			51776,907
CAPACIDAD			
	T. R. de Líquido [min]	Q Líquido [BPD]	
	1	258722	
	2	129361	
	3	86241	
	4	64680	
	5	51744	
	6	43120	
	7	36960	
	8	32340	
	9	28747	
	10	25872	
	11	23520	
	12	21560	
	13	19902	
	14	18480	
	20	12936	
	25	10349	
	30	8624	
	40	6468	
	50	5174	
	51	5073	
	52	4975	
	60	4312	

SEPARADOR TRIFÁSICO FWK02 ESTACIÓN PICHINCHA			
Condiciones de Operación	Dimensiones	Lss [ft]	32
		OD [in]	102
	P. Operación [psia]		40,36
	T. Operación [°F]		110
	Diámetro de Partícula [µm]	Líquido en Gas	100
		Agua en Petróleo	500
Petróleo en Agua		150	
Dimensiones Efectivas		Leff Líquido [ft]	24
		ID [in]	101
		Leff Gas [ft]	24
Propiedades de los fluidos a P y T de Operación	Temperatura Pseudo-reducida		1,56464
	Presión Pseudo-reducida		0,06849
	Coeficiente de Compresibilidad (z)		0,999
	Densidad Petróleo [lb/ft ³]		54,23680
	Densidad Agua [lb/ft ³]		63,36878
	Densidad Gas [lb/ft ³]		0,20113
	Viscosidad Petróleo [cp]		14,77132
	Viscosidad Gas [cp]		0,010
	Coeficiente de Arrastre		3,70037
Viscosidad del Agua [cp]		0,68108	
Altura de la Interface			32
Altura de líquido en fracción			0,65
Área Fraccional del líquido			0,688
Capacidad de Gas (Sección de Asentamiento Gravitacional) [MSCFPD]			30952,676
Altura fraccional del agua			0,317
Área fraccional del agua			0,272
Espesor de la capa de Petróleo [in]			33,65
Área fraccional del petróleo			0,416
Tiempo de Retención Mínimo de Petróleo [min]			10,617
Tiempo de Retención Mínimo de Agua [min]			5,173
CAPACIDAD DE LÍQUIDOS			
T. R. Oil [min]	Qo [BPD]	T. R. Water [min]	Qw [BPD]
1	142576	1	93267
2	71288	2	46633
3	47525	3	31089
4	35644	4	23317
5	28515	5	18653
6	23763	6	15544
7	20368	7	13324
8	17822	8	11658
9	15842	9	10363
10	14258	10	9327
11	12961	11	8479
12	11881	12	7772
13	10967	13	7174
14	10184	14	6662
15	9505	15	6218
20	7129	20	4663
30	4753	30	3109
40	3564	40	2332
50	2852	50	1865
60	2376	60	1554

SEPARADOR BIFÁSICO SP02 ESTACIÓN PICHINCHA

Condiciones de Operación	Dimensiones	Lss [ft]	20
		OD [in]	72
	P. Operación [psia]		40,36
	T. Operación [°F]		110
	Diámetro de Partícula [µm]	Líquido en Gas	100
		Agua en Petróleo	250
Petróleo en Agua		250	
Dimensiones Efectivas		Leff Líquido [ft]	15
		ID [in]	71
		Leff Gas [ft]	15
Propiedades de los fluidos a P y T de Operación	Temperatura Pseudo-reducida		1,56464
	Presión Pseudo-reducida		0,06849
	Coeficiente de Compresibilidad (z)		0,999
	Densidad Petróleo [lb/ft ³]		54,23680
	Densidad Agua [lb/ft ³]		63,36878
	Densidad Gas [lb/ft ³]		0,20113
	Viscosidad Petróleo [cp] (91°F)		14,77132
	Viscosidad Gas [cp]		0,010
	Coeficiente de Arrastre		3,70037
Altura de líquido en fracción:			0,50
Área Fraccional			0,50
Caudal de Gas [Mscf]			15259,547
CAPACIDAD			
	T. R. de Líquido [min]	Q Líquido [BPD]	
	1	52931	
	2	26465	
	3	17644	
	4	13233	
	5	10586	
	6	8822	
	7	7562	
	8	6616	
	9	5881	
	10	5293	
	11	4812	
	12	4411	
	13	4072	
	14	3781	
	15	3529	
	20	2647	
	30	1764	
	40	1323	
	50	1059	
	60	882	

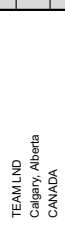
SEPARADOR BIFÁSICO SP03 ESTACIÓN PICHINCHA


Condiciones de Operación	Dimensiones	Lss [ft]	20
		OD [in]	60
	P. Operación [psia]		38,36
	T. Operación [°F]		110
	Diámetro de Partícula [µm]	Líquido en Gas	100
		Agua en Petróleo	250
Petróleo en Agua		250	
Dimensiones Efectivas		Leff Líquido [ft]	15
		ID [in]	59
		Leff Gas [ft]	15
Propiedades de los fluidos a P y T de Operación	Temperatura Pseudo-reducida		1,56464
	Presión Pseudo-reducida		0,06509
	Coeficiente de Compresibilidad (z)		0,999
	Densidad Petróleo [lb/ft ³]		54,23680
	Densidad Agua [lb/ft ³]		63,36878
	Densidad Gas [lb/ft ³]		0,19116
	Viscosidad Petróleo [cp] (91°F)		14,77132
	Viscosidad Gas [cp]		0,010
	Coeficiente de Arrastre		3,82263
Altura de líquido en fracción:			0,50
Área Fraccional			0,50
Caudal de Gas [Mscf]			12164,120
CAPACIDAD			
	T. R. de Líquido [min]	Q Líquido [BPD]	
	1	36551	
	2	18275	
	3	12184	
	4	9138	
	5	7310	
	6	6092	
	7	5222	
	8	4569	
	9	4061	
	10	3655	
	11	3323	
	12	3046	
	13	2812	
	14	2611	
	15	2437	
	20	1828	
	30	1218	
	40	914	
	50	731	
	60	609	

**ANEXO 2.4. ARRASTRE DE LÍQUIDO EN LA DESCARGA
DE GAS DE LOS SEPARADORES DE LAS ESTACIONES
SECOYA Y PICHINCHA**

Table with 62 rows and 10 columns. Columns include Case Name, Unit Set, Date/Time, Overall, Vapour Phase, Liquid Phase, Aqueous Phase. Material Stream: FWK 01. Section: PROPERTIES. Rows 25-62 include various physical and chemical properties like Molecular Weight, Density, Heat Capacity, Viscosity, etc.

Table with 62 rows and 10 columns. Columns include Case Name, Unit Set, Date/Time, Overall, Molar Flow, Mole Fraction, Mass Fraction, Liquid Volume, Vapour Fraction. Material Stream: FWK 01 (continued). Section: COMPOSITION. Rows 25-62 list component composition for Methane, Ethane, Propane, n-Butane, i-Pentane, n-Pentane, H2O, Nitrogen, CO2, and various NBP compounds.

Case Name: H1:CAPITULO 2 CORREGIDOSIMULACION HYSYSSECOYA-FWK01					Fluid Package: Basis-1				
Unit Set: Field					Property Package: Peng-Robinson				
Date/Time: Wed Jan 21 16:00:18 2004									
 Material Stream: FWK 01 (continued)									
COMPOSITION									
Overall Phase (continued)					Vapour Phase				
LIQUID FLOW (lbmole/hr)					LIQUID VOLUME FLOW (barrel/day)				
MASS FLOW (lb/hr)					MASS FRACTION				
MOLE FRACTION					LIQUID VOLUME FRACTION				
COMPONENTS					LIQUID VOLUME FRACTION				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	NBP(01711*	7.0254	0.0007	0.0088	181.5302	0.0098	0.0104	0.0104	0.0263
16	NBP(01737*	6.5209	0.0007	0.0096	174.8919	0.0096	0.0100	0.0100	
17	NBP(01762*	6.2648	0.0006	0.0097	175.3587	0.0097	0.0101	0.0101	
18	NBP(01788*	5.9809	0.0006	0.0091	163.9406	0.0091	0.0094	0.0094	
19	NBP(01823*	8.2884	0.0009	0.0144	258.3870	0.0144	0.0148	0.0148	
20	NBP(01876*	5.9533	0.0006	0.0113	200.3687	0.0113	0.0115	0.0115	
21	NBP(01826*	5.6365	0.0006	0.0123	214.5886	0.0123	0.0123	0.0123	
22	NBP(01973*	2.3094	0.0002	0.0052	89.5577	0.0052	0.0051	0.0051	
23	NBP(01026*	1.6496	0.0002	0.0039	94.0744	0.0039	0.0039	0.0039	
24	NBP(01075*	1.5178	0.0002	0.0039	67.7552	0.0039	0.0038	0.0038	
25	NBP(01126*	1.4276	0.0001	0.0039	65.8027	0.0039	0.0038	0.0038	
26	NBP(01172*	1.2388	0.0001	0.0036	60.3788	0.0036	0.0035	0.0035	
27	NBP(01235*	1.2523	0.0001	0.0039	64.8910	0.0037	0.0037	0.0037	
28	NBP(01344*	0.7688	0.0001	0.0026	42.4168	0.0026	0.0024	0.0024	
29	NBP(01440*	0.4606	0.0000	0.0017	27.0985	0.0017	0.0016	0.0016	
30	NBP(01527*	0.5612	0.0001	0.0022	35.5385	0.0022	0.0020	0.0020	
31	Total	9645.0746	1.0000	1.0000	17437.8087	1.0000	1.0000	1.0000	
32									
33									
Vapour Phase					Phase Fraction				
LIQUID FLOW (lbmole/hr)					LIQUID VOLUME FLOW (barrel/day)				
MASS FLOW (lb/hr)					MASS FRACTION				
MOLE FRACTION					LIQUID VOLUME FRACTION				
COMPONENTS					LIQUID VOLUME FRACTION				
34	Methane	72.1028	0.2840	0.1253	264.5514	0.2291	0.1169	0.1169	
35	Ethane	23.3093	0.0918	0.0759	134.9322	0.1169	0.1815	0.1815	
36	Propane	35.1590	0.1385	0.1679	208.5230	0.1679	0.1815	0.1815	
37	i-Butane	5.0119	0.0315	0.0315	35.4946	0.0315	0.0307	0.0307	
38	n-Butane	11.4296	0.0450	0.0719	77.9566	0.0719	0.0676	0.0676	
39	i-Pentane	2.0717	0.0082	0.0162	16.4168	0.0162	0.0142	0.0142	
40	n-Pentane	1.5008	0.0059	0.0117	11.7741	0.0117	0.0102	0.0102	
41	H2O	12.5284	0.0494	0.0244	15.4556	0.0244	0.0134	0.0134	
42	CO2	67.4302	0.2656	0.3214	246.2016	0.3214	0.2132	0.2132	
43	Nitrogen	8.2598	0.0251	0.0251	19.6478	0.0251	0.0170	0.0170	
44	NBP(01075*	3.6786	0.0145	0.0262	27.0379	0.0262	0.0234	0.0234	
45	NBP(01172*	2.142899	0.0120	0.0232	28.6795	0.0232	0.0205	0.0205	
46	NBP(0126*	2.5644	0.0101	0.0211	20.0522	0.0211	0.0174	0.0174	
47	NBP(0152*	1.9680	0.0078	0.0175	16.1948	0.0175	0.0140	0.0140	
48	NBP(0177*	1.4381	0.0057	0.0138	12.4287	0.0138	0.0108	0.0108	
49	NBP(0202*	0.9849	0.0039	0.0102	8.9747	0.0102	0.0078	0.0078	
50	NBP(0228*	0.6093	0.0024	0.0068	5.8578	0.0068	0.0051	0.0051	
51	NBP(0253*	0.3496	0.0014	0.0041	3.4938	0.0041	0.0030	0.0030	
52	NBP(0279*	0.1990	0.0008	0.0025	2.2854	0.0025	0.0018	0.0018	
53	NBP(0304*	0.1111	0.0011	0.0015	1.2393	0.0015	0.0011	0.0011	
54	NBP(0329*	0.0597	0.0002	0.0008	0.6963	0.0008	0.0006	0.0006	
55	NBP(0355*	0.0305	0.0001	0.0005	0.3796	0.0005	0.0003	0.0003	
56	NBP(0380*	0.0148	0.0000	0.0002	0.2206	0.0002	0.0002	0.0002	
57	NBP(0406*	0.0073	0.0000	0.0001	0.1646	0.0001	0.0001	0.0001	
58	NBP(0431*	0.0035	0.0000	0.0001	0.6025	0.0001	0.0001	0.0001	
59	NBP(0457*	0.0017	0.0000	0.0000	0.3121	0.0000	0.0000	0.0000	
60									
61									
62									

Case Name: H1:CAPITULO 2 CORREGIDOSIMULACION HYSYSSECOYA-FWK01					Fluid Package: Basis-1				
Unit Set: Field					Property Package: Peng-Robinson				
Date/Time: Wed Jan 21 16:00:18 2004									
 Material Stream: FWK 01 (continued)									
COMPOSITION									
Vapour Phase (continued)					Phase Fraction				
LIQUID FLOW (lbmole/hr)					LIQUID VOLUME FLOW (barrel/day)				
MASS FLOW (lb/hr)					MASS FRACTION				
MOLE FRACTION					LIQUID VOLUME FRACTION				
COMPONENTS					LIQUID VOLUME FRACTION				
11									
12									
13									
14	NBP(01983*	0.0009	0.0000	0.0000	0.1672	0.0000	0.0140	0.0000	
15	NBP(01988*	0.0004	0.0000	0.0000	0.8883	0.0000	0.0073	0.0000	
16	NBP(01934*	0.0002	0.0000	0.0000	0.0440	0.0000	0.0036	0.0000	
17	NBP(01959*	0.0001	0.0000	0.0000	0.0226	0.0000	0.0018	0.0000	
18	NBP(01984*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0115	0.0000	0.0009	0.0000	
19	NBP(01969*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0049	0.0000	0.0004	0.0000	
20	NBP(01935*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0017	0.0000	0.0001	0.0000	
21	NBP(01986*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0006	0.0000	0.0000	0.0000	
22	NBP(01711*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0002	0.0000	0.0000	0.0000	
23	NBP(01737*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	
24	NBP(01762*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
25	NBP(01788*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
26	NBP(01823*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
27	NBP(01876*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
28	NBP(01926*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
29	NBP(01973*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
30	NBP(01026*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
31	NBP(01075*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
32	NBP(01126*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
33	NBP(01172*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
34	NBP(01235*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
35	NBP(01344*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
36	NBP(01440*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
37	NBP(01527*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
38	Total	253.8600	1.0000	1.0000	9234.0119	1.0000	1154.5569	1.0000	
39									
40									
41									
42									
43									
44									
45									
46									
47									
48									
49									
50									
51									
52									
53									
54									
55									
56									
57									
58									
59									
60									
61									
62									

TEAM LIND CALGARY, ALBERTA HYPROTECH LIFECYCLE INNOVATIONS CANADA		HYCAPITULO 2 CORREGIDOSIMULACION HYSYSSECOYA-SP-HSC	
1	Case Name:	Field	Basis-1
2	Unit Set:	Field	Peng-Robinson
3	Date/Time:	Wed Jan 21 15:59:08 2004	
4	Fluid Package: Basis-1		
5	Property Package: Peng-Robinson		
Material Stream: SP 01			
PROPERTIES			
11	Overall	Vapour Phase	Aqueous Phase
12	Vapour/Phase Friction	0.0332	0.0287
13	Temperature: (F)	125.0	125.0
14	Pressure: (psia)	39.70	39.70
15	Molar Flow (lbmole/hr)	214.6	165.7
16	Mass Flow (lb/hr)	1.576e+05	1.093e+05
17	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	866.7	331.7
18	Molar Enthalpy (Btu/lbmole)	-1.221e+05	-1.218e+05
19	Molar Entropy (Btu/lbmole-F)	43.30	90.37
20	Heat Flow (Btu/hr)	-7.886e+08	-3.699e+07
21	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	1.104e+04 *	3306
22			
23	PROPERTIES		
24	Overall	Vapour Phase	Aqueous Phase
25	Molecular Weight	35.26	219.0
26	Molar Density (lbmole/ft3)	6.413e-003	0.2324
27	Mass Density (lb/ft3)	4.373	50.91
28	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.540e+05	3415
29	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-5011	-908.5
30	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.7208	0.4126
31	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	12.70	105.9
32	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.8582	0.4634
33	Lower Heating Value (Btu/lbmole)	7.653e-002	5.207e-003
34	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	4.804e-002	2.889e-004
35	Phase Fraction (Vol. Basis)	8.424	0.6404
36	Partial Pressure of CO2 (psia)	0.0000	0.2631
37	Cost Based on Flow (ACFM)	557.8	0.9839
38	Act. Gas Flow (lbmole/ft3)	1.023	0.2393
39	Avg. Liq. Density (lb/ft3)	12.70	105.9
40	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	1.895	1.691
41	Std. Gas Flow (USGPM)	36.09	52.41
42	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	99.61	62.30
43	Act. Liq. Flow (USGPM)	2.723e-002	1.890e-003
44	Z Factor	11.87	8.479
45	Watson K	1.185	1.120
46	User Property	1.098	1.161
47	Cp/(Cp - R)	3.433e+004	3.433e+004
48	Cp/Cv	3.500	0.5360
49	Heat of Vap. (Btu/lbmole)	61.03	52.58
50	Kinematic Viscosity (cSt)	3306	7380
51	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	1.000	1.000
52	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	155.9	4.303
53	Surface Tension (dyne/cm)	0.0332	0.0287
54	Molar Volume (ft3/lbmole)	1409	67.43
55	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	1409	67.43
56	Phase Fraction (Molar Basis)	0.0332	0.0287
57	Surface Tension (dyne/cm)	1.408e-002	0.9727
58	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	1.286e-002	3.558
59	Viscosity (cP)	10.71	103.9
60	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	18.92	16.61
61	Hyprotech Ltd.		
62			

TEAM LIND CALGARY, ALBERTA HYPROTECH LIFECYCLE INNOVATIONS CANADA		HYCAPITULO 2 CORREGIDOSIMULACION HYSYSSECOYA-SP-HSC	
1	Case Name:	Field	Basis-1
2	Unit Set:	Field	Peng-Robinson
3	Date/Time:	Wed Jan 21 15:59:08 2004	
4	Fluid Package: Basis-1		
5	Property Package: Peng-Robinson		
Material Stream: SP 01 (continued)			
PROPERTIES			
11	Overall	Liquid Phase	Aqueous Phase
12	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.7767	0.4744
13	Cv (Btu/lbmole-F)	20.84	96.45
14	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.8552	0.4403
15	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	10.59	---
16	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	0.3003	---
17	Cp/Cv (Ent. Method) (psia)	1.199	---
18	Reid VP at 37.8 C (psia)	245.1	8.001
19	True VP at 37.8 C (psia)	1987	33.94
20	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	1.088e+04	7380
21			
22	COMPOSITION		
23	Overall Phase		
24	Vapour Fraction 0.0332		
25	COMPONENTS	MOLE FRACTION	LIQUID VOLUME FRACTION
26	Nitrogen	43.9749	0.0078
27	CO2	47.7154	0.0133
28	Methane	48.6805	0.0051
29	Ethane	16.3779	0.0031
30	Propane	27.2684	0.0076
31	i-Butane	4.6032	0.0017
32	n-Butane	11.4255	0.0042
33	i-Pentane	2.9794	0.0014
34	n-Pentane	2.4659	0.0011
35	H2O	6078.0792	0.9396
36	NBP[0]75*	5.0824	0.0021
37	NBP[0]101*	5.3116	0.0024
38	NBP[0]126*	5.9140	0.0029
39	NBP[0]152*	6.3215	0.0033
40	NBP[0]177*	6.7274	0.0038
41	NBP[0]202*	7.0375	0.0043
42	NBP[0]228*	7.3529	0.0048
43	NBP[0]253*	7.6688	0.0053
44	NBP[0]279*	8.0000	0.0058
45	NBP[0]304*	8.3376	0.0063
46	NBP[0]329*	8.6842	0.0068
47	NBP[0]355*	9.0398	0.0073
48	NBP[0]380*	9.4049	0.0078
49	NBP[0]406*	9.7795	0.0083
50	NBP[0]431*	10.1628	0.0088
51	NBP[0]457*	10.5559	0.0093
52	NBP[0]483*	10.9587	0.0098
53	NBP[0]508*	11.3713	0.0103
54	NBP[0]534*	11.7937	0.0108
55	NBP[0]559*	12.2260	0.0113
56	NBP[0]584*	12.6682	0.0118
57	NBP[0]609*	13.1203	0.0123
58	NBP[0]635*	13.5825	0.0128
59	NBP[0]660*	14.0548	0.0133
60	NBP[0]686*	14.5372	0.0138
61	NBP[0]711*	15.0297	0.0143
62	NBP[0]736*	15.5321	0.0148

1		TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name: H/CAPITULO 2 CORREGIDO/SIMULACION HYSYS/SEC0YA/SP-HSC		Field		Fluid Package: Basis-1	
2		HYPROTECH LIFE CYCLE INNOVATIONS		Unit Set:		Date/Time: Wed Jan 21 15:59:08 2004		Property Package: Peng-Robinson	
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									
10									
11									
12									
13									
14									
15									
16									
17									
18									
19									
20									
21									
22									
23									
24									
25									
26									
27									
28									
29									
30									
31									
32									
33									
34									
35									
36									
37									
38									
39									
40									
41									
42									
43									
44									
45									
46									
47									
48									
49									
50									
51									
52									
53									
54									
55									
56									
57									
58									
59									
60									
61									
62									

1		TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name: H/CAPITULO 2 CORREGIDO/SIMULACION HYSYS/SEC0YA/SP-HSC		Field		Fluid Package: Basis-1	
2		HYPROTECH LIFE CYCLE INNOVATIONS		Unit Set:		Date/Time: Wed Jan 21 15:59:08 2004		Property Package: Peng-Robinson	
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									
10									
11									
12									
13									
14									
15									
16									
17									
18									
19									
20									
21									
22									
23									
24									
25									
26									
27									
28									
29									
30									
31									
32									
33									
34									
35									
36									
37									
38									
39									
40									
41									
42									
43									
44									
45									
46									
47									
48									
49									
50									
51									
52									
53									
54									
55									
56									
57									
58									
59									
60									
61									
62									

TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name: H:\PCHINCHA HYSYS\FWK02.HSC	
HYPROTECH LIFE CYCLE INNOVATIONS		Field	
Unit Set:		Date/Time: Wed Jan 21 15:56:22 2004	
Date/Time:		Fluid Package: Basis-1	
Property Package: Peng-Robinson		Property Package:	
Material Stream: FWK 02			
CONDITIONS			
	Overall	Vapour Phase	Liquid Phase
11	0.0085	0.0085	0.0206
12	0.9709	0.9709	0.9709
13	108.0	108.0	108.0
14	48.40	48.40	48.40
15	36.99	90.05	42.44
16	1.930	2.048e+004	7.650e+004
17	7055	151.2	1654
18	-1.238e+005	-8.779e+004	-2.089e+005
19	15.71	39.06	92.32
20	-5.404e+008	-3.247e+006	-1.881e+007
21	6729 *	202.7	1647
22			
23			
PROPERTIES			
	Overall	Vapour Phase	Liquid Phase
24	22.49	35.97	22.74
25	0.7050	8.089e-003	0.2283
26	15.88	0.2909	51.91
27	2.650e+004	1.955e+004	1686
28	-5497	-2441	-6776
29	0.6984	0.7000	0.4059
30	11.91	107.2	18.57
31	0.9044	0.3311	0.4713
32	2.144e-002	2.144e-002	0.2345
33	1.353e-002	1.353e-002	0.7083
34	19.23	0.0000	0.0000
35	0.0000	0.0000	0.0000
36	76.22	2.648	1.045
37	20.34	11.91	107.2
38	39.81	0.3389	38.65
39	59.57	37.60	52.93
40	202.8	0.9823	3.481e-002
41	11.53	11.46	11.80
42	1.108	1.200	1.120
43	1.001	1.218	1.157
44	3.417e+004	3.417e+004	3.417e+004
45	2.711	0.6282	6.672
46	62.45	28.05	53.15
47	6729	202.7	1647
48	0.9915	0.0000	1.000
49	1.419	1.236	4.381
50	0.0085	0.0085	0.0206
51	69.07	23.43	69.07
52	1.316e-002	7.784e-002	0.3665
53	1.263e-002	5.549	0.6246
54	9.922	105.2	16.59
55	18.36	105.2	16.59

TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name: H:\PCHINCHA HYSYS\FWK02.HSC	
HYPROTECH LIFE CYCLE INNOVATIONS		Field	
Unit Set:		Date/Time: Wed Jan 21 15:56:22 2004	
Date/Time:		Fluid Package: Basis-1	
Property Package: Peng-Robinson		Property Package:	
Material Stream: FWK 02 (continued)			
PROPERTIES			
	Overall	Vapour Phase	Liquid Phase
11	0.8161	0.2759	0.4626
12	20.32	9.776	99.07
13	0.8034	0.4312	0.8906
14	9.774	---	---
15	0.2717	---	---
16	1.218	---	---
17	109.7	13.13	---
18	577.0	46.04	54.93
19	7013	1647	5163
20			
21			
22			
COMPOSITION			
	Molar Flow (lbmole/hr)	Mole Fraction	Mass Flow (lb/hr)
23	0.0019	0.0019	0.0014
24	0.0005	0.0005	0.0007
25	0.0015	0.0015	0.0015
26	0.0001	0.0001	0.0003
27	0.0008	0.0008	0.0071
28	0.0001	0.0001	0.0008
29	0.0001	0.0001	0.0001
30	0.0001	0.0001	0.0001
31	0.0001	0.0001	0.0001
32	0.0001	0.0001	0.0001
33	0.0001	0.0001	0.0001
34	0.0001	0.0001	0.0001
35	0.0001	0.0001	0.0001
36	0.0001	0.0001	0.0001
37	0.0001	0.0001	0.0001
38	0.0001	0.0001	0.0001
39	0.0001	0.0001	0.0001
40	0.0001	0.0001	0.0001
41	0.0001	0.0001	0.0001
42	0.0001	0.0001	0.0001
43	0.0001	0.0001	0.0001
44	0.0001	0.0001	0.0001
45	0.0001	0.0001	0.0001
46	0.0001	0.0001	0.0001
47	0.0001	0.0001	0.0001
48	0.0001	0.0001	0.0001
49	0.0001	0.0001	0.0001
50	0.0001	0.0001	0.0001
51	0.0001	0.0001	0.0001
52	0.0001	0.0001	0.0001
53	0.0001	0.0001	0.0001
54	0.0001	0.0001	0.0001
55	0.0001	0.0001	0.0001
56	0.0001	0.0001	0.0001
57	0.0001	0.0001	0.0001
58	0.0001	0.0001	0.0001
59	0.0001	0.0001	0.0001
60	0.0001	0.0001	0.0001
61	0.0001	0.0001	0.0001
62	0.0001	0.0001	0.0001

TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		HYPROTECH LIFE CYCLE INNOVATIONS	
Case Name:	H:\PCHINCHA\HYSYS\SP02\HSC	Case Name:	H:\PCHINCHA\HYSYS\SP02\HSC
Unit Set:	Field	Unit Set:	Field
Date/Time:	Wed Jan 21 15:57:20 2004	Date/Time:	Wed Jan 21 15:57:20 2004
Fluid Package: Basis-1		Fluid Package: Basis-1	
Property Package: Peng-Robinson		Property Package: Peng-Robinson	
Material Stream: SP 02			
PROPERTIES			
Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
11	0.0085	0.0206	0.9709
12	0.0865	0.0206	0.9709
13	108.0	108.0	108.0
14	48.40	48.40	48.40
15	3278	67.54	3183
16	988.1	1.538e+004	5.737e+004
17	5291	1241	3937
18	-1.238e+005	-2.089e+005	-1.221e+005
19	15.71	92.33	13.88
20	-4.053e+008	-1.410e+007	-3.888e+008
21	5947	1235	3872
22			
PROPERTIES			
Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
23	22.49	22.75	18.03
24	0.0000	0.0000	0.0000
25	35.97	22.75	18.03
26	8.089e-003	0.2282	3.444
27	0.2910	51.92	62.08
28	1.466e+004	1265	3950
29	-5497	-918.2	-6776
30	0.6984	0.0559	0.7700
31	11.91	107.2	18.57
32	0.9044	0.3311	1.030
33	2.144e-002	0.2345	0.7441
34	1.354e-002	0.2063	0.7811
35	19.23	---	---
36	0.0000	0.0000	0.0000
37	57.18	0.2327	3.455
38	2.648	1.045	1.045
39	11.91	107.2	18.57
40	20.34	0.6151	28.99
41	29.85	52.93	62.29
42	37.60	36.89	115.2
43	152.1	3.481e-002	2.307e-003
44	0.9823	11.47	8.515
45	11.53	---	---
46	1.108	1.200	1.200
47	1.001	1.218	1.157
48	3.441e+004	3.441e+004	3.441e+004
49	2.710	6.673	6.673
50	62.45	53.15	63.34
51	28.07	1235	3872
52	5047	1.000	1.000
53	0.9915	123.6	0.2804
54	1.419	---	---
55	1530	0.0206	0.9709
56	0.0085	23.43	68.07
57	---	7.784e-002	0.3665
58	---	5.549	0.0248
59	1.263e-002	9.924	16.59
60	18.36	105.2	16.59
61			
62	Hyprotech Ltd.		

TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		HYPROTECH LIFE CYCLE INNOVATIONS	
Case Name:	H:\PCHINCHA\HYSYS\SP02\HSC	Case Name:	H:\PCHINCHA\HYSYS\SP02\HSC
Unit Set:	Field	Unit Set:	Field
Date/Time:	Wed Jan 21 15:57:20 2004	Date/Time:	Wed Jan 21 15:57:20 2004
Fluid Package: Basis-1		Fluid Package: Basis-1	
Property Package: Peng-Robinson		Property Package: Peng-Robinson	
Material Stream: SP 02 (continued)			
PROPERTIES			
Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
11	0.8161	0.4626	0.9202
12	0.8161	0.4626	0.9202
13	20.32	99.08	16.06
14	0.9034	0.4312	0.8906
15	9.776	---	---
16	0.2718	---	---
17	1.218	---	---
18	109.7	13.13	---
19	577.2	46.04	54.93
20	152.0	1235	3872
21			
COMPOSITION			
Overall Phase	Vapour Fraction		
COMPONENTS	MOLE FRACTION	MASS FLOW (lb/hr)	MASS FRACTION
23	0.0019	101.7840	0.0014
24	0.0005	52.0222	0.0007
25	0.0008	113.0081	0.0015
26	0.0001	22.5578	0.0003
27	0.0003	57.9860	0.0008
28	0.0001	16.6105	0.0002
29	0.0001	15.3465	0.0002
30	0.0007	65.0306	0.0009
31	0.0041	595.6368	0.0081
32	0.0002	8.7077	0.0004
33	0.0002	25.8421	0.0004
34	0.0002	26.4148	0.0004
35	0.0002	29.7548	0.0004
36	0.0002	35.3003	0.0005
37	0.0003	45.5353	0.0006
38	0.0003	52.9833	0.0007
39	0.0003	57.8023	0.0008
40	0.0003	63.5765	0.0009
41	0.0002	56.4467	0.0008
42	0.0004	107.5431	0.0015
43	0.0007	216.2301	0.0029
44	0.0005	160.0784	0.0022
45	0.0008	283.0504	0.0038
46	0.0008	297.9054	0.0040
47	0.0007	269.1612	0.0037
48	0.0007	305.1139	0.0041
49	0.0007	317.9039	0.0043
50	0.0006	293.3822	0.0040
51	0.0005	289.2201	0.0039
52	0.0005	293.5346	0.0040
53	0.0005	305.2354	0.0041
54	0.0005	347.0036	0.0047
55	0.0006	411.1615	0.0056
56	0.0006	347.0036	0.0047
57	0.0006	347.0036	0.0047
58	0.0006	347.0036	0.0047
59	0.0006	347.0036	0.0047
60	0.0006	347.0036	0.0047
61	0.0006	347.0036	0.0047
62	0.0006	347.0036	0.0047

TEAM LND Calgary, Alberta CANADA				H:\PCHINCHA HYSYS\SP02\HSC		
1	2	3	4	5	6	7
Case Name:		Field		Basis-1		
Unit Set:		Field		Peng-Robinson		
Date/Time:		Wed Jan 21 15:57:20 2004		Property Package:		
Material Stream: SP 02 (continued)						
COMPOSITION						
Overall Phase (continued)						
COMPONENTS	MOLAR FLOW (lbmole/hr)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (lb/hr)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (barrel/day)	LIQUID VOLUME FRACTION
15	NBP[0]635*	0.0006	448.6690	0.0061	36.0006	0.0070
16	NBP[0]650*	2.0021	2.0316	0.0066	38.5622	0.0075
17	NBP[0]686*	1.9959	505.7650	0.0069	40.9960	0.0077
18	NBP[0]611*	1.9545	525.3476	0.0071	42.2946	0.0080
19	NBP[0]636*	1.8773	533.9456	0.0072	42.6615	0.0081
20	NBP[0]661*	1.7488	524.9489	0.0071	41.6793	0.0079
21	NBP[0]689*	1.6485	520.7571	0.0071	41.0680	0.0078
22	NBP[0]712*	1.5545	515.2015	0.0070	40.3587	0.0076
23	NBP[0]737*	1.4658	507.2180	0.0069	39.4708	0.0075
24	NBP[0]763*	1.3702	498.2255	0.0068	38.5181	0.0073
25	NBP[0]788*	1.2757	490.0127	0.0066	37.6386	0.0071
26	NBP[0]825*	2.3596	977.3356	0.0133	74.3754	0.0141
27	NBP[0]873*	1.8079	815.6832	0.0111	61.3979	0.0116
28	NBP[0]925*	1.2556	693.0192	0.0082	44.9512	0.0085
29	NBP[0]976*	1.1493	613.4263	0.0083	45.2887	0.0086
30	NBP[0]1017*	0.2336	161.4058	0.0022	34.1940	0.0022
31	NBP[0]1074*	0.4139	282.0901	0.0034	18.3115	0.0035
32	NBP[0]1123*	0.3664	238.8673	0.0032	17.1712	0.0032
33	NBP[0]1175*	0.8137	161.4058	0.0083	45.2887	0.0086
34	NBP[0]1253*	0.3814	289.1432	0.0039	20.3214	0.0038
35	NBP[0]1348*	0.2951	247.9428	0.0034	17.1208	0.0032
36	NBP[0]1451*	0.1852	171.4255	0.0023	11.6596	0.0022
37	NBP[0]1566*	0.1202	119.8260	0.0016	8.0408	0.0015
38	NBP[0]1685*	0.0987	104.9681	0.0014	6.9537	0.0013
39	NBP[0]1765*	0.1100	126.1419	0.0017	8.2198	0.0016
40	Total	3277.9890	73732.7479	1.0000	5291.3556	1.0000
Vapour Phase						
COMPONENTS	MOLAR FLOW (lbmole/hr)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (lb/hr)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (barrel/day)	LIQUID VOLUME FRACTION
43	Methane	6.1230	98.2310	0.0984	22.4659	0.1980
44	Ethane	1.4928	44.8878	0.0450	8.6414	0.0752
45	Propane	1.7124	75.5103	0.0757	10.2045	0.0889
46	i-Butane	0.1775	10.3166	0.0103	1.2570	0.0111
47	n-Butane	0.3874	22.5195	0.0226	2.6439	0.0233
48	i-Pentane	0.0541	3.9021	0.0039	0.4286	0.0038
49	n-Pentane	0.0366	2.6415	0.0026	0.2872	0.0025
50	Nitrogen	2.2780	0.0639	0.0021	5.4186	0.0478
51	CO2	11.0226	485.1001	0.0680	40.2457	0.3547
52	H2O	0.7019	12.6443	0.0127	0.8675	0.0076
53	NBP[0]96*	0.6313	20.3101	0.0203	2.6533	0.0234
54	NBP[0]71*	0.5304	18.2520	0.0183	2.3533	0.0207
55	NBP[0]46*	0.4681	17.0870	0.0171	2.1882	0.0193
56	NBP[0]22*	0.4301	16.6974	0.0167	2.0982	0.0185
57	NBP[0]3*	0.3775	16.4990	0.0165	2.0241	0.0178
58	NBP[0]29*	0.3407	17.0805	0.0171	2.0351	0.0179
59	NBP[0]55*	0.2609	14.9419	0.0150	1.7285	0.0152
8.465e-003						

TEAM LND Calgary, Alberta CANADA				H:\PCHINCHA HYSYS\SP02\HSC		
1	2	3	4	5	6	7
Case Name:		Field		Basis-1		
Unit Set:		Field		Peng-Robinson		
Date/Time:		Wed Jan 21 15:57:20 2004		Property Package:		
Material Stream: SP 02 (continued)						
COMPOSITION						
Vapour Phase (continued)						
COMPONENTS	MOLAR FLOW (lbmole/hr)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (lb/hr)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (barrel/day)	LIQUID VOLUME FRACTION
15	NBP[0]080*	0.1910	12.0911	0.0121	1.3706	0.0121
16	NBP[0]105*	0.1590	9.3209	0.0093	1.0235	0.0090
17	NBP[0]129*	0.0782	5.7982	0.0058	0.6092	0.0054
18	NBP[0]157*	0.0863	6.9989	0.0070	0.7042	0.0062
19	NBP[0]183*	0.0894	9.0101	0.0080	0.8741	0.0077
20	NBP[0]206*	0.0440	4.2300	0.0042	0.4035	0.0036
21	NBP[0]236*	0.0389	4.1168	0.0041	0.3830	0.0034
22	NBP[0]256*	0.0253	2.8141	0.0028	0.2588	0.0023
23	NBP[0]282*	0.0121	1.4071	0.0014	0.1280	0.0011
24	NBP[0]307*	0.0003	0.8906	0.0009	0.0798	0.0007
25	NBP[0]333*	0.0038	0.5071	0.0005	0.0449	0.0004
26	NBP[0]358*	0.0018	0.2617	0.0003	0.0229	0.0002
27	NBP[0]383*	0.0008	0.1256	0.0001	0.0109	0.0001
28	NBP[0]409*	0.0004	0.0612	0.0001	0.0053	0.0000
29	NBP[0]434*	0.0002	0.0301	0.0000	0.0026	0.0000
30	NBP[0]459*	0.0001	0.0146	0.0000	0.0012	0.0000
31	NBP[0]485*	0.0000	0.0076	0.0000	0.0006	0.0000
32	NBP[0]510*	0.0000	0.0040	0.0000	0.0003	0.0000
33	NBP[0]535*	0.0000	0.0019	0.0000	0.0002	0.0000
34	NBP[0]560*	0.0000	0.0008	0.0000	0.0001	0.0000
35	NBP[0]586*	0.0000	0.0004	0.0000	0.0000	0.0000
36	NBP[0]611*	0.0000	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
37	NBP[0]636*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
38	NBP[0]661*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
39	NBP[0]687*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
40	NBP[0]712*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
41	NBP[0]737*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
42	NBP[0]763*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
43	NBP[0]788*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
44	NBP[0]825*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
45	NBP[0]873*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
46	NBP[0]925*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
47	NBP[0]976*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
48	NBP[0]1017*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
49	NBP[0]1074*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
50	NBP[0]1123*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
51	NBP[0]1175*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
52	NBP[0]1253*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
53	NBP[0]1348*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
54	NBP[0]1451*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
55	NBP[0]1566*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
56	NBP[0]1685*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
57	NBP[0]1765*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
58	Total	27.7477	998.1378	1.0000	113.4647	1.0000

 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name: H:\PICHINCHA HYSYS\SP03.HSC Unit Set: Field Date/Time: Wed Jan 21 15:58:12 2004 Fluid Package: Basis-1 Property Package: Peng-Robinson		
Material Stream: SP 03 (continued)				
CONDITIONS				
11	Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
12	Vapour / Phase Fraction	0.0085	0.0206	0.9709
13	Temperature: (F)	108.0	108.0	108.0
14	Pressure: (psia)	48.40	48.40	48.40
15	Molar Flow (lbmole/hr)	3278 *	67.54	3183
16	Mass Flow (lb/hr)	7.373e+004	1.538e+004	5.737e+004
17	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	5291	1241	3937
18	Molar Enthalpy (Btu/lbmole)	-1.238e+005	-2.089e+005	-1.221e+005
19	Molar Entropy (Btu/hr)	15.71	92.33	13.88
20	Heat Flow (Btu/hr)	-4.053e+008	-1.410e+007	-3.888e+008
21	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	5047 *	1235	3872
22				
PROPERTIES				
23	Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
24	Molecular Weight	22.49	35.97	18.03
25	Molar Density (lbmole/ft ³)	0.7049	0.2282	3.444
26	Mass Density (lb/ft ³)	15.85	51.92	62.08
27	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.988e+004	1.466e+004	3950
28	Mass Entropy (Btu/lb-F)	-5497	-2441	-6776
29	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.6984	0.4059	0.7700
30	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	20.34	11.91	18.57
31	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.9044	0.3311	1.030
32	Lower Heating Value (Btu/lbmole)			3.763e+003
33	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)			2.087e+004
34	Phase Fraction (Vol. Basis)	2.144e-002	0.2345	0.7441
35	Partial Pressure of CO ₂ (psia)	1.354e-002	0.2063	0.7781
36	Coef Based on Flow (ACFM)	0.0000	0.0000	0.0000
37	Act. Gas Flow (lbmole/hr)	57.18	1.045	3.455
38	Avg. Liq. Density (lbmole/ft ³)	11.91	107.2	18.57
39	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	29.85	0.6151	28.99
40	Std. Gas Flow (MMSCFD)	37.60	52.93	62.29
41	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft ³)	152.1	36.89	115.2
42	Act. Liq. Flow (USGPM)	9.923	3.481e-002	2.307e-003
43	Z Factor	11.47	11.80	8.515
44	User Property			
45	Cp/(Cp - R)	1.108	1.200	1.200
46	Cp/Cv	1.001	1.218	1.157
47	Heat of Vap. (Btu/lbmole)	3.441e+004	3.441e+004	3.441e+004
48	Kinematic Viscosity (cSt)	2.710	6.673	0.6282
49	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft ³)	62.45	53.15	63.34
50	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	5047	152.0	3872
51	Liquid Fraction	0.9915	0.0000	1.000
52	Molar Volume (ft ³ /lbmole)	1.419	123.6	0.2804
53	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	1530		
54	Phase Fraction (Molar Basis)	0.0085	0.0206	0.9709
55	Surface Tension (dyne/cm)		23.43	68.07
56	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)		1.316e-002	0.3665
57	Viscosity (cP)		1.263e-002	0.6246
58	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	18.36	9.924	16.59

 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name: H:\PICHINCHA HYSYS\SP03.HSC Unit Set: Field Date/Time: Wed Jan 21 15:58:12 2004 Fluid Package: Basis-1 Property Package: Peng-Robinson			
Material Stream: SP 03 (continued)					
PROPERTIES					
11	Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase	
12	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.8161	0.4626	0.9202	
13	Cv (Btu/lbmole-F)	20.32	99.08	16.06	
14	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.9034	0.4312	0.8906	
15	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)				
16	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)				
17	Cp/Cv (Ent. Method) (psia)				
18	Reid VP at 37.8 C (psia)	109.7	13.13		
19	True VP at 37.8 C (psia)	577.2	46.04	54.93	
20	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	5259	1235	3872	
21					
22					
COMPOSITION					
23	Overall Phase	MASS FLOW (lb/hr)	MOLE FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (barrel/day)	LIQUID VOLUME FRACTION
24		101.7840	0.0019	0.0014	23.2785
25	Methane	52.0222	0.0005	0.0007	10.0110
26	Ethane	113.0081	0.0015	0.0015	15.2720
27	Propane	22.5578	0.0001	0.0003	2.7486
28	n-Butane	57.9860	0.0008	0.0008	6.8078
29	i-Pentane	16.6105	0.0001	0.0003	2.0440
30	n-Pentane	15.3465	0.0001	0.0002	1.6667
31	Nitrogen	65.0306	0.0009	0.0009	5.5220
32	CO ₂	595.6368	0.0081	0.0081	49.4162
33	H ₂ O	3182.0709	0.8707	0.7775	393.3486
34	NPf0j0196*	25.8421	0.0004	0.0004	3.3760
35	NPf0j0171*	0.7351	0.0002	0.0003	3.2617
36	NPf0j0146*	0.7206	0.0002	0.0004	3.3828
37	NPf0j0122*	0.7664	0.0002	0.0004	3.7390
38	NPf0j0103*	0.8078	0.0002	0.0005	4.3306
39	NPf0j0099*	0.9079	0.0003	0.0006	5.4224
40	NPf0j0095*	0.9181	0.0003	0.0007	6.0831
41	NPf0j0090*	0.9130	0.0003	0.0008	6.8522
42	NPf0j0105*	0.9209	0.0003	0.0009	6.9812
43	NPf0j0129*	0.7610	0.0002	0.0008	5.9302
44	NPf0j0157*	1.3261	0.0004	0.0015	10.6182
45	NPf0j0163*	2.3656	0.0007	0.0029	20.9767
46	NPf0j0206*	1.6665	0.0005	0.0022	15.2688
47	NPf0j0236*	2.6762	0.0008	0.0038	26.3341
48	NPf0j0256*	2.6789	0.0008	0.0040	27.3939
49	NPf0j0282*	2.3083	0.0007	0.0037	24.4817
50	NPf0j0307*	2.4362	0.0007	0.0041	27.3407
51	NPf0j0333*	2.3750	0.0007	0.0043	28.1263
52	NPf0j0356*	2.1623	0.0006	0.0040	26.9824
53	NPf0j0383*	1.9328	0.0005	0.0040	25.4088
54	NPf0j0409*	1.7893	0.0005	0.0039	24.8128
55	NPf0j0434*	1.7038	0.0005	0.0040	24.9558
56	NPf0j0459*	1.6615	0.0005	0.0041	25.7292
57	NPf0j0485*	1.7660	0.0005	0.0047	28.9986
58	NPf0j0510*	1.9555	0.0006	0.0056	34.0753

1		Case Name: H:\PCHINCHA HYSYS\SP03.HSC			Fluid Package: Basis-1		
2		TEAM LND Calgary, Alberta CANADA			Property Package: Peng-Robinson		
3		Field					
4		Unit Set:					
5		Date/Time: Wed Jan 21 15:58:12 2004					
Material Stream: SP 03 (continued)							
COMPOSITION							
Overall Phase (continued)							
11	12	COMPONENTS	MOLAR FLOW (lbmole/hr)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (lb/hr)	MASS FRACTION	Vapour Fraction
13	14						LIQUID VOLUME FRACTION
15	16	NBP[0]635*	2.0021	0.0006	448.6699	0.0061	0.0070
17	18	NBP[0]650*	2.0316	0.0006	484.6535	0.0066	0.0075
19	20	NBP[0]681*	1.9559	0.0006	505.7650	0.0069	0.0077
21	22	NBP[0]683*	1.9545	0.0006	525.3476	0.0071	0.0080
23	24	NBP[0]685*	1.8773	0.0006	533.9456	0.0072	0.0081
25	26	NBP[0]686*	1.7488	0.0005	524.9489	0.0071	0.0079
27	28	NBP[0]687*	1.6485	0.0005	520.7571	0.0071	0.0078
29	30	NBP[0]712*	1.5545	0.0005	515.2015	0.0070	0.0076
31	32	NBP[0]737*	1.4658	0.0004	507.2180	0.0069	0.0075
33	34	NBP[0]763*	1.3702	0.0004	498.2255	0.0068	0.0073
35	36	NBP[0]788*	1.2757	0.0004	490.0127	0.0066	0.0071
37	38	NBP[0]825*	2.3596	0.0007	977.3356	0.0133	0.0141
39	40	NBP[0]873*	1.8079	0.0006	815.6832	0.0111	0.0116
41	42	NBP[0]925*	1.2556	0.0004	603.0192	0.0082	0.0085
43	44	NBP[0]976*	1.1493	0.0004	613.4263	0.0083	0.0086
45	46	NBP[0]1017*	0.8137	0.0002	465.9622	0.0065	0.0065
47	48	NBP[0]1074*	0.4139	0.0001	262.0901	0.0034	0.0035
49	50	NBP[0]1123*	0.3964	0.0001	238.8673	0.0032	0.0032
51	52	NBP[0]1175*	0.2336	0.0001	161.4058	0.0022	0.0022
53	54	NBP[0]1253*	0.3814	0.0001	289.1432	0.0039	0.0038
55	56	NBP[0]1348*	0.2931	0.0001	247.9428	0.0034	0.0032
57	58	NBP[0]1451*	0.1852	0.0001	171.4255	0.0023	0.0022
59	60	NBP[0]1566*	0.1202	0.0000	119.8260	0.0016	0.0015
61	62	NBP[0]1685*	0.0987	0.0000	104.9681	0.0014	0.0013
63	64	NBP[0]1765*	0.1100	0.0000	126.1419	0.0017	0.0016
65	66	Total	3277.9890	1.0000	73732.7479	1.0000	1.0000
Vapour Phase							
				Phase Fraction 8.465e-003			
67	68	COMPONENTS	MOLAR FLOW (lbmole/hr)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (lb/hr)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FRACTION
69	70						
71	72	Methane	6.1230	0.2207	98.2310	0.0984	0.1980
73	74	Ethane	1.4928	0.0538	44.8878	0.0450	0.0752
75	76	Propane	1.7124	0.0617	75.5103	0.0757	0.0889
77	78	i-Butane	0.1775	0.0064	10.3166	0.0103	0.0111
79	80	n-Butane	0.3874	0.0140	22.5195	0.0226	0.0233
81	82	i-Pentane	0.0541	0.0019	3.9021	0.0039	0.0038
83	84	n-Pentane	0.0366	0.0013	2.6415	0.0026	0.0025
85	86	Nitrogen	2.2780	0.0821	68.5101	0.0639	0.0478
87	88	CO2	11.0226	0.3972	485.1001	0.4680	0.3547
89	90	H2O	0.7019	0.0253	12.6443	0.0127	0.0076
91	92	NBP[0]96*	0.6313	0.0203	20.3101	0.0228	0.0234
93	94	NBP[0]71*	0.5304	0.0191	18.2520	0.0183	0.0207
95	96	NBP[0]46*	0.4681	0.0168	17.0870	0.0171	0.0193
97	98	NBP[0]22*	0.4301	0.0155	16.6974	0.0167	0.0185
99	100	NBP[0]3*	0.3775	0.0136	16.4990	0.0165	0.0178
101	102	NBP[0]29*	0.3407	0.0123	17.0805	0.0171	0.0179
103	104	NBP[0]55*	0.2609	0.0094	14.9419	0.0150	0.0152
Hyprotech Ltd.							
HYSYS v3.2 (Build 5029)							
Page 3 of 4							

1		Case Name: H:\PCHINCHA HYSYS\SP03.HSC			Fluid Package: Basis-1		
2		TEAM LND Calgary, Alberta CANADA			Property Package: Peng-Robinson		
3		Field					
4		Unit Set:					
5		Date/Time: Wed Jan 21 15:58:12 2004					
Material Stream: SP 03 (continued)							
COMPOSITION							
Vapour Phase (continued)							
11	12	COMPONENTS	MOLAR FLOW (lbmole/hr)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (lb/hr)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FRACTION
13	14						
15	16	NBP[0]890*	0.1910	0.0069	12.0911	0.0121	0.0121
17	18	NBP[0]105*	0.1590	0.0049	9.3209	0.0093	0.0090
19	20	NBP[0]129*	0.0782	0.0028	5.7982	0.0058	0.0054
21	22	NBP[0]157*	0.0863	0.0031	6.9989	0.0070	0.0062
23	24	NBP[0]183*	0.0894	0.0036	9.0101	0.0090	0.0077
25	26	NBP[0]206*	0.0440	0.0016	4.2300	0.0042	0.0036
27	28	NBP[0]236*	0.0389	0.0014	4.1168	0.0041	0.0034
29	30	NBP[0]256*	0.0253	0.0009	2.8141	0.0028	0.0023
31	32	NBP[0]282*	0.0121	0.0004	1.4071	0.0014	0.0011
33	34	NBP[0]307*	0.0033	0.0003	0.8906	0.0009	0.0007
35	36	NBP[0]333*	0.0038	0.0001	0.5071	0.0005	0.0004
37	38	NBP[0]358*	0.0018	0.0001	0.2817	0.0003	0.0002
39	40	NBP[0]383*	0.0008	0.0000	0.1256	0.0001	0.0001
41	42	NBP[0]409*	0.0004	0.0000	0.0812	0.0001	0.0000
43	44	NBP[0]434*	0.0002	0.0000	0.0301	0.0000	0.0000
45	46	NBP[0]459*	0.0001	0.0000	0.0146	0.0000	0.0000
47	48	NBP[0]485*	0.0000	0.0000	0.0076	0.0000	0.0000
49	50	NBP[0]510*	0.0000	0.0000	0.0040	0.0000	0.0000
51	52	NBP[0]535*	0.0000	0.0000	0.0019	0.0000	0.0000
53	54	NBP[0]560*	0.0000	0.0000	0.0008	0.0000	0.0000
55	56	NBP[0]586*	0.0000	0.0000	0.0004	0.0000	0.0000
57	58	NBP[0]611*	0.0000	0.0000	0.0001	0.0000	0.0000
59	60	NBP[0]636*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
61	62	NBP[0]661*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
63	64	NBP[0]687*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
65	66	NBP[0]712*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
67	68	NBP[0]737*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
69	70	NBP[0]763*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
71	72	NBP[0]788*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
73	74	NBP[0]825*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
75	76	NBP[0]873*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
77	78	NBP[0]925*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
79	80	NBP[0]976*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
81	82	NBP[0]1017*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
83	84	NBP[0]1074*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
85	86	NBP[0]1123*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
87	88	NBP[0]1175*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
89	90	NBP[0]1253*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
91	92	NBP[0]1348*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
93	94	NBP[0]1451*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
95	96	NBP[0]1566*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
97	98	NBP[0]1685*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
99	100	Total	27.7477	1.0000	998.1378	1.0000	113.4647
Hyprotech Ltd.							
HYSYS v3.2 (Build 5029)							
Page 4 of 4							

GPM TEÓRICO ESTACIÓN SECOYA**GPM TEÓRICO: SEPARADOR TRIFÁSICO FWK01**

Moles de Gas [lbmol/hr]	281,43
Volumen Gas [MSCFPD]	2564,16
Volumen Líquido [GPD]	5952,21
GPM [Gal/MSCF]	2,32

GPM TEÓRICO: SEPARADOR BIFÁSICO SP01

Moles de Gas [lbmol/hr]	196,4293
Volumen Gas [MSCFPD]	1789,716259
Volumen Líquido [GPD]	3968,138984
GPM [Gal/ MSCF]	2,217188878

GPM TOTAL: SALIDA DE SEPARADORES

GPM TOTAL [Gal/ MSCF]	2,278511456
------------------------------	--------------------

GPM TEÓRICO ESTACIÓN PICHINCHA**GPM TEÓRICO: SEPARADOR TRIFÁSICO FWK02**

Moles de Gas [lbmol/hr]	31,04
Volumen Gas [MSCFPD]	282,83
Volumen Líquido [GPD]	1175,00
GPM [Gal/ MSCF]	4,15

GPM TEÓRICO: SEPARADOR BIFÁSICO SP02

Moles de Gas [lbmol/hr]	23,2844
Volumen Gas [MSCFPD]	212,1499657
Volumen Líquido [GPD]	882,1714924
GPM [Gal/ MSCF]	4,158244803

GPM TEÓRICO: SEPARADOR BIFÁSICO SP03

Moles de Gas [lbmol/hr]	23,2844
Volumen Gas [MSCFPD]	212,1499657
Volumen Líquido [GPD]	882,1714924
GPM [Gal/ MSCF]	4,158244803

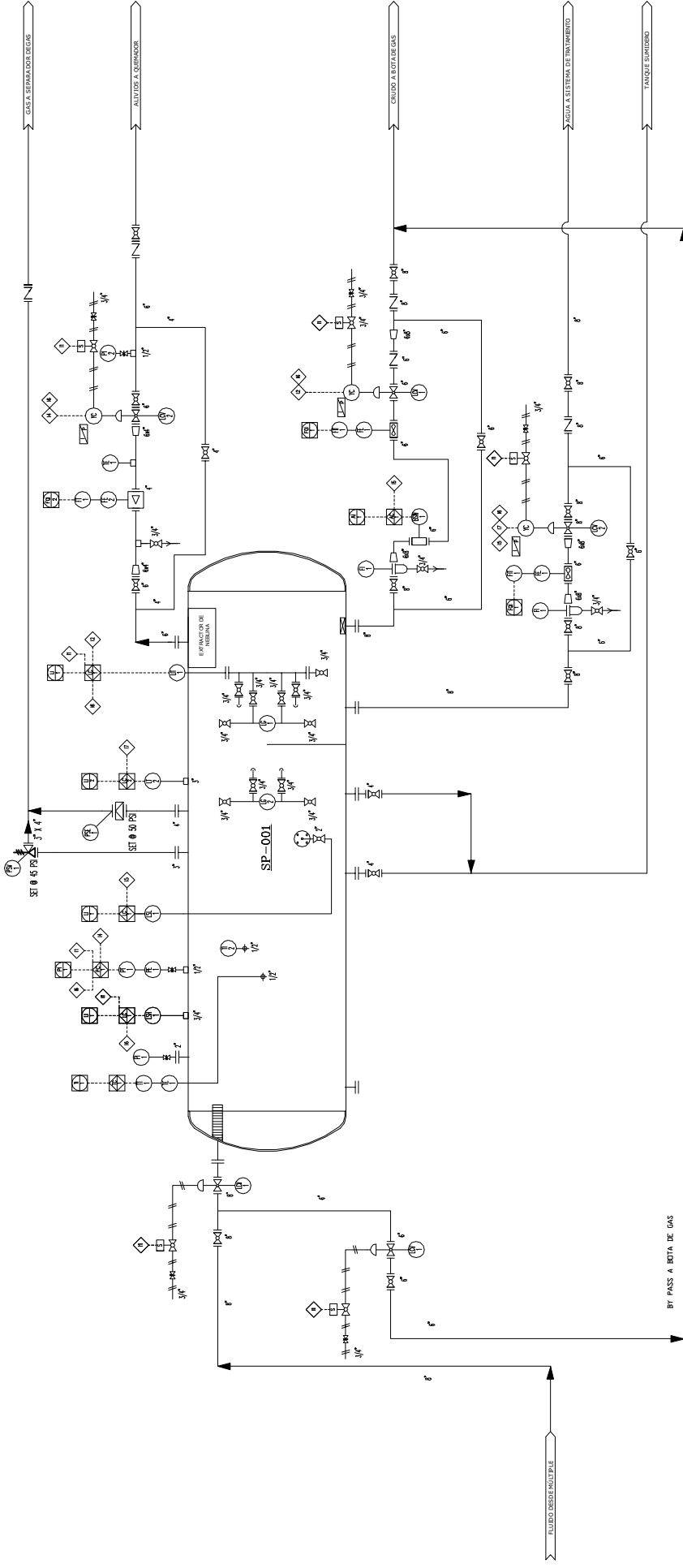
GPM TOTAL: SALIDA DE SEPARADORES

GPM TOTAL [Gal/ MSCF]	4,156696998
------------------------------	--------------------

**ANEXO 3.1. MODIFICACIÓN PROPUESTA DEL
SEPARADOR SP01 PARA OPERAR COMO TRIFÁSICO**

SP-001

SEPARADOR DE PRODUCCIÓN TRIFÁSICO



GENERAL NOTES / NOTAS GENERALES

REFERENCE DRAWINGS / PLANOS DE REFERENCIA

- DRAWING FOR:
- FOR CONSTRUCTION
 - PRELIMINARY
 - FOR INSTRUMENTATION
 - FOR INFORMATION
 - REVISION
- DESTROY PREVIOUS COPIES ONCE CHANGES HAVE BEEN CHECKED.

NO. DRAWING: _____

REVISION DATE: _____

CHECKED BY: _____

DATE: _____

PROJECT: **SEPARADOR DE PRODUCCIÓN TRIFÁSICO SP 01**

ESCUOLA POLITÉCNICA NACIONAL

SYMBOLS & GENERAL NOTES

DRAWING NO. _____

REV. _____

CÁLCULO SEPARADOR SP01: OPERA COMO TRIFÁSICO

Condiciones de Operación	Dimensiones	Lss [ft]	36
		OD [in]	118
	P. Operación [psia]		44,36
	T. Operación [°F]		91
	Diámetro de Partícula [µm]	Líquido en Gas	100
		Agua en Petróleo	500
Petróleo en Agua		150	
Dimensiones Efectivas		L _{eff} Líquido [ft]	27
		ID [in]	117
		L _{eff} Gas [ft]	27
Propiedades de los fluidos a P y T de Operación	Temperatura Pseudo-reducida		1,2388
	Presión Pseudo-reducida		0,0666
	Coeficiente de Compresibilidad (z)		0,9900
	Densidad Petróleo [lb/ft ³]		54,5372
	Densidad Agua [lb/ft ³]		63,4062
	Densidad Gas [lb/ft ³]		0,2604
	Viscosidad Petróleo [cp]		15,2026
	Viscosidad Gas [cp]		0,0099
	Coeficiente de Arrastre		3,1034
Viscosidad del Agua [cp]		0,8363	
Altura de la Interface			30
Altura de líquido en fracción			0,50
Altura del líquido en [in]			58,50
Espesor de la Capa de petróleo [in]			28,50
Área Fraccional del Líquido			0,50
Capacidad de Gas (Sección de Asentamiento Gravitacional) [MSCFPD]			49948
Altura fraccional del agua			0,256
Área fraccional del agua			0,203
Área fraccional del petróleo			0,297
Tiempo Mínimo de Retención del Petróleo [min]			9,53
Tiempo de Mínimo de Retención del Agua [min]			6,13
CAPACIDAD			
T. R. Oil [min]	Qo [BFPD]	T. R. Water [min]	Qw [BFPD]
1	153888	1	104834
2	76944	2	52417
3	51296	3	34945
4	38472	4	26208
5	30778	5	20967
6	25648	6	17472
7	21984	7	14976
8	19236	8	13104
9	17099	9	11648
10	15389	10	10483
11	13990	11	9530
12	12824	12	8736
13	11838	13	8064
14	10992	14	7488
20	7694	20	5242
30	5130	30	3494
40	3847	40	2621
50	3078	50	2097
60	2565	60	1747

**ANEXO 3.2. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE
FORMACIÓN PROPUESTO PARA LA ESTACIÓN SECOYA**

B.03
B. BOOSTER DE AGUA
CENTRALIZADO
CAP: 1172 GPM
AP: 188 PSI

B.04
B. BOOSTER DE AGUA
CENTRALIZADO
CAP: 1172 GPM
AP: 217 PSI

BC.06
B. BOOSTER DE AGUA
CENTRALIZADO
CAP: 1172 GPM
AP: 188 PSI

BC.07
B. BOOSTER DE
CAP: 400 GPM

BC.10/11
B. DE AGUA
FLOTACION
CAP: 1172 GPM

BC.12/13
B. DE AGUA
DE TANK
CAP: 110 GPM

BS.03/04
B. DE PETROLEO
REFRIGERADO
CAP: 10 GPM

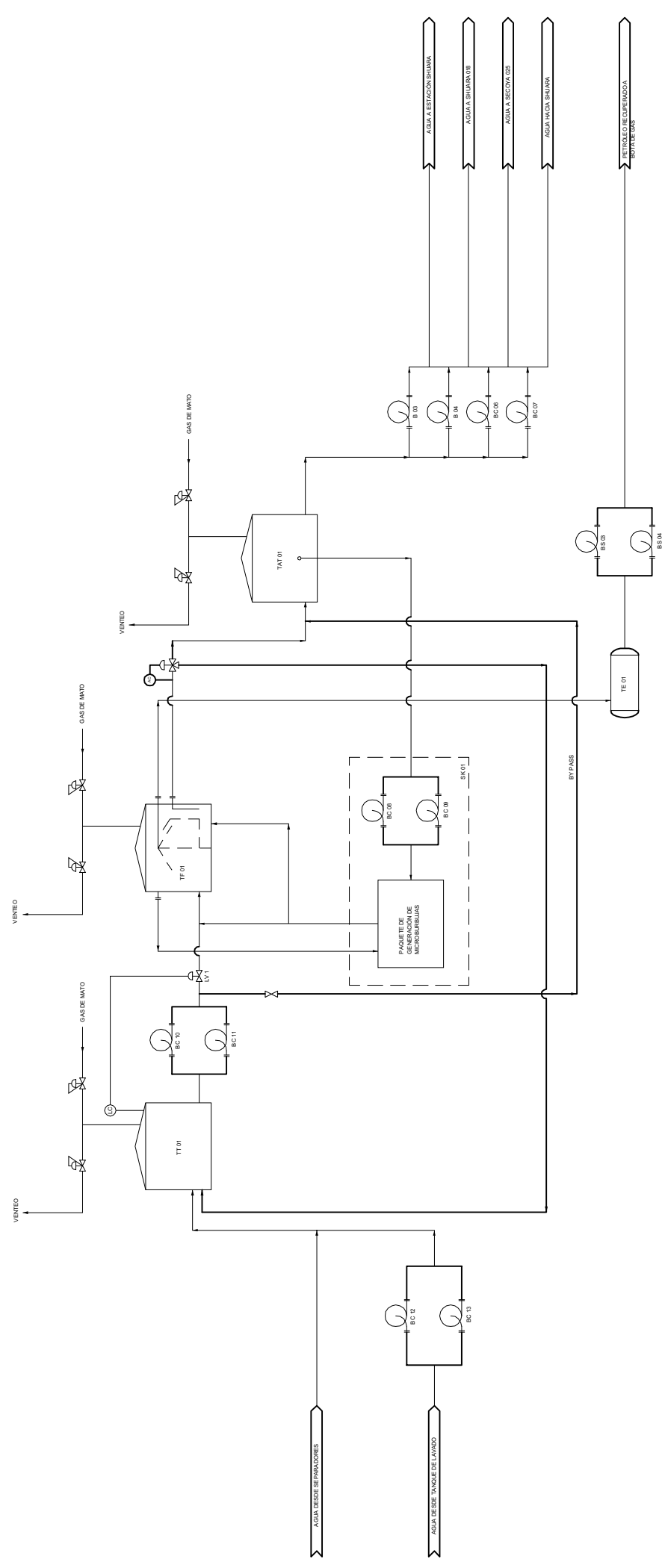
SK.01
PAQUETE DE
GENERACION DE
MICROBURBUJAS

TT.01
TANQUE DE AGUA
DE FORMACION
CAP: 12800 BLS

TF.01
TANQUE DE
FLOTACION
CAP: 4036 BLS

TAT.01
TANQUE DE
AGUAS
CAP: 12800 BLS

TE.01
TANQUE DE PETROLEO
REFRIGERADO
CAP: 10 GPM
D.L: 80" X 18"



GENERAL NOTES / NOTAS GENERALES	REFERENCE DRAWINGS / PLANOS DE REFERENCIA	DRAWING FOR:	REVISION	CHECK:	DATE	NO SCALE
		<input type="checkbox"/> PRELIMINARY <input type="checkbox"/> FOR ENGINEERING <input type="checkbox"/> FOR APPROVAL <input type="checkbox"/> FOR INFORMATION <input type="checkbox"/> FOR LISTACION <input type="checkbox"/> REVISION	<input type="checkbox"/> FOR CONSTRUCTION <input type="checkbox"/> FOR APPROVAL <input type="checkbox"/> FOR INFORMATION <input type="checkbox"/> FOR LISTACION <input type="checkbox"/> REVISION	<input type="checkbox"/> DESTROY PREVIOUS COPIES DIRECT <input type="checkbox"/> CHANGES HAVE BEEN CHECKED.	NO DRAWN: [] DATE: []	NO SCALE

PROJECT	DATE	SCALE
ESTACION DE PRODUCCION CENTRAL SECOYA		

SYMBOLS & GENERAL NOTES	
DRAWN: []	DATE: []
CHECK: []	SCALE: []
APPR: []	NO SCALE
DATE: []	
SCALE: []	
NO SCALE	

BOMBAS

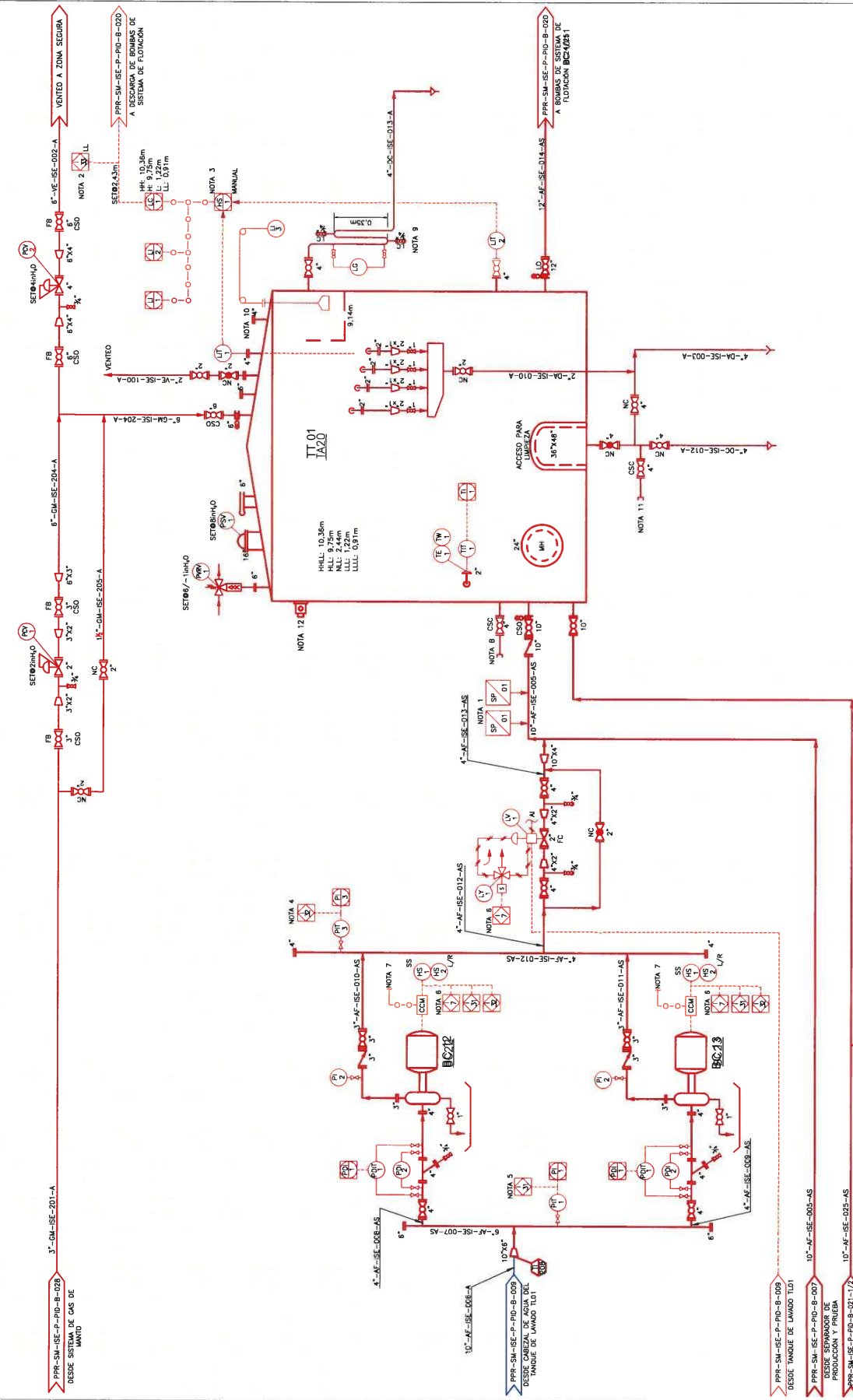
BOMBAS DE AGUA TANQUE DE LAVADO	
CENTRIFUGA	
FLUIDO	AGUA
CAPACIDAD:	25 m³/H. 110 GPM
CABEZA:	31.4 m 102.9 ft
POTENCIA:	3.6 kW 4.8 HP

TT (R4D)

TANQUE DE AGUA DE FORMACION	
TECHO FIJO	
PRESION/VACIO DISEÑO:	2 KPA/-0.15 KPa 8 inHg/-2 inHg
CAPACIDAD:	12,600 BLS
ALTURA:	10.97 m
DIAMETRO:	15.24 m 50 ft

NOTAS ESPECIFICAS

1. PUNTO DE INSTALACION DE BOMBAS Y COMPARTIMIENTO.
2. PLANEO DE BOMBAS DEL SISTEMA DE FLUJOS PARA MAYOR BAJA PERDIDA DEL TANQUE TUBO.
3. TUBERIAS DE CONTROL DE BOMBAS DEBE SER DE CUERPO SUAVE.
4. PLANEO DE BOMBAS DE FLUJO PARA MAYOR BAJA PERDIDA DE BOMBAS.
5. PLANEO DE BOMBAS DE FLUJO PARA MAYOR BAJA PERDIDA DE BOMBAS.
6. PLANEO DE BOMBAS DE FLUJO PARA MAYOR BAJA PERDIDA DE BOMBAS.
7. PLANEO DE BOMBAS DE FLUJO PARA MAYOR BAJA PERDIDA DE BOMBAS.
8. PLANEO DE BOMBAS DE FLUJO PARA MAYOR BAJA PERDIDA DE BOMBAS.
9. PLANEO DE BOMBAS DE FLUJO PARA MAYOR BAJA PERDIDA DE BOMBAS.
10. PLANEO DE BOMBAS DE FLUJO PARA MAYOR BAJA PERDIDA DE BOMBAS.
11. PLANEO DE BOMBAS DE FLUJO PARA MAYOR BAJA PERDIDA DE BOMBAS.
12. PLANEO DE BOMBAS DE FLUJO PARA MAYOR BAJA PERDIDA DE BOMBAS.



NOTAS GENERALES

1. TODAS LAS LINEAS DE AGUA DEBEN SER DE CUERPO SUAVE (SOFT BODY).
2. TODAS LAS LINEAS DE AGUA DEBEN SER DE CUERPO SUAVE (SOFT BODY).
3. TODAS LAS MONTAJES Y ACCIONES DEPARTAMENTALES ESTAN MARCADAS EN INFORMACION AF-MNT-1480 2008. REALIZADA POR SHAPIRO.

Estos datos son confidenciales de propiedad de Petroproducción y no serán revisados o otros excepto con autorización escrita de Petroproducción.

NUMERO	PLANOS Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA	INGENIERIA	FECHA	ESTADO	FECHA	FECHA	FECHA	FECHA

FACE INGENIERIA

APROBADO ORIGINAL:

ESCALA:

DIBUJO EMITIDO

AS: MNT

MA: EMBOM

MA: CDM

MA: SEBOM

MA: SEBOM

MA: SEBOM

MA: SEBOM

MA: SEBOM

PETROPRODUCCION

INDUSTRIA CONCEPCIONAL, BAÑERA Y DE DETALLE AREA LIMBIADOR

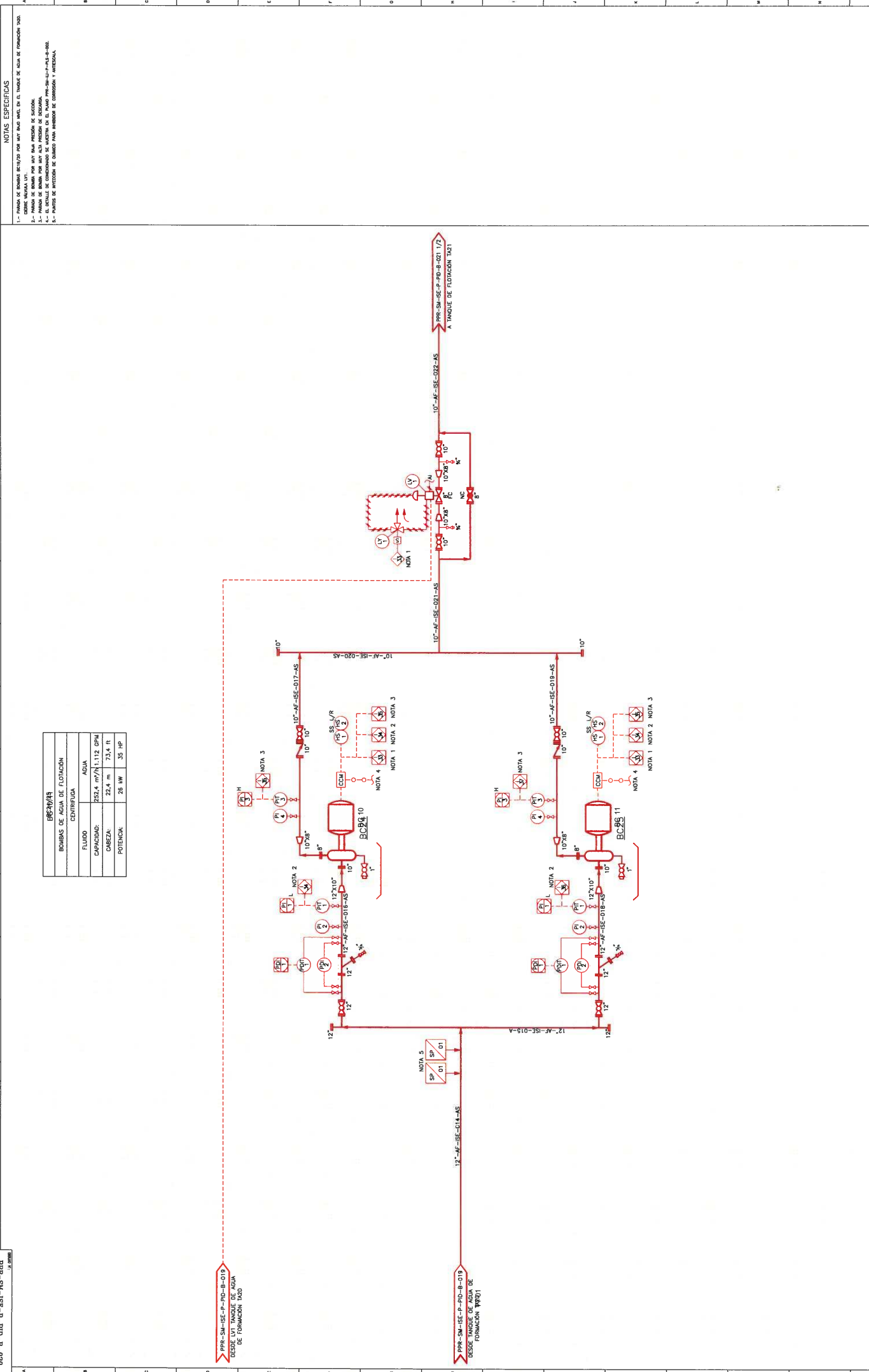
DIAGRAMA DE AGUA TANQUE LAVADO Y TANQUE AGUA DE FORMACION

BOBINA DE AGUA TANQUE LAVADO Y TANQUE AGUA DE FORMACION

PPR-SM-ISE-P-PIB-B-02B

REVISION: 1 de 1

0



BOMBAS DE AGUA DE FLOTACION	
CENTRIFUGA	
FLUIDO	AGUA
CAPACIDAD:	252.4 m ³ /H 1.12 DPM
CABEZA:	22.4 m 73.4 ft
POTENCIA:	26 kW 35 HP

PPR-SM-SE-P-PD-B-019
DESDE TANQUE DE AGUA DE FLOTACION T20

PPR-SM-SE-P-PD-B-019
DESDE TANQUE DE AGUA DE FLOTACION T21

- NOTAS ESPECIFICAS**
- 1.- PANDA DE BOMBAS ENTREGA POR MITI BANG BANG EN EL TANQUE DE AGUA DE FLOTACION T20.
 - 2.- PANDA DE BOMBAS ENTREGA POR MITI BANG BANG EN EL TANQUE DE AGUA DE FLOTACION T21.
 - 3.- PANDA DE BOMBAS ENTREGA POR MITI BANG BANG EN EL TANQUE DE AGUA DE FLOTACION T22.
 - 4.- EL DETALLE DE CONEXIONES DE LA RED EN EL PUNTO PPR-SM-SE-P-ALS-002.
 - 5.- PUNTO DE INTERSECCION DE CABLES PARA INTERIOR DE CORRIENTE Y ANTICORROSION.

NOTAS GENERALES

A.- TODOS LOS TUBOS DE LOS EQUIPOS ESTAN ANTICORROSION POR F-SECC-CCO-1. BOMBA COC
 B.- TODOS LOS TUBOS DE LOS INSTRUMENTOS ESTAN ANTICORROSION POR F-SECC-CCO-1. BOMBA COC
 C.- TODAS LAS INSTRUMENTACIONES Y ARMADURAS ANTICORROSION ESTAN MARCADA EN EL DIBUJO
 D.- AS-BM4-0020 SON, REALIZACION POR SUMINISTRO.

Estos datos son confidenciales de propiedad de Petroproducción y no serán
 remitidos o otros excepto con autorización escrita de Petroproducción.

PLANOS Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA

NÚMERO	DESCRIPCIÓN

INGENIERIA

REV.	DESEN.	REVISOR	FECHA	PROYECTOS	FECHA	FECHA
1						

DIBUJO ENTREGADO

<input type="checkbox"/> AS-BM4	<input type="checkbox"/> BOMBA FINAL
<input type="checkbox"/> BOMBA ORIGINAL	<input type="checkbox"/> BOMBA CONSTRUCCION
<input type="checkbox"/> BOMBA NUEVA	<input type="checkbox"/> BOMBA CONSTRUCCION
<input type="checkbox"/> BOMBA EXISTENTE	<input type="checkbox"/> BOMBA CONSTRUCCION

INGENIERIA

INGENIERIA CONCEPTUAL, BASICA Y DE DETALLE PARA LIBERACION

DIAGRAMA DE TUBERIAS E INSTRUMENTACION

BOMBAS DE AGUA DE FLOTACION

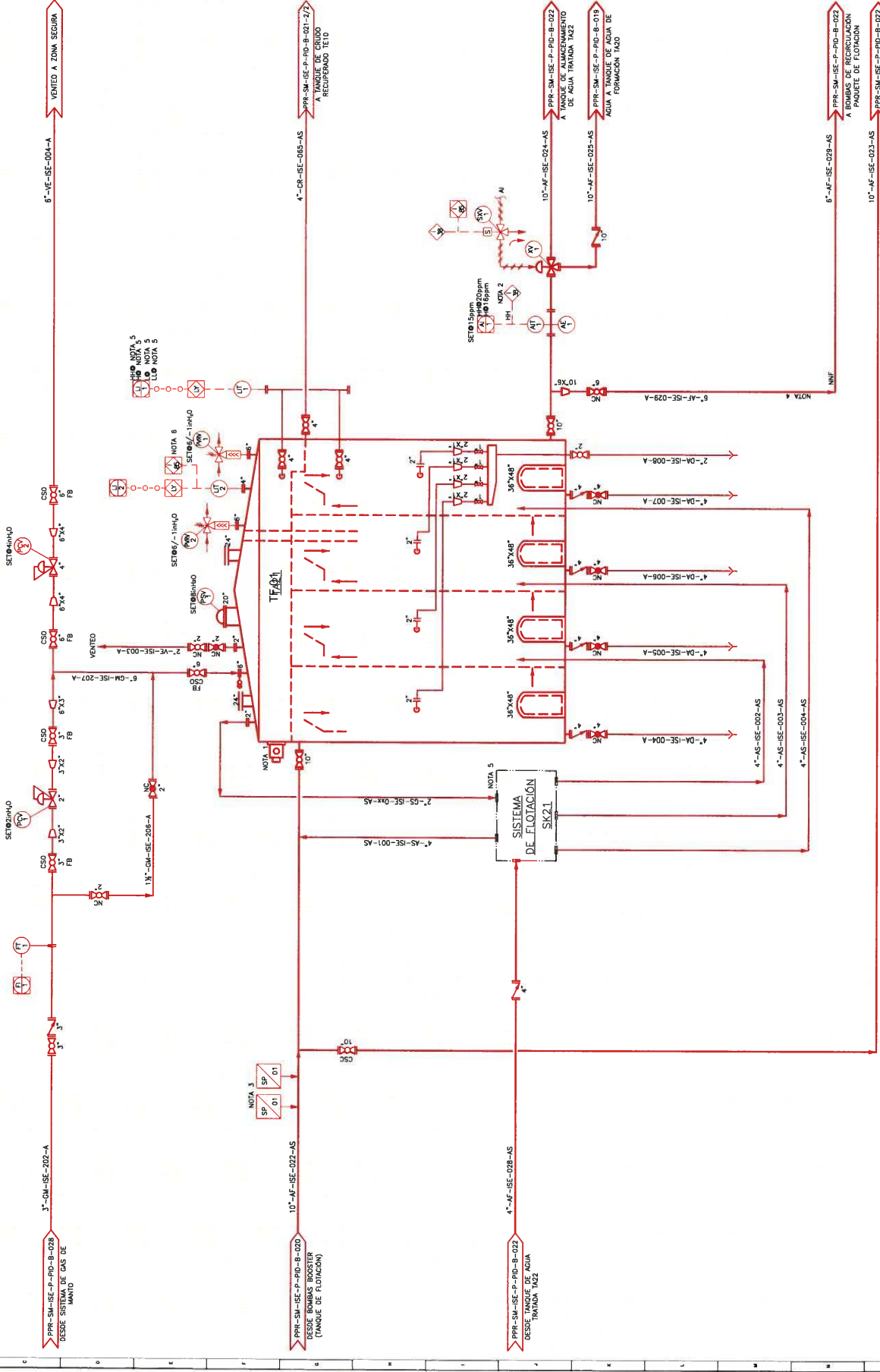
PPR-SM-SE-P-PD-B-020

HOJA: 1 DE 1

NOTAS ESPECIFICAS

- 1.- CANA DE EDIFICIO, VER PLANO PPR-SM-ISE-P-ID-B-022.
- 2.- DESDE AGUA FUERA DE ESPECIFICACION A TANQUE CUANDO APR. DE CRUDO SEA MENOR A 20 ppm.
- 3.- PUNTO DE INTERVENCION DE CONTROL PARA COMPROBACION Y MONIT.
- 4.- VER PLAN DE MONITOREO DE CRUDO Y PLAN DE REGISTRO DE OPERACIONES DEL PAQUETE DE CONTROL.
- 5.- A VERIFICAR POR EL INVENTOR.
- 6.- VERIFICACION DE AGUA FUERA DEL TANQUE DE AGUA DE FORMACION POR SER ALTA PRES. DEL TANQUE ENVI.

TITULO	
TANQUE DE FLOTACION	
TECHO FIJO	
PRESION/VACIO DESD.R: 2/-0.5 MPa/4/-2.11 MPa	
CAPACIDAD:	721.2 m ³ / 4.53A Bm
ALTURA:	10.97 m / 36 FT.
DIAMETRO:	8.14 m / 26 FT.



NOTAS GENERALES

- A.- Todas las tuberías en las plantas deben etiquetarse para ser rastreadas y mantenidas.
- B.- Todos los datos de los instrumentos deben verificarse por el proveedor antes de la construcción.
- C.- Todas las modificaciones y actualizaciones planteadas en este paquete de información deben ser aprobadas por el propietario.

Estos datos son confidenciales de propiedad de Petroproducción y no serán devueltos o citados excepto con autorización escrita de Petroproducción.

ESTADIOS

ESTADIA NUEVO

PLANOS Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA

NUMERO	DESCRIPCION	FECHA	ESCALA	PROYECTADO	REVISADO	ESCALA	PROYECTADO	REVISADO
PPR-SM-ISE-P-ID-B-022	SEMA DE CRUDO TANQUE DE FLOTACION	10/06/2008	E.O.			10/06/2008		

INGENIERIA

REV. 01

PROYECTADO: [Signature]

REVISADO: [Signature]

APROBADO: [Signature]

FECHA: 10/06/2008

ESCALA: E.O.

DIBUJO EMITIDO

AS: []

RS: []

MA: []

PA: []

OT: []

ESTADIOS

ESTADIA NUEVO

PROYECTO

INGENIERIA CONCEPTUAL BASICA Y DE DETALLE AREA LIBERTADOR

ESTACION

ESTACION DE TRATAMIENTO DE AGUA

PROYECTO

PPR-SM-ISE-P-ID-B-021

PROYECTO

INGENIERIA CONCEPTUAL BASICA Y DE DETALLE AREA LIBERTADOR

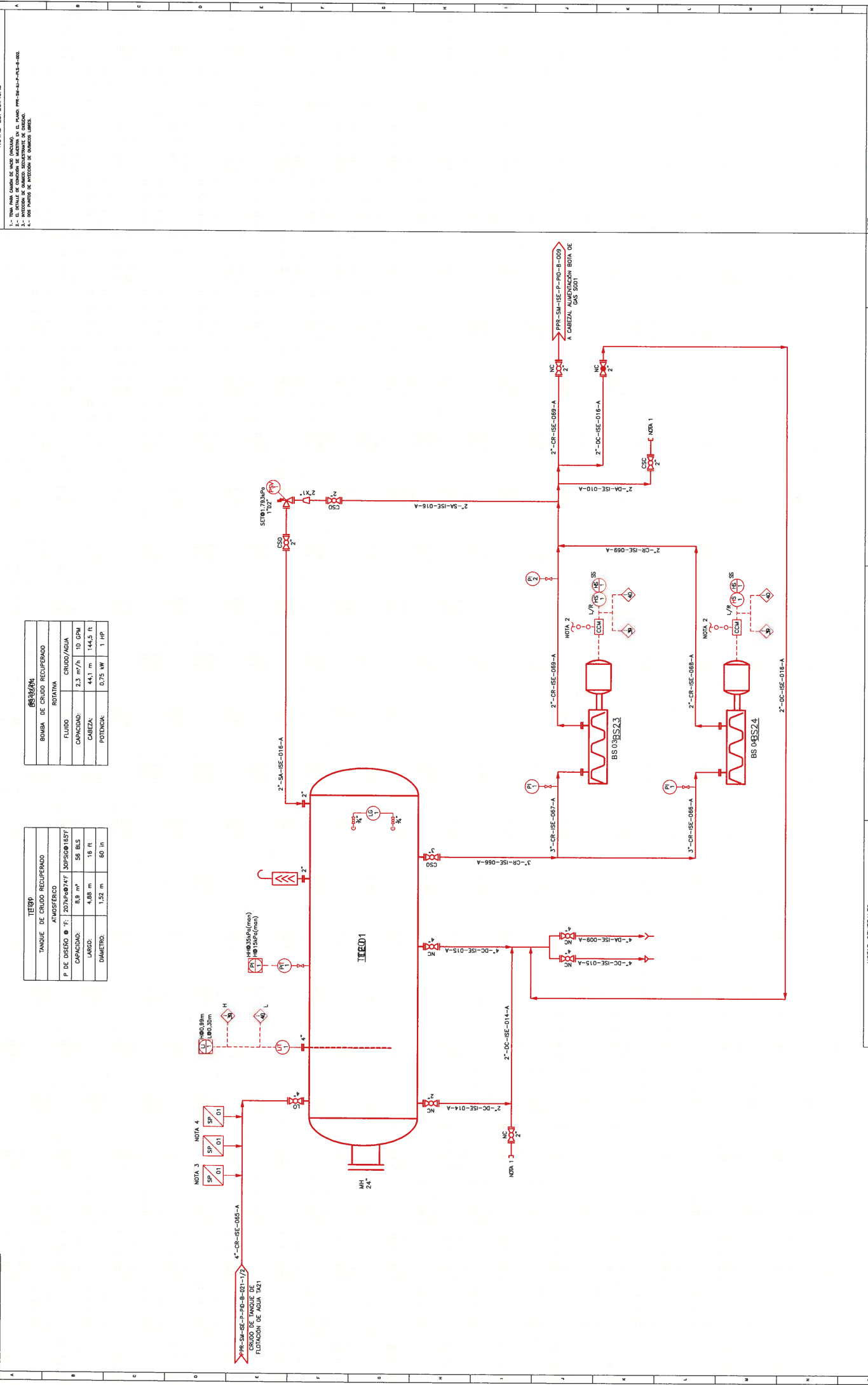
ESTACION

ESTACION DE TRATAMIENTO DE AGUA

PROYECTO

PPR-SM-ISE-P-ID-B-021

HOJA 1 de 2



BOMBA DE CRUDO RECUPERADO	
FLUIDO	CRUDO/AGUA
CAPACIDAD	2.3 m ³ /h 10 GPM
CABEZA	44.1 m 144.5 ft
POTENCIA	0.75 kW 1 HP

TANQUE DE CRUDO RECUPERADO	
P DE DISEÑO	20745.6417 kPa @ 152F
CAPACIDAD	8.0 m ³ 58 BLS
LARGO	4.88 m 16 ft
DIAMETRO	1.52 m 60 in

- NOTA 3
- NOTA 4

NOTAS ESPECIFICAS

- 1.- TAMAÑO PARA CÁLCULO DE MÓDULO.
- 2.- INSTRUCCIONES DE MONTAJE Y OPERACIÓN.
- 3.- INSTRUCCIONES DE MANTENIMIENTO DE OPERACIÓN.
- 4.- OBRAS DE MANTENIMIENTO DE EQUIPOS.

NOTAS GENERALES

A.- Todos los datos de los equipos están autorizados por P-SEZEX-0091.

B.- Todos los datos de los instrumentos están autorizados por P-SEZEX-0001, donde COC correspondiere al código de color de los instrumentos.

C.- Todos los modificaciones y adiciones planteadas están autorizadas por el personal de BELL-INDIA S.A.S. mediante un escrito.

Estos datos son confidenciales de propiedad de Petroproducción y no serán divulgados a otros entes sin la autorización escrita de Petroproducción.

PLANO	FECHA	INGENIERO	FECHA APROBADO	FECHA
0	10/04/2008	J. P. P.	10/04/2008	10/04/2008

INGENIERO EN PROYECTO

INGENIERO EN PROYECTO

INGENIERO EN PROYECTO

INGENIERO EN PROYECTO

PROYECTO: INGENIERÍA CONCEPTUAL BÁSICA Y DE DETALLES PARA LIBERADOR

ESTACION: ESTACION BECOYA

TRATAMIENTO: TRATAMIENTO DE AGUA

PROYECTO: PPR-SM-ISE-P-PID-B-021

HOJA: 2 de 2

REV: 0

220-B-01d-d-3SI-MC-Bdd
3.000

NOTAS ESPECIFICAS

1. PUNTO DE INYECCION DE QUIMICOS BOMBA Y CAMBIADOR.
2. PUNTO DE INYECCION DE QUIMICOS MEDIDA DE CONDUCCION Y ANEMIGRA MAS UN PUNTO DE INYECCION DE QUIMICO LINEA.
3. TRAYECTORIA VENT.
4. SECCION DE SERVO (UT) O (PT).
5. TRAYECTORIA VENT.
6. TRAYECTORIA VENT.
7. LA DATA DE LAS BOMBAS BREVES DEBE SER COMBINADA POR EL PROYECTISTA DEL PAQUETE DE CONTROL PARA LAS BOMBAS BREVES PARA AYUDAR A LA COORDINACION DE LA OPERACION DEL PAQUETE DE CONTROL.
8. VER DETALLE DE CONEXION EN EL DOCUMENTO PPR-SM-ISE-P-PO-B-021-1/2.
9. UNIDAD DE CONTROL, AUTOMATIZACION Y/O SERVO EN UNIDAD COMO INDICADO.

NOTA 7

BOMBAS DE RECIRCULACION (PAQUETE DE FLUJOS)

FLUIDO	AGUA
CAPACIDAD:	58.3 m ³ /h / 266.7 GPM
CARGA:	18.8 m / 61.9 ft
POTENCIA:	5.9 kW / 7.9 HP

NOTA 8

TANQUE DE AGUA TRATADA

TECHO FIJO	TECHO FLUJO
PRESION/VACIO (PSIG):	2000/-0.500
CAPACIDAD:	2.000.2 m ³ / 12.600 Bbl
ALTURA:	10.97 m / 36 ft
DIAMETRO:	15.24 m / 50 ft

NOTA 9

TANQUE DE AGUA TRATADA

TECHO FIJO	TECHO FLUJO
PRESION/VACIO (PSIG):	2000/-0.500
CAPACIDAD:	2.000.2 m ³ / 12.600 Bbl
ALTURA:	10.97 m / 36 ft
DIAMETRO:	15.24 m / 50 ft

NOTA 10

TANQUE DE AGUA TRATADA

TECHO FIJO	TECHO FLUJO
PRESION/VACIO (PSIG):	2000/-0.500
CAPACIDAD:	2.000.2 m ³ / 12.600 Bbl
ALTURA:	10.97 m / 36 ft
DIAMETRO:	15.24 m / 50 ft

NOTA 11

TANQUE DE AGUA TRATADA

TECHO FIJO	TECHO FLUJO
PRESION/VACIO (PSIG):	2000/-0.500
CAPACIDAD:	2.000.2 m ³ / 12.600 Bbl
ALTURA:	10.97 m / 36 ft
DIAMETRO:	15.24 m / 50 ft

NOTA 12

TANQUE DE AGUA TRATADA

TECHO FIJO	TECHO FLUJO
PRESION/VACIO (PSIG):	2000/-0.500
CAPACIDAD:	2.000.2 m ³ / 12.600 Bbl
ALTURA:	10.97 m / 36 ft
DIAMETRO:	15.24 m / 50 ft

NOTA 13

TANQUE DE AGUA TRATADA

TECHO FIJO	TECHO FLUJO
PRESION/VACIO (PSIG):	2000/-0.500
CAPACIDAD:	2.000.2 m ³ / 12.600 Bbl
ALTURA:	10.97 m / 36 ft
DIAMETRO:	15.24 m / 50 ft

NOTA 14

TANQUE DE AGUA TRATADA

TECHO FIJO	TECHO FLUJO
PRESION/VACIO (PSIG):	2000/-0.500
CAPACIDAD:	2.000.2 m ³ / 12.600 Bbl
ALTURA:	10.97 m / 36 ft
DIAMETRO:	15.24 m / 50 ft

NOTA 15

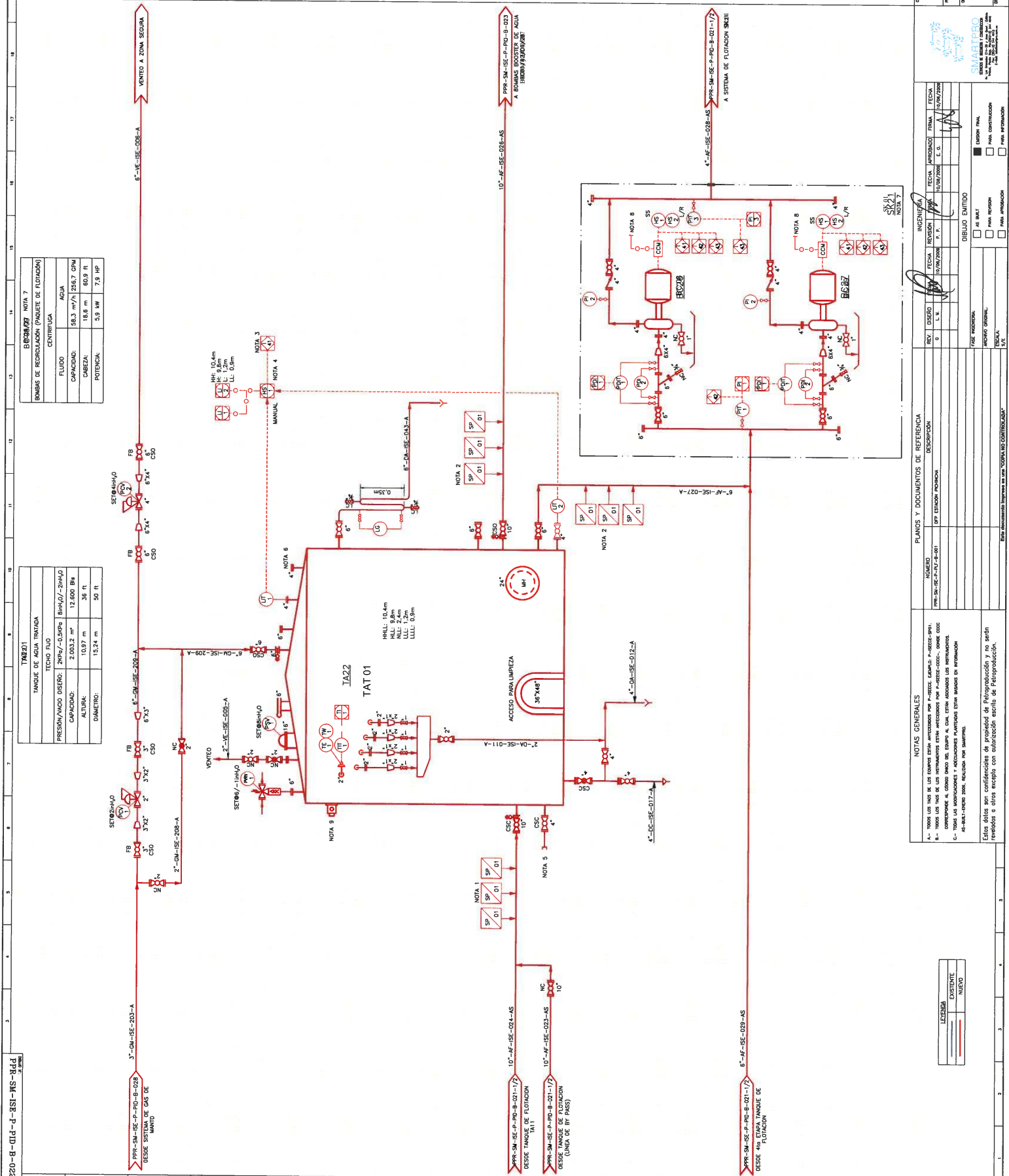
TANQUE DE AGUA TRATADA

TECHO FIJO	TECHO FLUJO
PRESION/VACIO (PSIG):	2000/-0.500
CAPACIDAD:	2.000.2 m ³ / 12.600 Bbl
ALTURA:	10.97 m / 36 ft
DIAMETRO:	15.24 m / 50 ft

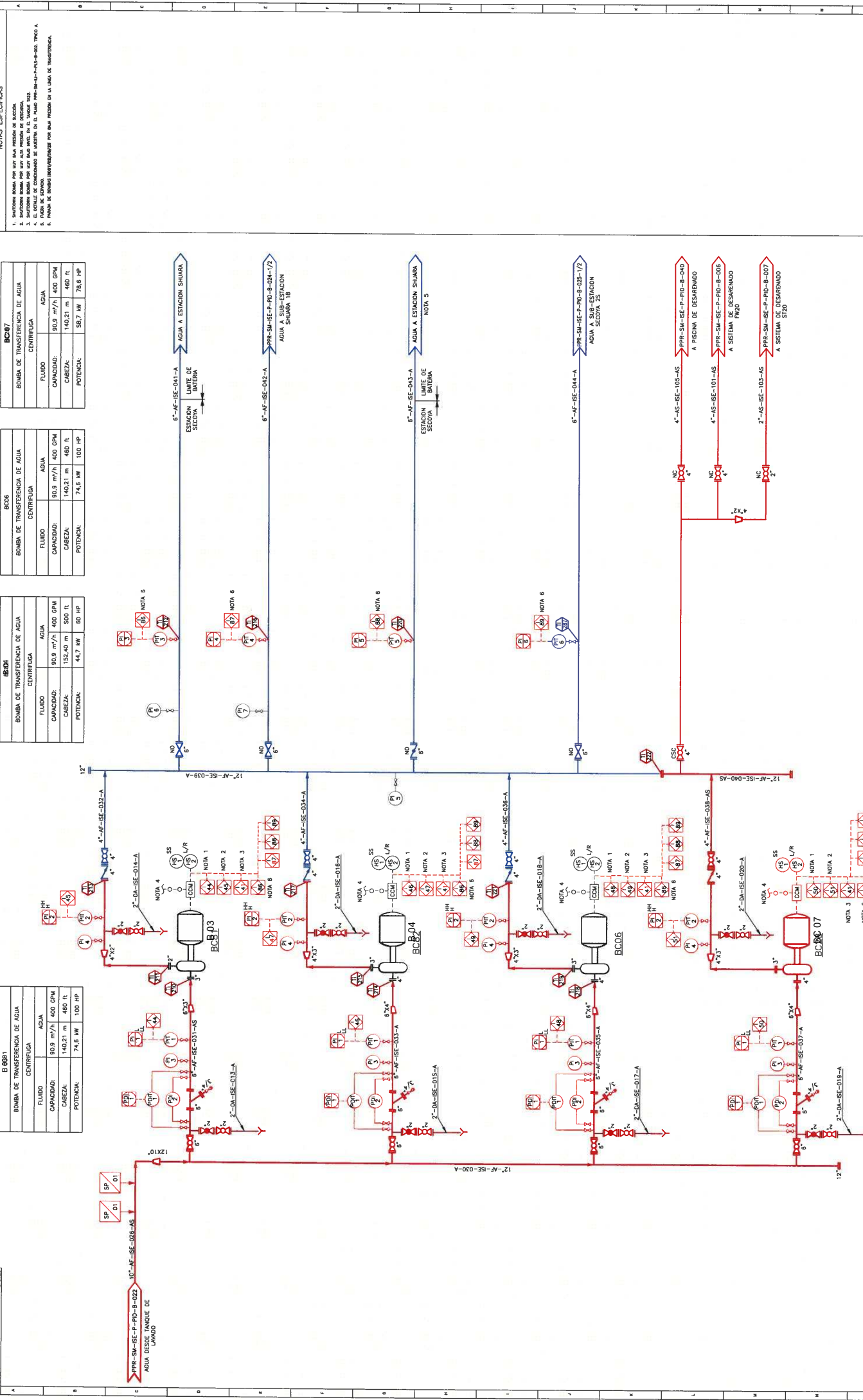
NOTA 16

TANQUE DE AGUA TRATADA

TECHO FIJO	TECHO FLUJO
PRESION/VACIO (PSIG):	2000/-0.500
CAPACIDAD:	2.000.2 m ³ / 12.600 Bbl
ALTURA:	10.97 m / 36 ft
DIAMETRO:	15.24 m / 50 ft



232 PPR-SM-ISE-P-PID-B-023 3. 4. 5. 6. 7. 8. 9. 10. 11. 12. 13. 14. 15. 16. 17. 18. 19. 20. 21. 22.



- NOTAS ESPECIFICAS**
1. INDICACION EN NEGRA PARA SU INFORMACION DE ACCION.
 2. INDICACION EN ROJO PARA SU INFORMACION DE ESTADO.
 3. EN TODAS LAS CASOS EL DISEÑO SE HA HECHO CON REFERENCIA AL MANEJO EN ESTADO DE EMERGENCIA.
 4. SE HA HECHO REFERENCIA AL ESTADO EN EL MOMENTO DE LA ELABORACION DEL DISEÑO.
 5. EN TODAS LAS CASOS EL DISEÑO SE HA HECHO CON REFERENCIA AL ESTADO EN EL MOMENTO DE LA ELABORACION DEL DISEÑO.
 6. EN TODAS LAS CASOS EL DISEÑO SE HA HECHO CON REFERENCIA AL ESTADO EN EL MOMENTO DE LA ELABORACION DEL DISEÑO.
 7. EN TODAS LAS CASOS EL DISEÑO SE HA HECHO CON REFERENCIA AL ESTADO EN EL MOMENTO DE LA ELABORACION DEL DISEÑO.
 8. EN TODAS LAS CASOS EL DISEÑO SE HA HECHO CON REFERENCIA AL ESTADO EN EL MOMENTO DE LA ELABORACION DEL DISEÑO.
 9. EN TODAS LAS CASOS EL DISEÑO SE HA HECHO CON REFERENCIA AL ESTADO EN EL MOMENTO DE LA ELABORACION DEL DISEÑO.
 10. EN TODAS LAS CASOS EL DISEÑO SE HA HECHO CON REFERENCIA AL ESTADO EN EL MOMENTO DE LA ELABORACION DEL DISEÑO.

BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE AGUA

BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE AGUA	
CENTRIFUGA	
FLUIDO	AGUA
CAPACIDAD	90.9 m ³ /h 400 GPM
CABEZA	140.21 m 460 FT
POTENCIA	357 KW 480 HP

BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE AGUA

BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE AGUA	
CENTRIFUGA	
FLUIDO	AGUA
CAPACIDAD	90.9 m ³ /h 400 GPM
CABEZA	140.21 m 460 FT
POTENCIA	74.6 KW 100 HP

BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE AGUA

BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE AGUA	
CENTRIFUGA	
FLUIDO	AGUA
CAPACIDAD	90.9 m ³ /h 400 GPM
CABEZA	140.21 m 460 FT
POTENCIA	44.7 KW 60 HP

BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE AGUA

BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE AGUA	
CENTRIFUGA	
FLUIDO	AGUA
CAPACIDAD	90.9 m ³ /h 400 GPM
CABEZA	140.21 m 460 FT
POTENCIA	74.6 KW 100 HP

LEGENDA

EXISTENTE

NUOVO

INGENIERIA CONCEPTUAL BÁSICA Y DE DETALLE ABMA LIBERTADOR

ESTACION DE TRANSFERENCIA DE AGUA (TRT) PARA EL MANEJO DEL ORO

DIAGRAMAS DE TUBERIAS E INSTRUMENTACION

PROYECTO: PPR-SM-ISE-P-PID-B-023

FECHA: 10/09/2008

REVISOR: [Firma]

DISEÑADOR: [Firma]

COMPROBADO: [Firma]

APROBADO: [Firma]

ESTADO: [Firma]

ESCALA: 1/1

INDICACIONES: AS BILLY, PAS REVISION, PAS APROBACION

APROBADO: PAS REVISION, PAS APROBACION

NOTAS GENERALES

A. TODOS LOS TUBOS DE LOS QUE SE TIENEN QUE VERIFICAR EN EL MOMENTO DE LA ELABORACION DEL DISEÑO DEBE SER CONFORME A LAS ESPECIFICACIONES DEL PROYECTO.

B. TODOS LOS TUBOS DE LOS QUE SE TIENEN QUE VERIFICAR EN EL MOMENTO DE LA ELABORACION DEL DISEÑO DEBE SER CONFORME A LAS ESPECIFICACIONES DEL PROYECTO.

C. TODOS LOS INSTRUMENTOS Y ACCESORIOS QUE SE TIENEN QUE VERIFICAR EN EL MOMENTO DE LA ELABORACION DEL DISEÑO DEBE SER CONFORME A LAS ESPECIFICACIONES DEL PROYECTO.

PLANOS Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA

NUMERO	DESCRIPCION

INGENIERIA

REV	DESIGN	FECHA	REVISION	FECHA	REVISION	FECHA	REVISION
0							
1							

DIBUJO EMITIDO

AS BILLY

PAS REVISION

PAS APROBACION

Este documento pertenece a las corporaciones controladas.

Estos datos son confidenciales de propiedad de Petroproducción y no serán vendidos o otros excepto con autorización escrita de Petroproducción.

**ANEXO 3.3. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE
FORMACIÓN PROPUESTO PARA LA ESTACIÓN
PICHINCHA**

BC 18/12
B. RECIRCULACION DE AGUA CENTRIFUGA
CAP: 2531.7 GPM

BS 05/06
B. DE CRUDO RECUPERADO
CAP: 10 GPM

BC 20/21
B. BOOSTER DE AGUA CENTRIFUGA
CAP: 841.7 GPM

BC 18/17
B. DE AGUA DE FLOTACION CENTRIFUGA
CAP: 911.7 GPM

BC 14/15
B. DE AGUA DE TANKER LAVADO CENTRIFUGA
CAP: 803 GPM

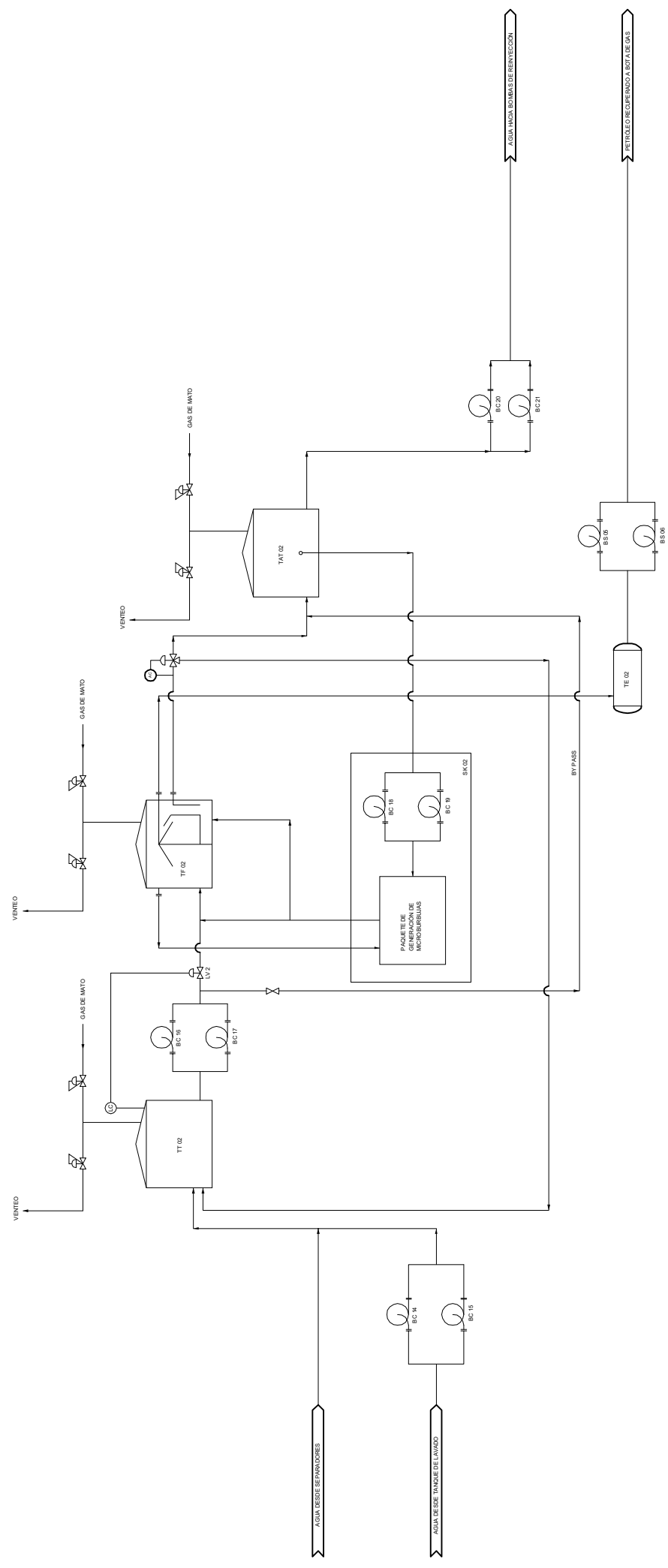
SK 02
PAQUETE DE GENERACION DE MICROBURBUJAS

TF 02
TANQUE DE FLOTACION
CAP: 4530 BLS

TT 02
TANQUE DE AGUA DE FORMACION
CAP: 3008 BLS

TAT 02
TANQUE DE AGUA DE FLOTACION
CAP: 3581.5 BLS

TE 02
TANQUE DE PETROLEO RECUPERADO ATMOSFERICO
CAP: 581.5 BLS
D A L 07 A 18



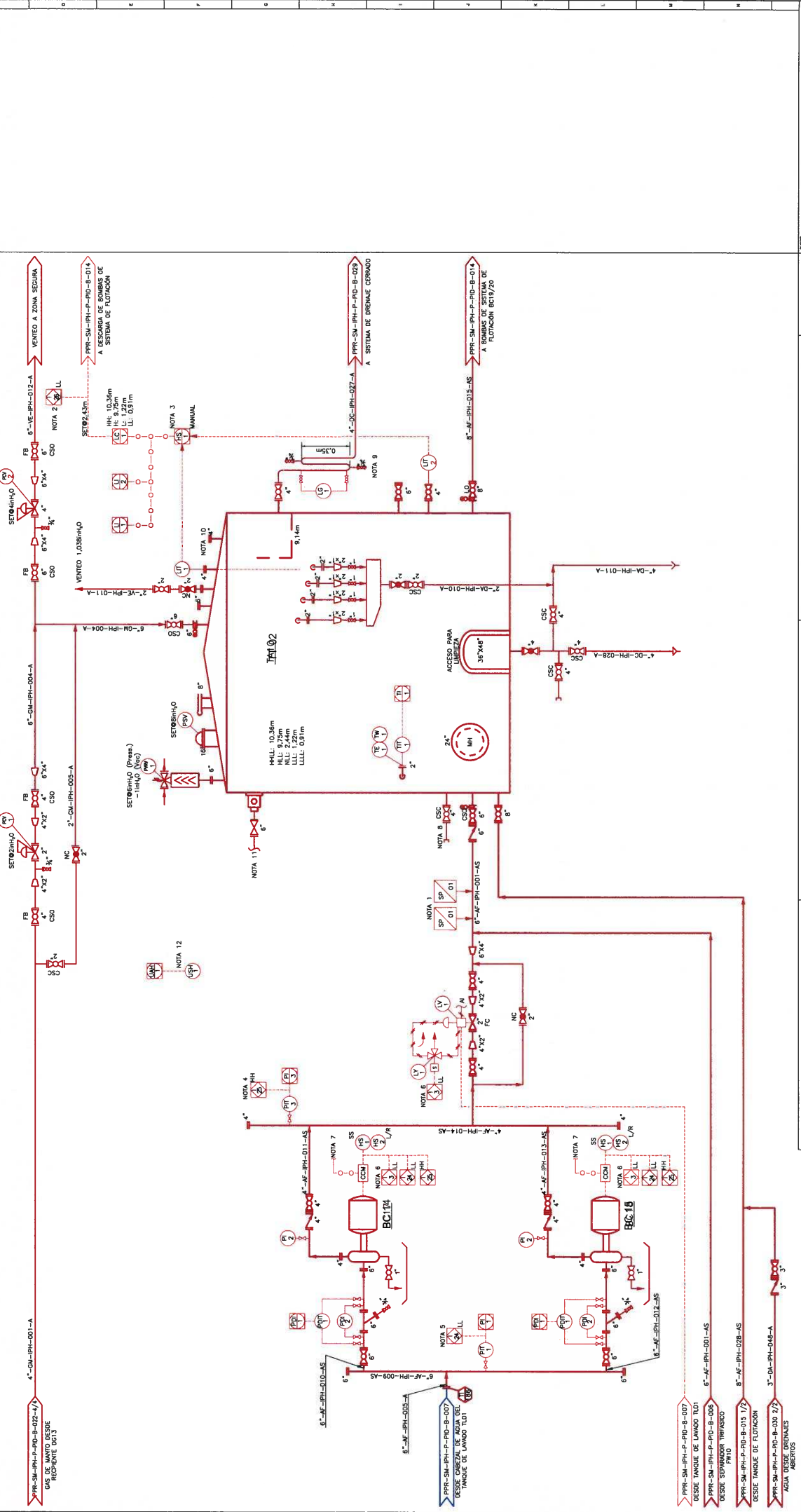
GENERAL NOTES / NOTAS GENERALES	REFERENCE DRAWINGS / PLANOS DE REFERENCIA	DRAWING FOR: <input type="checkbox"/> PRELIMINARY <input type="checkbox"/> FOR ENGINEERING <input type="checkbox"/> FOR APPROVAL <input type="checkbox"/> FOR INFORMATION <input type="checkbox"/> REVISION	FOR: <input type="checkbox"/> SANITATION <input type="checkbox"/> PARA CONSTRUCCION <input type="checkbox"/> FOR APPROVAL <input type="checkbox"/> PARA APROBACION <input type="checkbox"/> FOR INFORMATION <input type="checkbox"/> PARA INFORMACION	NO. CHANGES HAVE BEEN CHECKED.	REVISION	CHECKED:	DATE:	APPROVED:	DATE:	SCALE:	NO. SCALE:
ESTACION DE PRODUCCION PICHINCHA											
PROJECT PRELIMINARY											
SYMBOLS & GENERAL NOTES											
DRAWN BY: []											
REV. []											

TMQ2

TANQUE DE AGUA DE FORMACION	
TECHO FIJO	
PRESION/ACID. OPER.: 2 MPa/-0.13 MPa	8 mH ₂ O/-2 mH ₂ O
CAPACIDAD:	8,000 BLS
ALTIMETRO:	10,97 m
CAPACIDAD MAX. OPER.:	12,19 m
DIAMETRO:	40 ft.

BEB12/18

BOMBAS DE AGUA DE FORMACION	
CENTRIFUGA	
FLUIDO:	AGUA
CAPACIDAD:	18.2 m ³ /H (80.3 GPM)
CAREZA:	9.6 m (31.5 ft)
POTENCIA:	1 kW (1.3 HP)



- NOTAS ESPECIFICAS**
1. VALVES DE SECCION DE SECCION DESEQUE: 1. OPERACION.
 2. MANEJO DE AGUA DE SECCION DE SECCION DESEQUE: 1. OPERACION.
 3. SECCION DE LA SECCION DE CONTROL: SECCION DESEQUE (V) O (V).
 4. MANEJO DE SECCION DESEQUE: 1. OPERACION.
 5. MANEJO DE SECCION DESEQUE: 1. OPERACION.
 6. MANEJO DE SECCION DESEQUE: 1. OPERACION.
 7. MANEJO DE SECCION DESEQUE: 1. OPERACION.
 8. MANEJO DE SECCION DESEQUE: 1. OPERACION.
 9. MANEJO DE SECCION DESEQUE: 1. OPERACION.
 10. MANEJO DE SECCION DESEQUE: 1. OPERACION.
 11. MANEJO DE SECCION DESEQUE: 1. OPERACION.
 12. MANEJO DE SECCION DESEQUE: 1. OPERACION.

SMARTPRO

DIAGRAMA CONCEPTUAL BASE Y DE INSTALACION DE BOMBAS BOOSTER Y TANQUE DE AGUA DE FORMACION

PPR-SM-IPH-P-PID-B-013

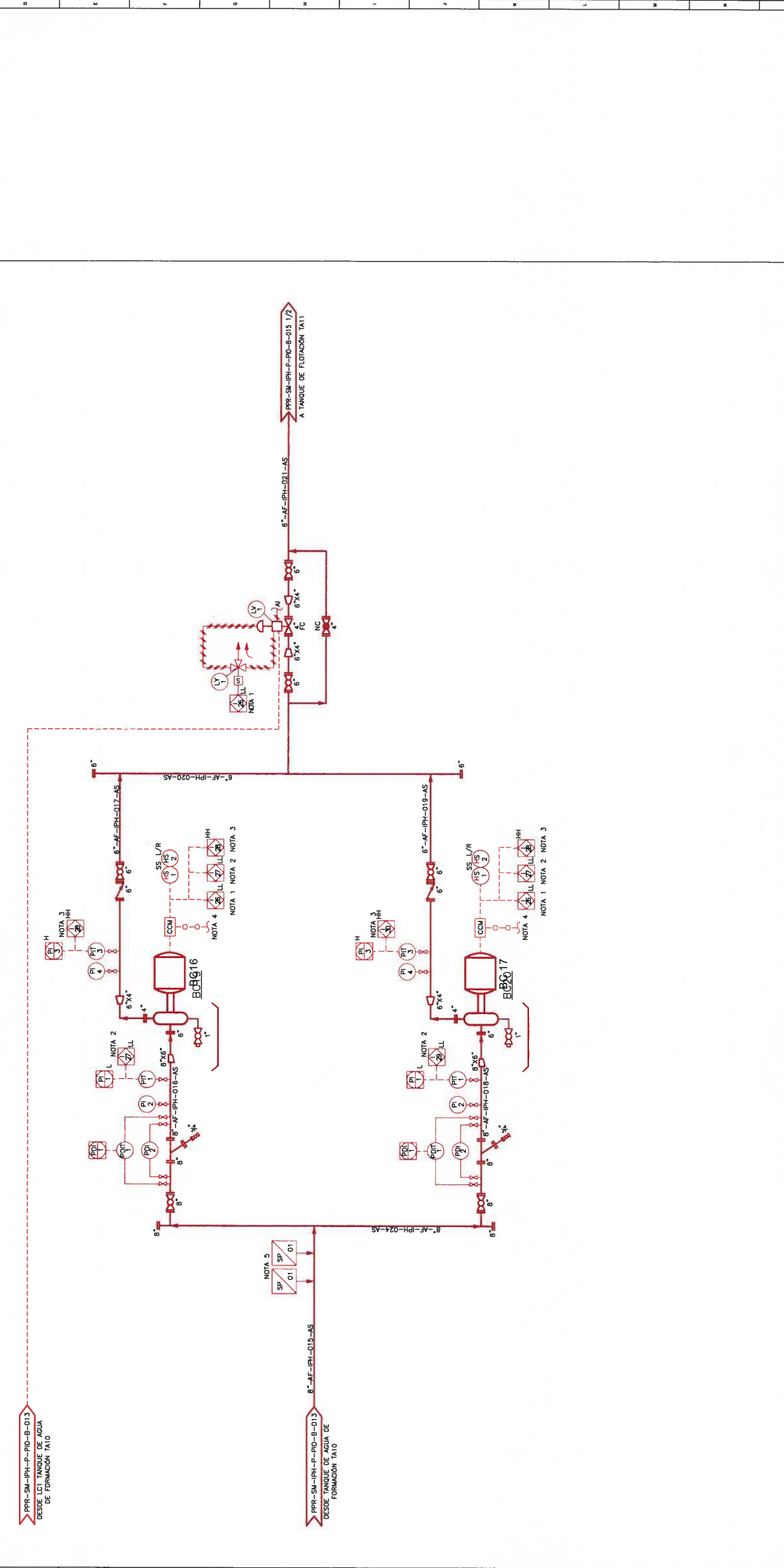
REV. 1 DE 1

10-B-011-1-H2-WS-H2F

NOTAS ESPECIFICAS

1.- TUBERIA DE BOMBAS INSTALADA POR MAYOR BARRERA EN EL TUBO DE AGUA DE FORMACION TAI0.
 2.- TUBERIA DE BOMBAS INSTALADA POR MAYOR BARRERA EN EL TUBO DE AGUA DE FORMACION TAI0.
 3.- TUBERIA DE BOMBAS INSTALADA POR MAYOR BARRERA EN EL TUBO DE AGUA DE FORMACION TAI0.
 4.- TUBERIA DE BOMBAS INSTALADA POR MAYOR BARRERA EN EL TUBO DE AGUA DE FORMACION TAI0.
 5.- PUNTO DE ENTRADA DE CUALQUIER TUBERIA EN EL TUBO DE AGUA DE FORMACION TAI0.

EBC 198/219	
BOMBAS DE AGUA A FLUJACION CENTRIFUGA	
FLUIDO:	AGUA
CAPACIDAD:	145,7 m ³ /h / 641,7 GPM
CABEZA:	21,3 m / 69,8 ft
POTENCIA:	16,9 kW / 22,7 HP



NOTAS GENERALES

A- TODOS LOS TIPOS DE LOS EQUIPOS ESTAN ENTREGADOS POR A-IMPACTO, EXCEPTO: P-IMPACTO-001
 B- TODOS LOS TIPOS DE LOS EQUIPOS ESTAN ENTREGADOS POR A-IMPACTO, EXCEPTO: P-IMPACTO-001
 C- TODOS LOS TIPOS DE LOS EQUIPOS ESTAN ENTREGADOS POR A-IMPACTO, EXCEPTO: P-IMPACTO-001

Estos datos son confidenciales de propiedad de Petroproduccion y no seran
 reutilizados o otros excepto con autorizacion escrita de Petroproduccion.

ESTADO: EXISTENTE NUEVO

INGENIERIA: DISEÑO REVISION DIBUJO EMITIDO

FECHA: 19/09/2006

REV. 0

FECHA: 19/09/2006

REV. 1

FECHA: 19/09/2006

REV. 2

FECHA: 19/09/2006

REV. 3

FECHA: 19/09/2006

REV. 4

FECHA: 19/09/2006

REV. 5

FECHA: 19/09/2006

REV. 6

FECHA: 19/09/2006

REV. 7

FECHA: 19/09/2006

REV. 8

FECHA: 19/09/2006

REV. 9

FECHA: 19/09/2006

REV. 10

FECHA: 19/09/2006

REV. 11

FECHA: 19/09/2006

REV. 12

FECHA: 19/09/2006

REV. 13

FECHA: 19/09/2006

REV. 14

FECHA: 19/09/2006

REV. 15

FECHA: 19/09/2006

REV. 16

FECHA: 19/09/2006

REV. 17

FECHA: 19/09/2006

REV. 18

FECHA: 19/09/2006

REV. 19

FECHA: 19/09/2006

REV. 20

FECHA: 19/09/2006

REV. 21

FECHA: 19/09/2006

REV. 22

FECHA: 19/09/2006

REV. 23

FECHA: 19/09/2006

REV. 24

FECHA: 19/09/2006

REV. 25

FECHA: 19/09/2006

REV. 26

FECHA: 19/09/2006

REV. 27

FECHA: 19/09/2006

REV. 28

FECHA: 19/09/2006

REV. 29

FECHA: 19/09/2006

REV. 30

FECHA: 19/09/2006

REV. 31

FECHA: 19/09/2006

REV. 32

FECHA: 19/09/2006

REV. 33

FECHA: 19/09/2006

REV. 34

FECHA: 19/09/2006

REV. 35

FECHA: 19/09/2006

REV. 36

FECHA: 19/09/2006

REV. 37

FECHA: 19/09/2006

REV. 38

FECHA: 19/09/2006

REV. 39

FECHA: 19/09/2006

REV. 40

FECHA: 19/09/2006

REV. 41

FECHA: 19/09/2006

REV. 42

FECHA: 19/09/2006

REV. 43

FECHA: 19/09/2006

REV. 44

FECHA: 19/09/2006

REV. 45

FECHA: 19/09/2006

REV. 46

FECHA: 19/09/2006

REV. 47

FECHA: 19/09/2006

REV. 48

FECHA: 19/09/2006

REV. 49

FECHA: 19/09/2006

REV. 50

FECHA: 19/09/2006

REV. 51

FECHA: 19/09/2006

REV. 52

FECHA: 19/09/2006

REV. 53

FECHA: 19/09/2006

REV. 54

FECHA: 19/09/2006

REV. 55

FECHA: 19/09/2006

REV. 56

FECHA: 19/09/2006

REV. 57

FECHA: 19/09/2006

REV. 58

FECHA: 19/09/2006

REV. 59

FECHA: 19/09/2006

REV. 60

FECHA: 19/09/2006

REV. 61

FECHA: 19/09/2006

REV. 62

FECHA: 19/09/2006

REV. 63

FECHA: 19/09/2006

REV. 64

FECHA: 19/09/2006

REV. 65

FECHA: 19/09/2006

REV. 66

FECHA: 19/09/2006

REV. 67

FECHA: 19/09/2006

REV. 68

FECHA: 19/09/2006

REV. 69

FECHA: 19/09/2006

REV. 70

FECHA: 19/09/2006

REV. 71

FECHA: 19/09/2006

REV. 72

FECHA: 19/09/2006

REV. 73

FECHA: 19/09/2006

REV. 74

FECHA: 19/09/2006

REV. 75

FECHA: 19/09/2006

REV. 76

FECHA: 19/09/2006

REV. 77

FECHA: 19/09/2006

REV. 78

FECHA: 19/09/2006

REV. 79

FECHA: 19/09/2006

REV. 80

FECHA: 19/09/2006

REV. 81

FECHA: 19/09/2006

REV. 82

FECHA: 19/09/2006

REV. 83

FECHA: 19/09/2006

REV. 84

FECHA: 19/09/2006

REV. 85

FECHA: 19/09/2006

REV. 86

FECHA: 19/09/2006

REV. 87

FECHA: 19/09/2006

REV. 88

FECHA: 19/09/2006

REV. 89

FECHA: 19/09/2006

REV. 90

FECHA: 19/09/2006

REV. 91

FECHA: 19/09/2006

REV. 92

FECHA: 19/09/2006

REV. 93

FECHA: 19/09/2006

REV. 94

FECHA: 19/09/2006

REV. 95

FECHA: 19/09/2006

REV. 96

FECHA: 19/09/2006

REV. 97

FECHA: 19/09/2006

REV. 98

FECHA: 19/09/2006

REV. 99

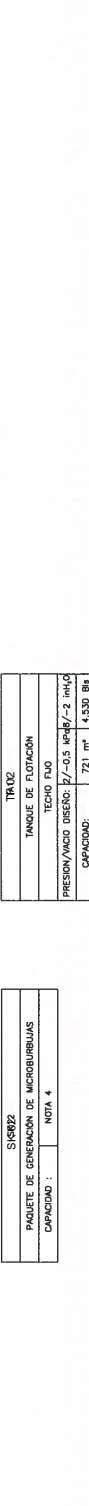
FECHA: 19/09/2006

REV. 100

FECHA: 19/09/2006

NOTAS ESPECIFICAS

1. CHAMAS DE ENTADA, VER PLANO PPR-SM-IPH-2-PID-B-015
2. SERVO AGUA PARA DE ESPERACION A TANQUE DE AGUA DE FORMACION.
3. PLANO DE INSPECCION DE OMBRO PARA CLASIFICACION Y BORDA.
4. BORDA DE INSPECCION DEL MANENTE DE GENERACION DE MICROBURBUJAS A SER ENTREGADO POR EL PROVEEDOR.
5. SERVO DE AGUA PARA EL TANQUE DE AGUA DE FORMACION TANTO POR ALTO COMO POR BAJA DEL TANQUE DE FORMACION.
6. PLAN PARA TRES SISTEMAS.



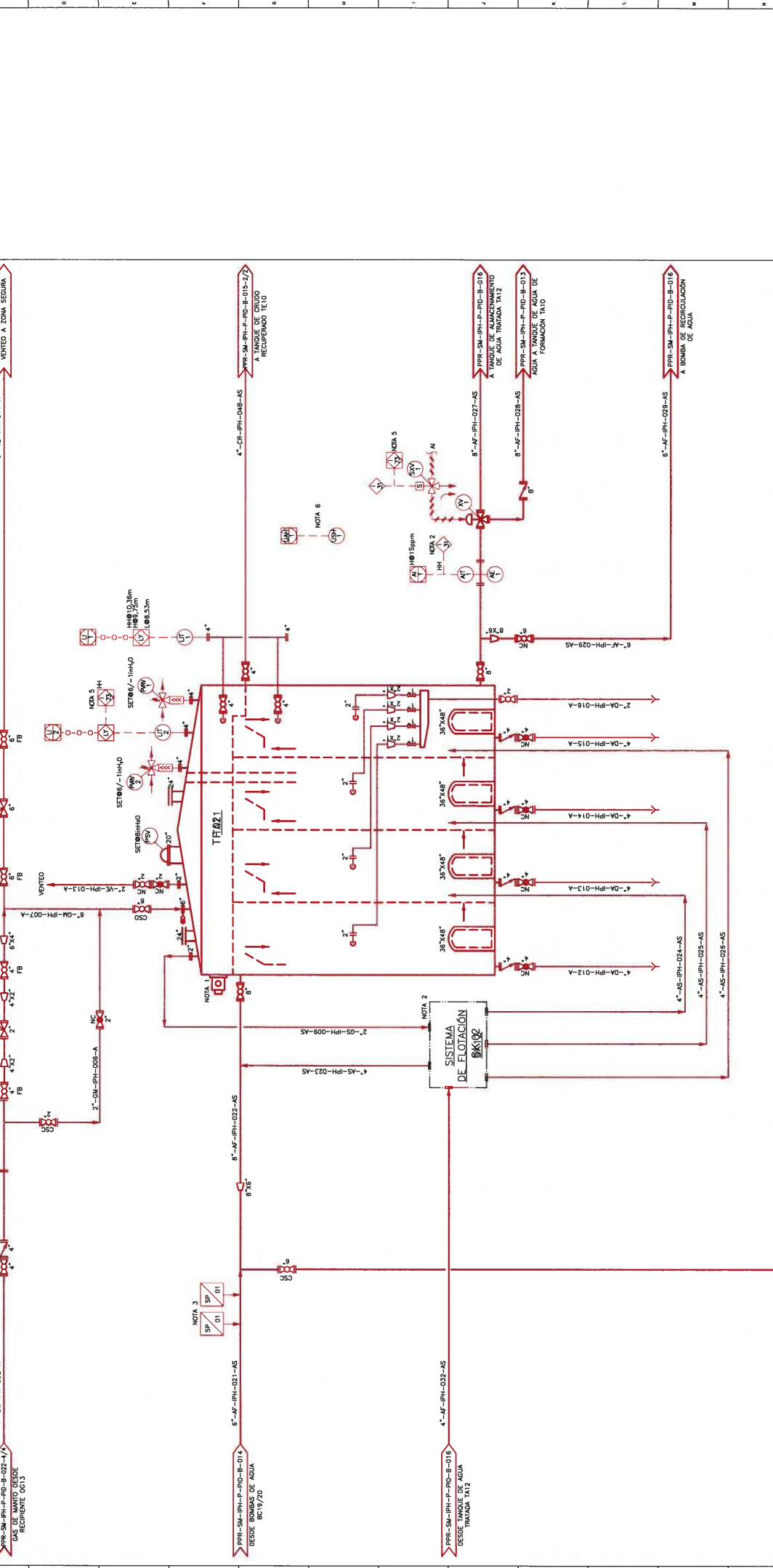
TRAZO

TANQUE DE FLOTACION
TECHO FIJO
PRESION/MODO DISEÑO: 17/0.5 MPa/B-2 INHJO
CAPACIDAD: 721 m ³
ALTURA: 10.97 m / 36 ft
DIAMETRO: 9.14 m / 30 ft

PAQUETE DE GENERACION DE MICROBURBUJAS

NOTA 4

SI/862
CAPACIDAD:



NOTAS GENERALES

A- TODOS LOS TUBOS DE LOS CUERPOS ESTAN ANTICORROSION POR EL CONTACTO DE AGUA, MEXCAL.

B- TODOS LOS TUBOS DE LOS INSTRUMENTOS ESTAN ANTICORROSION POR EL CONTACTO DE AGUA.

PLANS Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA

NUMERO	DESCRIPCION	FECHA	REVISOR	PROYECTISTA	FECHA	PROYECTISTA	FECHA	PROYECTISTA
1	PLAN DE AGUA TRATADA TAI2	10/01/2015			10/01/2015			
2	PLAN DE AGUA TRATADA TAI2	10/01/2015			10/01/2015			

INGENIERIA

SMARTPRO

INGENIERIA CONCEPTUAL BASICA Y DE DETALLE AREA LIBERTADOR

DIAGRAMA DE TUBERIAS E INSTRUMENTACION

TANQUE DE AGUA TRATADA TAI2

PROYECTO: PPR-SM-IPH-2-PID-B-015

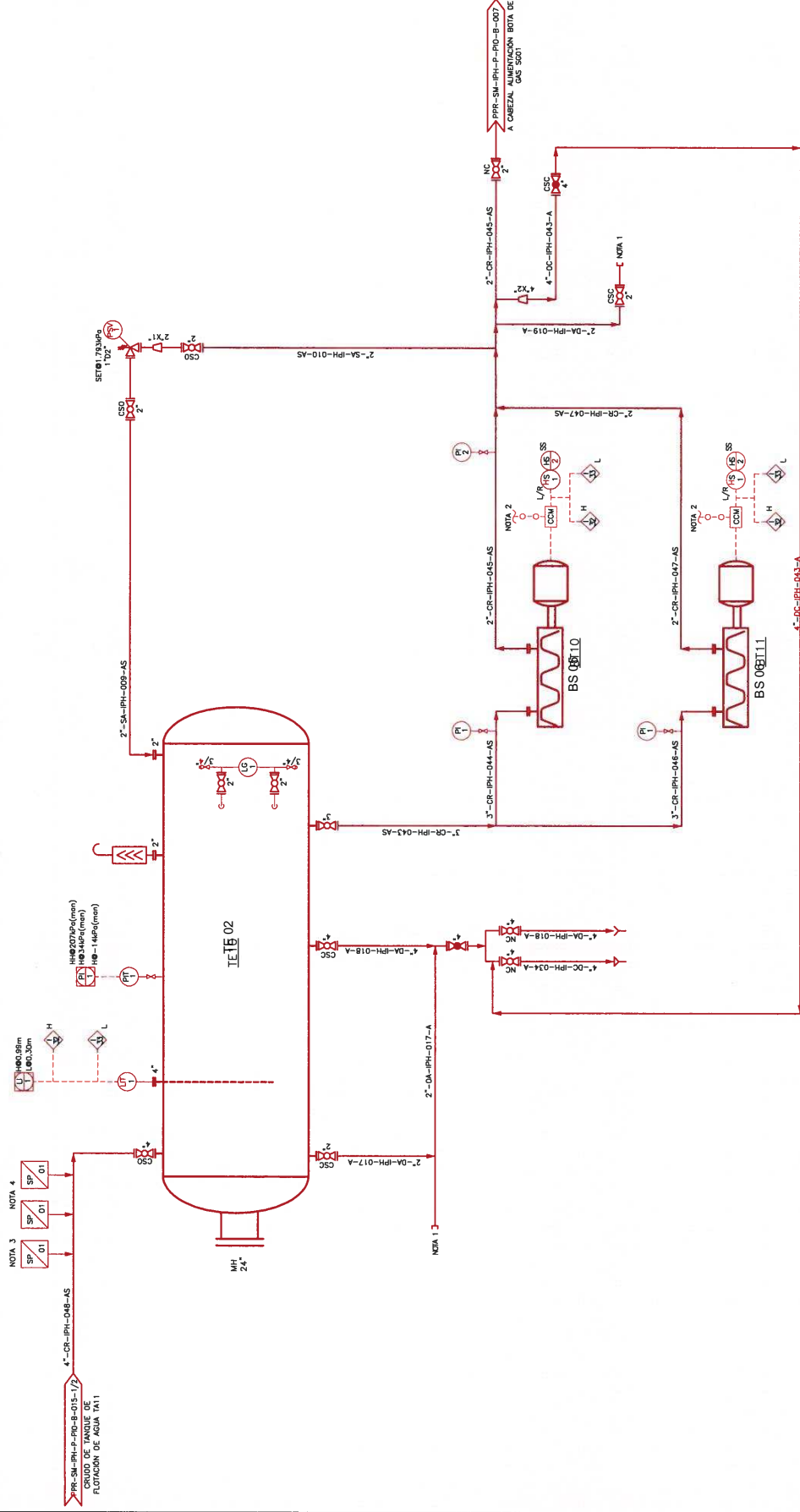
FECHA: 10/01/2015

REV: 1 de 2

- 1.- TAMAÑO CASERA DE VACIO (MEXICANA)
- 2.- EL ESTADO DE CONTROL DE MATERIA DE EL PLANO PRR-SM-LI-LI-PID-B-002.
- 3.- EL ESTADO DE CONTROL DE MATERIA DE EL PLANO PRR-SM-LI-LI-PID-B-003.
- 4.- DOS PUNTOS DE INSPECCION DE NIVEL EN LINEAS.

BOMBA DE CRUDO RECUPERADO	
BRB 092/06	ROTATIVA
FLUIDO	CRUDO/AGUA
CAPACIDAD:	2.3 m ³ /h 10 GPM
CABEZA:	23.7 m 77.8 ft
POTENCIA:	0.75 KW 1 HP

TANQUE DE CRUDO RECUPERADO	
ANISFERICO	
P. DE DISEÑO @ 1":	207MP@74F 10PSIG@155F
CAPACIDAD:	8.9 m ³ 35 BLS
LARGO:	4.08 m 16 ft
DIAMETRO:	1.52 m 60 in



NOTA 3

NOTA 4

NOTA 1

NOTA 2

SMARTPRO
INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL

REV. DISEÑO	REV. DISEÑO	REV. DISEÑO	REV. DISEÑO	REV. DISEÑO	REV. DISEÑO	REV. DISEÑO	REV. DISEÑO	REV. DISEÑO	REV. DISEÑO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

INGENIERIA: [Firma] / [Nombre]

FECHA: 20/07/2006

PROYECTO: [Nombre]

PLANO Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA:

NÚMERO	DESCRIPCIÓN

NOTAS GENERALES:

A.- TODOS LOS TAMAÑOS DE LOS COMPONENTES DEVENIRÁN POR DEFECTO, CASANDO P-ANEXOS-T-10. CASANDO P-ANEXOS-T-10. CASANDO P-ANEXOS-T-10.

B.- TODOS LOS TAMAÑOS DE LOS COMPONENTES DEVENIRÁN POR DEFECTO, CASANDO P-ANEXOS-T-10. CASANDO P-ANEXOS-T-10. CASANDO P-ANEXOS-T-10.

C.- TODOS LOS TAMAÑOS DE LOS COMPONENTES DEVENIRÁN POR DEFECTO, CASANDO P-ANEXOS-T-10. CASANDO P-ANEXOS-T-10. CASANDO P-ANEXOS-T-10.

ESTOS DATOS SON CONFIDENCIALES DE PROPIEDAD DE PETROPRODUCCION. SI SON REVISADOS O REVISADOS EN OTRAS EMPRESAS SIN EL CONSENTIMIENTO DE PETROPRODUCCION, SE CONSIDERARÁ QUE SON CONFIDENCIALES DE PETROPRODUCCION.

PETROPRODUCCION
 INGENIERIA CONCEPTUAL BÁSICA Y DE DETALLE AREA LIBERTADOR
 DIAGRAMA DE TUBERIAS E INSTRUMENTACIÓN
 TRATAMIENTO DE AGUA
 PRR-SM-IPH-P-PID-B-015

910-B-Cid-4-Idi-MS-3ad

NOTAS ESPECIFICAS

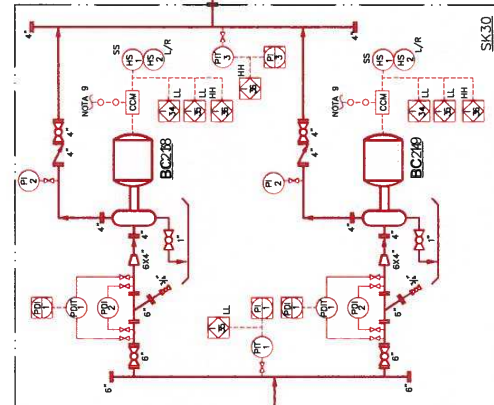
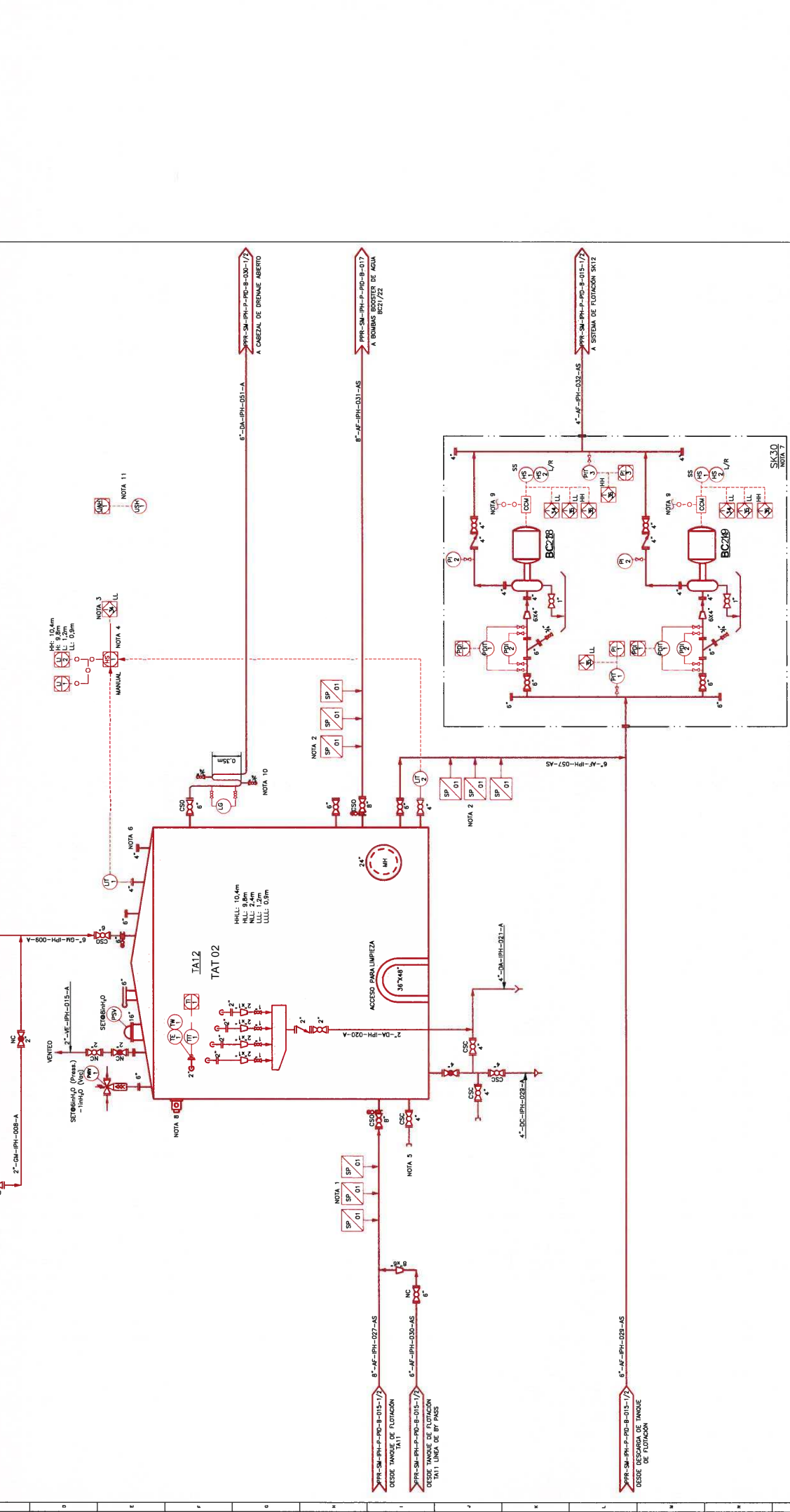
1. PUNTO DE INTERRUPCIÓN DE CARGOS IMPULSIONES Y CLAMORANTE.
2. PUNTO DE INTERRUPCIÓN DE CARGOS IMPULSIONES DE CORROSIÓN Y ANTICORROSIÓN EN EL PUNTO DE CARGA DE AGUA TRAVADA.
3. PUNTO DE INTERRUPCIÓN DE CARGOS IMPULSIONES DE CORROSIÓN Y ANTICORROSIÓN EN EL PUNTO DE CARGA DE AGUA TRAVADA (TANQUE).
4. SELECCIÓN DE SEÑAL UTI 6 IFT.
5. SELECCIÓN DE SEÑAL UTI 6 IFT.
6. SELECCIÓN DE SEÑAL UTI 6 IFT.
7. LAS BOMBAS DESEMPLEAN SUS FUNCIONES POR EL MONITOR DEL MANEJO DE OPERACIONES DE LA PLANTA, LAS BOMBAS DESEMPLEAN SUS FUNCIONES POR EL MONITOR DEL MANEJO DE OPERACIONES DE LA PLANTA, LAS BOMBAS DESEMPLEAN SUS FUNCIONES POR EL MONITOR DEL MANEJO DE OPERACIONES DE LA PLANTA.
8. SELECCIÓN DE SEÑAL UTI 6 IFT.
9. SELECCIÓN DE SEÑAL UTI 6 IFT.
10. SELECCIÓN DE SEÑAL UTI 6 IFT.
11. TIPO PARA SER EXTENDIDO.

BOMBAS DE REGULACIÓN (PAQUETE DE FLUJACIÓN)

FLUIDO	AGUA
CAPACIDAD:	58.3 m ³ /h / 256.7 GPM
CABEZAL:	18.5 m / 60.9 ft
POTENCIAL:	5.8 kW / 7.8 HP

TARJETA DE AGUA TRAVADA

TECHO END	SEÑAL	SEÑAL	SEÑAL
PRESION/CAUDAL (DISEÑO)	200% / 0.50 PSI	80% / 0.20 PSI	10.200 Bar
CAPACIDAD:	1.82 / 0.07 m ³	10.97 m	36 R
ALTURA:	10.97 m	13.72 m	45 R
DIAMETRO:	13.72 m		



NOTAS GENERALES

A TODOS LOS USUARIOS DE LOS DISEÑOS SE LES RECOMIENDA LEER EL CONJUNTO DE AREA INGENIERIA. A TODOS LOS USUARIOS DE LOS DISEÑOS SE LES RECOMIENDA LEER EL CONJUNTO DE AREA INGENIERIA. A TODOS LOS USUARIOS DE LOS DISEÑOS SE LES RECOMIENDA LEER EL CONJUNTO DE AREA INGENIERIA.

Este documento representa a una copia no controlada.

Este dibujo con modificaciones de propiedad de Petroproduccion, y es ser reproducido o distribuido sin el consentimiento escrito de Petroproduccion.

ESTADO: LEYENDA: EXISTENTE NUEVO

NUMERO	DESCRIPCION	FECHA	IMPRESION	FINA	FECHA
0	SPF ESTACION NOMBRADA	20/09/2008	1		20/09/2008

INGENIERIA: DE BATE DE SEÑAL DE AREA INGENIERIA

DIBUJO EMITIDO: AREA INGENIERIA AREA OPERACION

PROYECTO: **PPR-SM-IPH-P-PID-B-016**

CLIENTE: **INGENIERIA CONCEPTUAL BASICA Y DE DETALLE AREA LIBERADOR**

INDICACION: **DIAGRAMA DE TUBERIAS E INSTRUMENTACION TANQUE DE AGUA TRAVADA TAT2**

FECHA: **20/09/2008**

HOJA: **1** DE **1**

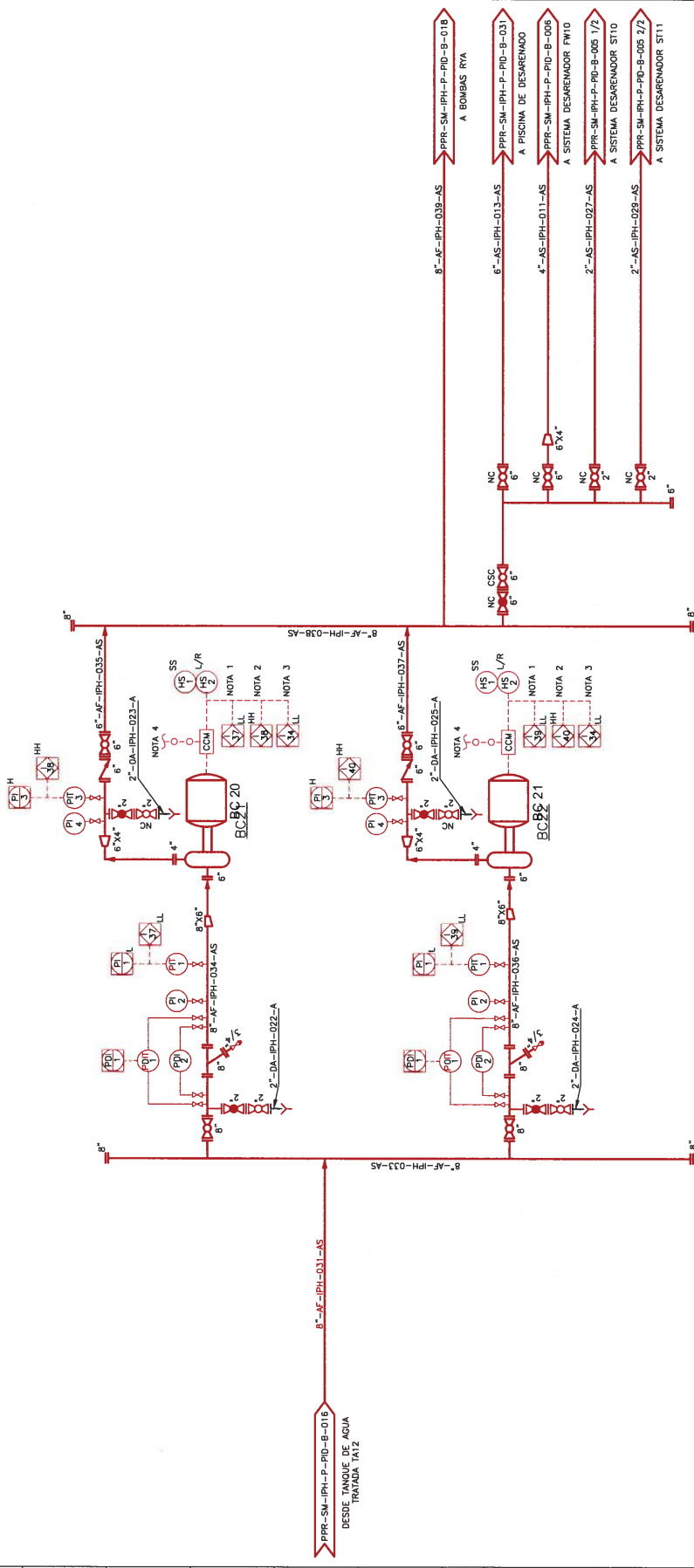
REV: **0**

170-B-014-1-PI-017

NOTAS ESPECIFICAS

1. SUSTITUIR BOMBAS POR MAYOR PRESION DE SUCCION.
2. SUSTITUIR BOMBAS POR MAYOR PRESION DE SUCCION.
3. SUSTITUIR BOMBAS POR MAYOR PRESION DE SUCCION.
4. DETALLE DE CONEXION EN PUNTO DE INTERSECCION.

BOMBAS	
BOMBA BOOSTER DE AGUA DE RVA	
FLUIDO	AGUA
CAPACIDAD:	145,7 m ³ /h 841,7 GPM
CABEZA:	65,9 m 216,2 ft
POTENCIA:	52,4 kW 70,2 HP



NOTAS GENERALES

A. TODOS LOS TUBOS DE LOS CUERPOS ESTAN ANEXADOS POR EL CODO DE ANCA INVERTIDA.

B. TODOS LOS TUBOS DE LOS INSTRUMENTOS ESTAN ANEXADOS POR P-ANNEC-COCC COMO CODO COMPENSADO A UNO DE LOS TUBOS A LOS QUE ESTAN ANEXADOS LOS INSTRUMENTOS.

INGENIERIA

REV.	DESIGNADO	FECHA	REVISADO	FECHA	APROBADO	TITULO	FECHA
1		10/07/2008		10/07/2008		INGENIERO EN INSTRUMENTACION	10/07/2008

OBJETO: BOMBAS BOOSTER DE AGUA DE BENEFICACION

PROYECTO: 170-B-014-1-PI-017

PLANOS Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA

NUMERO	DESCRIPCION

ESTADO DEL DISEÑO

EN BARRIDO
 EN REVISION
 EN APROBACION
 EN EJECUCION
 EN CANCELACION

INGENIERIA

EN BARRIDO
 EN REVISION
 EN APROBACION
 EN EJECUCION
 EN CANCELACION

SMARTPRO

EN BARRIDO
 EN REVISION
 EN APROBACION
 EN EJECUCION
 EN CANCELACION

**ANEXO 4.1 COSTOS DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO
DE AGUA DE FORMACIÓN PROPUESTO PARA LA
ESTACIÓN SECOYA**

ÍTEM	OBRA CIVIL	UNID	CANT.	P. UNIT	P. TOTAL
1	Acero de refuerzo Fy= 420 Mpa (Incluye conformado)	Kg	20.710,64	\$ 8,19	\$ 169.620,14
2	Acero de refuerzo Fy= 500 Mpa (Incluye conformado)	Kg	2.872,50	\$ 2,80	\$ 8.043,00
3	Acero Estructural A-36	Kg	6.648,88	\$ 6,70	\$ 44.547,50
4	Hormigón 180 Kg/cm2 (Incluye encofrado)	m3	74	\$ 345,31	\$ 25.552,94
5	Hormigón 210 Kg/cm2 (Incluye encofrado)	m3	264,8	\$ 490,85	\$ 129.977,08
8	Pilotaje 10" Día.	M	552	\$ 236,51	\$ 130.553,52
10	Grout	m3	1,72	\$ 1.075,00	\$ 1.849,00
11	Excavación	m3	430,84	\$ 18,60	\$ 8.013,62
12	Mejoramiento de suelos y compactación	m3	693,21	\$ 42,23	\$ 29.274,26
13	Geotextil no tejido	m2	154,91	\$ 12,03	\$ 1.863,57
14	Geomalla biaxial	m2	137,86	\$ 12,03	\$ 1.658,46
15	Liner 20 mils	m2	1.174,85	\$ 15,00	\$ 17.622,75
18	Canalón de aguas lluvias	M	20,7	\$ 59,32	\$ 1.227,92
19	Bajante de aguas lluvias	M	14,6	\$ 23,49	\$ 342,95
SUBTOTAL (USD)					\$ 570.146,71

ÍTEM	INSTALACIÓN TRATAMIENTO DE AGUA	UNID	CANT.	P. UNIT	P. TOTAL
1	PREFABRICACIÓN Y SOLDADURA DE TUBERÍA	pulg-diám	4976	\$ 45,02	\$ 224.019,52
2	MONTAJE DE EQUIPOS MAYORES	Kg	176197	\$ 0,47	\$ 82.812,59
3	MONTAJE DE TUBERÍAS Y VÁLVULAS	Kg	92702,59	\$ 8,20	\$ 760.161,24
4	MONTAJE DE ACCESORIOS MENORES DE TUBERÍA (ROSCADOS)	Kg	729,22	\$ 12,16	\$ 8.867,32
5	SAND BLASTING Y PINTURA	m2	1640,02	\$ 81,87	\$ 134.268,44
6	PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS	pulg-diám	4976	\$ 17,54	\$ 87.279,04
7	PRUEBAS HIDROSTÁTICAS	U	8	\$ 1.437,09	\$ 11.496,72
8	TUBERÍA ENTERRADA	M	200	\$ 411,02	\$ 82.204,00
9	TIE INS- HOT TAP	pulg-diám	25	\$ 1.600,11	\$ 40.002,75
SUBTOTAL (USD)					\$ 1.431.111,61

ÍTEM	SUMINISTRO DE EQUIPOS	UNID	CANT.	P. UNIT	P. TOTAL
1	TANQUES				
2	TANQUE 12600BBL ; (10,97 x Ø 15,24) m x m	U	2	\$ 557.392,00	\$ 1.114.784,00
3	TANQUE 4530BBL ; (10,97 x Ø 9,14) m x m	U	1	\$ 266.814,00	\$ 266.814,00
4	SEPARADORES, RECIPIENTES Y DEPURADORES	U			
5	RECIPIENTE DE CRUDO RECUPERADO (1,52 x Ø 4,88) m x m	U	1	\$ 48.800,00	\$ 48.800,00
6	BOMBAS				
7	BOMBA DE RECUPERACIÓN DE CRUDO 1 HP (10 GPM; TDH 128 ft)	U	2	\$ 36.478,00	\$ 72.956,00
8	BOMBA DE AGUA (A TANQUE DE FLOTACIÓN) 30 HP (1112 GPM ; TDH 74 ft)	U	2	\$ 42.539,69	\$ 85.079,38
9	BOMBA DE AGUA DE FORMACIÓN 7,5 HP (110 GPM ; 103 ft)	U	2	\$ 11.224,12	\$ 22.448,24
10	BOMBA BOOSTER DE AGUA 50 HP (550 GPM ; TDH 245 ft)	U	1	\$ 144.437,02	\$ 144.437,02
11	BOMBA BOOSTER DE AGUA 100 HP (400 GPM ; TDH 460 ft)	U	1	\$ 285.480,00	\$ 285.480,00
12	BOMBA DE RECIRCULACIÓN 10 HP (1250 GPM ; TDH 80 ft)	U	2	\$ 95.160,00	\$ 190.320,00
13	OTROS EQUIPOS				
14	PAQUETE GENERACIÓN MICROBURBUJAS	U	1	\$ 366.000,00	\$ 366.000,00
SUBTOTAL (USD)					\$ 2.597.118,64

ÍTEM	MATERIALES MECÁNICOS	UNID	CANT.	P. UNIT	P. TOTAL
1	10" Pipe Std Wt, A106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	918	\$ 119,56	\$ 109.756,08
2	12" Pipe Std Wt, A106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	130	\$ 207,40	\$ 26.962,00
3	2" Pipe SCH 80, A106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	215	\$ 17,08	\$ 3.672,20
4	3" Pipe Std Wt, A106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	27	\$ 23,18	\$ 625,86
5	4" Pipe Std Wt, A106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	582	\$ 34,16	\$ 19.881,12
6	6" Pipe Std Wt, A106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	147	\$ 54,90	\$ 8.070,30
7	8" Pipe Std Wt, A106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	5	\$ 67,10	\$ 335,50
8	10" ELL 90, ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	51	\$ 146,40	\$ 7.466,40
9	12" ELL 90, ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 414,80	\$ 1.244,40
10	2" ELL 90, ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 80	U	32	\$ 10,12	\$ 323,84
11	3" ELL 90, ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	18	\$ 8,54	\$ 153,72
12	4" ELL 90, ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	76	\$ 13,42	\$ 1.019,92
13	6" ELL 90, ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	10	\$ 23,18	\$ 231,80
14	8" ELL 90, ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 61,00	\$ 183,00
15	12" ELL 45, ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	4	\$ 207,40	\$ 829,60
16	6" ELL 45, ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	5	\$ 11,59	\$ 57,95
17	10" TEE ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	6	\$ 555,10	\$ 3.330,60
18	12" TEE ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 731,15	\$ 2.193,45
19	2" TEE ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 80	U	7	\$ 21,74	\$ 152,18
20	3" TEE ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 8,54	\$ 25,62
21	4" TEE ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	6	\$ 52,12	\$ 312,72
22	6" TEE ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	4	\$ 185,44	\$ 741,76
23	10"x6" TEE REDUCING ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	2	\$ 781,48	\$ 1.562,96
24	10"x8" TEE REDUCING ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 781,48	\$ 2.344,44
25	4"x2" TEE REDUCING ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 80	U	4	\$ 169,78	\$ 679,12
26	4"x3" TEE REDUCING ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 121,27	\$ 363,81
27	6"x4" TEE REDUCING ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 390,40	\$ 1.171,20
28	2"x1" REDUCER CONC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 80	U	4	\$ 21,74	\$ 86,96
29	3"xl 1/2" REDUCER CONC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 80	U	3	\$ 51,72	\$ 155,16
30	10"x4" REDUCER CONC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	4	\$ 12,58	\$ 50,32
31	10"x8" REDUCER CONC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 275,52	\$ 826,56
32	12"x10" REDUCER CONC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	2	\$ 386,09	\$ 772,18
33	4"x2" REDUCER CONC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 80	U	5	\$ 78,26	\$ 391,30
34	4"x2" REDUCER CONC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	2	\$ 78,26	\$ 156,52
35	4"x3" REDUCER CONC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	9	\$ 78,26	\$ 704,34
36	8"x6" REDUCER CONC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	2	\$ 167,38	\$ 334,76

ÍTEM	MATERIALES MECÁNICOS	UNID	CANT.	P. UNIT	P. TOTAL
37	12"x6" REDUCER ECC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 108,15	\$ 324,45
38	3"x1" REDUCER ECC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 80	U	3	\$ 51,72	\$ 155,16
39	4"x3" REDUCER ECC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 78,26	\$ 234,78
40	6"x3" REDUCER ECC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	2	\$ 151,67	\$ 303,34
41	6"x4" REDUCER ECC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	6	\$ 151,67	\$ 910,02
42	1 1/2" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	3	\$ 20,44	\$ 61,32
43	1" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	6	\$ 11,44	\$ 68,64
44	10" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	30	\$ 109,80	\$ 3.294,00
45	12" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	16	\$ 231,80	\$ 3.708,80
46	2" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	24	\$ 8,54	\$ 204,96
47	3" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	20	\$ 13,42	\$ 268,40
48	4" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	52	\$ 42,70	\$ 2.220,40
49	6" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro inches average arithmetic roughness height.	U	35	\$ 43,92	\$ 1.537,20
50	8" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro inches average arithmetic roughness height.	U	6	\$ 85,40	\$ 512,40
51	10" Flange Blind bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF); with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	2	\$ 109,80	\$ 219,60
52	12" Flange Blind bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro inches average arithmetic roughness height.	U	4	\$ 231,80	\$ 927,20
53	2" Flange Blind bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro inches average arithmetic roughness height.	U	2	\$ 8,54	\$ 17,08
54	3" Flange Blind bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro inches average arithmetic roughness height.	U	2	\$ 13,42	\$ 26,84
55	4" Flange Blind bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro inches average arithmetic roughness height.	U	3	\$ 42,70	\$ 128,10
56	6" Flange Blind bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro inches average arithmetic roughness height.	U	3	\$ 43,92	\$ 131,76
57	1/2"x2 3/4" Stud bolts A 193 B7 threaded full length Nuts A 194 2H, Electrocadmium plated	U	9	\$ 2,17	\$ 19,53
58	1/2"x2 1/2" Stud bolts A 193 B7 threaded full length Nuts A 194 2H, Electrocadmium plated	U	22	\$ 2,17	\$ 47,74
59	3/4"x3 3/4" Stud bolts A 193 B7 threaded full length Nuts A 194 2H, Electrocadmium plated	U	264	\$ 3,55	\$ 937,20
60	3/4"x4" Stud bolts A 193 B7 threaded full length Nuts A 194 2H, Electrocadmium plated	U	53	\$ 3,55	\$ 188,15
61	5/8"x3" Stud bolts A 193 B7 threaded full length Nuts A 194 2H, Electrocadmium plated	U	110	\$ 2,17	\$ 238,70

ITEM	MATERIALES MECÁNICOS	UNID	CANT.	P. UNIT	P. TOTAL
62	5/8"x3 1/2" Stud bolts A 193 B7 threaded full length Nuts A 194 2H, Electrocadmium plated	U	564	\$ 2,17	\$ 1.223,88
63	7/8"x4 1/2" Stud bolts A 193 B7 threaded full length Nuts A 194 2H, Electrocadmium plated	U	687	\$ 546,56	\$ 375.486,72
64	1 1/2" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks: flexitallic flexicarb CG, or aprpd eq	U	3	\$ 4,23	\$ 12,69
65	1" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks: flexitallic flexicarb CG, or aprpd eq	U	6	\$ 3,85	\$ 23,10
66	10" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks: flexitallic flexicarb CG, or aprpd eq	U	43	\$ 14,55	\$ 625,65
67	12" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks: flexitallic flexicarb CG, or aprpd eq	U	17	\$ 19,52	\$ 331,84
68	2" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks: flexitallic flexicarb CG, or aprpd eq	U	25	\$ 5,55	\$ 138,75
69	3" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks: flexitallic flexicarb CG, or aprpd eq	U	21	\$ 5,55	\$ 116,55
70	4" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks: flexitallic flexicarb CG, or aprpd eq	U	57	\$ 9,60	\$ 547,20
71	6" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks: flexitallic flexicarb CG, or aprpd eq	U	36	\$ 10,41	\$ 374,76
72	8" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks: flexitallic flexicarb CG, or aprpd eq	U	6	\$ 13,42	\$ 80,52
73	THREDOLET, 3000# FS, ASTM A-105	U	3	\$ 12,58	\$ 37,74
74	12"x3/4" THREDOLET, 3000# FS, ASTM A-105	U	14	\$ 12,58	\$ 176,12
75	4"x3/4" THREDOLET, 3000# FS, ASTM A-105	U	11	\$ 12,58	\$ 138,38
76	6"x3/4" THREDOLET, 3000# FS, ASTM A-105	U	27	\$ 12,58	\$ 339,66
77	10"x3" WELDOLET, SCH STD, ASTM A-105	U	2	\$ 144,48	\$ 288,96
78	10"x4" WELDOLET, SCH STD, ASTM A-105	U	3	\$ 144,48	\$ 433,44
79	12"x4" WELDOLET, SCH STD, ASTM A-105	U	2	\$ 108,15	\$ 216,30
80	12"x6" WELDOLET, SCH STD, ASTM A-105	U	5	\$ 108,15	\$ 540,75
81	12" BUND, SPECTACLE, 150LB, ASTM A-105	U	2	\$ 231,80	\$ 463,60
82	10" Ball valve, 150# RF, Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS bail and stem, trunnion mounted, fire tested, gear operated.	U	4	\$ 12.427,33	\$ 49.709,32
83	12" Ball valve, 150# RF, Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, trunnion mounted, fire tested, gear operated.	U	2	\$ 16.173,96	\$ 32.347,92
84	2" Ball valve, 150# RF, Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, floating ball, fire tested, lever operated.	U	10	\$ 287,95	\$ 2.879,50
85	3" Ball valve, 150# RF, Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, floating ball, fire tested, lever operated.	U	3	\$ 470,76	\$ 1.412,28
86	4" Ball valve, 150# RF, Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, floating ball, fire tested, lever operated.	U	12	\$ 695,62	\$ 8.347,44
87	6" Ball valve, 150# RF, Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, trunnion mounted, fire tested, gear operated.	U	4	\$ 4.772,27	\$ 19.089,08

ÍTEM	MATERIALES MECÁNICOS	UNID	CANT.	P. UNIT	P. TOTAL
88	2" Ball valve, 1500# RTJ, Regular port. Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, trunnion mounted, fire tested, gear operated.	U	1	\$ 2.658,77	\$ 2.658,77
89	1" Ball valve, Class 800, threaded ends, 316SS ball and stem, PTFE/FPM, floating ball, regular port, lever operated.	U	5	\$ 80,89	\$ 404,45
90	3/4" Ball valve, Class 800, threaded ends, 316SS ball and stem, PTFE/FPM, floating ball, full port, lever operated.	U	8	\$ 54,89	\$ 439,12
91	10" Check valve, 150# RF, carbon steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, bolted bonnet with 1/2" NPT tap, full opening through conduit swing check, resilient and removable seat.	U	3	\$ 1.778,00	\$ 5.334,00
92	3" Check valve, 150# RF, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, bolted bonnet with 1/2" NPT tap, full opening through conduit swing check, resilient and removable seat.	U	1	\$ 627,82	\$ 627,82
93	4" Check valve, 150J# RF, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, bolted bonnet with 1/2" NPT tap, full opening through conduit swing check, resilient and removable seat.	U	2	\$ 1.004,97	\$ 2.009,94
94	2" Globe valve, 150# RF. Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, renewable seat, OS&Y, handwheel operated.	U	5	\$ 574,12	\$ 2.870,60
95	3" Globe valve, 150# RF. Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, renewable seat, OS&Y, handwheel operated.	U	1	\$ 585,96	\$ 585,96
96	4" Globe valve, 150# RF. Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, renewable seat, OS&Y, handwheel operated.	U	5	\$ 597,80	\$ 2.989,00
97	8" Globe valve, 150# RF. Regular port. Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, renewable seat, OS&Y, handwheel operated.	U	1	\$ 1.464,00	\$ 1.464,00
98	2" Globe valve, 1500# RF, Regular port. Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, renewable seat, OS&Y, handwheel operated.	U	1	\$ 2.658,77	\$ 2.658,77
99	1/2" Needle valve, Class 6000#CWP, 316SS bar stock, soft seal, male by female NPT. Specify extended body (L) for installation In check valve bonnets.	U	6	\$ 73,20	\$ 439,20
SUBTOTAL (USD)					\$ 731.719,20

ÍTEM	MATERIAL ELÉCTRICO	UNID	CANT.	P. UNIT	P. TOTAL
1	SOLVENTE PARA LIMPIEZA DE PUNTAS DE CONDUCTORES DE MEDIA TENSIÓN	U	8	\$ 27,23	\$ 217,84
2	CONDUIT HUB DE 2"	U	4	\$ 40,05	\$ 160,20
3	CONDUIT HUB DE 2-1/2"	U	8	\$ 70,85	\$ 566,80
4	CONDUIT HUB DE 3"	U	1	\$ 83,39	\$ 83,39
5	C-L-X- TIPO MV-105 O MC-HL, 15 kV CABLE DE FUERZA BLINDADO -CHAQUETA DE ALUMINIO, NIVEL DE AISLAMIENTO 15kV 133%, 1-3/C # 2 AWG W/GND, O.D. 2,32"	M	143	\$ 77,21	\$ 11.041,03
6	C-L-X- TIPO MV-105 O MC-HL, 15 kV CABLE DE FUERZA BLINDADO -CHAQUETA DE ALUMINIO, NIVEL DE AISLAMIENTO 15kV 133%, 1-3/C # 1/0 AWG W/GND, O.D. 2,48"	M	253	\$ 154,42	\$ 39.068,26
7	C-L-X- TIPO MV-105 O MC-HL, 5/8 kV CABLE DE FUERZA BLINDADO -CHAQUETA DE ALUMINIO, NIVEL DE AISLAMIENTO 5kV 133% O 8kV 100%, 1-3/C # 2 AWG W/GND, O.D. 1,78"	M	55	\$ 48,47	\$ 2.665,85
8	TERMINAL PARA CABLE ARMADO (TMC), RANGO 1,93-2,47, DIÁMETRO 2".	U	7	\$ 93,56	\$ 654,92
9	TERMINAL PARA CABLE ARMADO (TMC), RANGO 1,93-2,47, DIÁMETRO 2-1/2".	U	8	\$ 143,42	\$ 1.147,36
10	TERMINAL PARA CABLE ARMADO (TMC), RANGO 2,45-3,02, DIÁMETRO 3".	U	1	\$ 182,94	\$ 182,94
11	ARANDELA PLANA REDONDA, SILICÓN BRONCE PARA PERNO DE 1/4".	U	240	\$ 0,67	\$ 160,80
12	ARANDELA DE PRESIÓN, SILICÓN BRONCE PARA PERNO DE 1/4"	U	120	\$ 0,59	\$ 70,80
13	TUERCA HEXAGONAL, SILICÓN BRONCE DE 1/4"-20 UNC	U	120	\$ 0,67	\$ 80,40
14	PERNO CABEZA HEXAGONAL, SILICÓN BRONCE DE 1/4"- 20 UNC DE 3/4" DE LONGITUD	U	120	\$ 0,48	\$ 57,60
15	TERMINAL DE COMPRESIÓN, DOS AGUJEROS DE 1/4", BARRIL LARGO DE COBRE PARA CONDUCTOR # 2 AWG	U	54	\$ 10,00	\$ 540,00
16	TERMINAL DE COMPRESIÓN, DOS AGUJEROS DE 1/4", BARRIL LARGO DE COBRE PARA CONDUCTOR # 1/0 AWG	U	6	\$ 13,91	\$ 83,46
17	KIT ADAPTADOR PARA CABLE ARMADO TRIFÁSICO - TERMINACIONES, TERMOCONTRAÍBLE, MEDIA TENSIÓN, USO EXTERIOR, DIÁMETRO 0.50-1.25".	U	4	\$ 376,16	\$ 1.504,64
18	KIT ADAPTADOR PARA CABLE ARMADO TRIFÁSICO - TERMINACIONES, TERMOCONTRAÍBLE, MEDIA TENSIÓN, USO INTERIOR, DIÁMETRO 0.50"-1.35"	U	16	\$ 154,06	\$ 2.464,96
19	TERMINACIÓN DE MEDIA TENSIÓN, CABLE #4-1/0 AWG (DIÁMETRO 0.60"-0.95"). APANTALLADO, 15KV 133%, EXTERIOR, CON CONTROL DE ESTRÉS EN LA CAPA SEMICONDUCTORA.	U	9	\$ 82,67	\$ 744,03
20	TERMINACIÓN DE MEDIA TENSIÓN, CABLE #4-1/0 AWG (DIÁMETRO 0.60"-0.95"). APANTALLADO, 15KV 133%, INTERIOR, CON CONTROL DE ESTRÉS EN LA CAPA SEMICONDUCTORA.	U	30	\$ 62,00	\$ 1.860,00
21	TERMINACIÓN DE MEDIA TENSIÓN, CABLE #4-1 AWG (DIÁMETRO 0.35"-0.60"). APANTALLADO, 5KV 133%, INTERIOR, CON CONTROL DE ESTRÉS EN LA CAPA SEMICONDUCTORA.	U	12	\$ 50,73	\$ 608,76
SUBTOTAL (USD)					\$ 63.964,04

ÍTEM	COSTOS INTEGRACIÓN ESTACIÓN SECOYA	UNID	CANT.	P. UNIT	P. TOTAL
1	Revisión de la Ingeniería	Glb	-	\$ 1.123,09	\$ 1.123,09
2	Revisión de la Construcción	Glb	-	\$ 2.940,74	\$ 2.940,74
3	Construcción, Comisionado y Pruebas	Glb	-	\$ 6.436,84	\$ 6.436,84
4	Arranque y Puesta en Marcha	Glb	-	\$ 12.644,93	\$ 12.644,93
SUBTOTAL (USD)					\$ 23.145,60

COSTO TOTAL (USD)					\$ 5.417.205,80
--------------------------	--	--	--	--	------------------------

**ANEXO 4.2 COSTOS DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO
DE AGUA DE FORMACIÓN PROPUESTO PARA LA
ESTACIÓN PICHINCHA**

ÍTEM	OBRA CIVIL	UNID	CANT.	P. UNIT	P. TOTAL
1	Acero de refuerzo Fy= 420 Mpa (Incluye conformado)	Kg	17.439,37	\$ 8,19	\$ 142.828,44
2	Acero de refuerzo Fy= 500 Mpa (Incluye conformado)	Kg	2.939,57	\$ 2,80	\$ 8.230,80
3	Acero Estructural A-36	Kg	6.249,69	\$ 6,70	\$ 41.872,92
4	Hormigón 180 Kg/cm2 (Incluye encofrado)	m3	4,8	\$ 345,31	\$ 1.657,49
5	Hormigón 210 Kg/cm2 (Incluye encofrado)	m3	282,07	\$ 490,85	\$ 138.454,06
9	Pilotaje 12" Día.	M	1.956,00	\$ 296,00	\$ 578.976,00
10	Grout	m3	0,21	\$ 1.075,00	\$ 225,75
11	Excavación	m3	710,73	\$ 18,60	\$ 13.219,58
12	Mejoramiento de suelos y compactación	m3	830,95	\$ 42,23	\$ 35.091,02
13	Geotextil no tejido	m2	210,14	\$ 12,03	\$ 2.527,98
14	Geomalla biaxial	m2	210,14	\$ 12,03	\$ 2.527,98
15	Liner 20 mils	m2	1.167,56	\$ 15,00	\$ 17.513,40
18	Canalón de aguas lluvias	M	18,5	\$ 59,32	\$ 1.097,42
19	Bajante de aguas lluvias	M	18,6	\$ 23,49	\$ 436,91
21	Cuarto de potencia	m2	97	\$ 1.128,35	\$ 109.449,95
SUBTOTAL (USD)					\$ 1.094.109,70

ÍTEM	INSTALACIÓN TRATAMIENTO DE AGUA	UNID	CANT.	P. UNIT	P. TOTAL
1	PREFABRICACIÓN Y SOLDADURA DE TUBERÍA	pulg-diám	334	\$ 45,02	\$ 15.036,68
2	MONTAJE DE EQUIPOS MAYORES	Kg	66702	\$ 0,47	\$ 31.349,94
3	MONTAJE DE TUBERÍAS Y VÁLVULAS	Kg	32648,8	\$ 8,20	\$ 267.720,16
4	MONTAJE DE ACCESORIOS MENORES DE TUBERÍA (ROSCADOS)	Kg	492,92	\$ 12,16	\$ 5.993,91
5	SAND BLASTING Y PINTURA	m2	574,87	\$ 81,87	\$ 47.064,61
6	PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS	pulg-diám	334	\$ 17,54	\$ 5.858,36
7	PRUEBAS HIDROSTÁTICAS	U	7	\$ 1.437,09	\$ 10.059,63
8	TUBERÍA ENTERRADA	M	180	\$ 411,02	\$ 73.983,60
9	TIE INS- HOT TAP	U	20	\$ 1.600,11	\$ 32.002,20
SUBTOTAL (USD)					\$ 489.069,09

ÍTEM	SUMINISTRO EQUIPOS	UNID	CANT.	P. UNIT	P. TOTAL
1	TANQUES				
2	TANQUE 8060 BBL ; (10,97 X Ø 12,19) m x m	U	1	\$ 412.994,40	\$ 412.994,40
3	TANQUE 10200 BBL ; (10,97 x Ø 13,72) m x m	U	1	\$ 468.187,20	\$ 468.187,20
4	TANQUE 4530 BBL ; (10,97 X Ø 9,14) m x m	U	1	\$ 266.814,00	\$ 266.814,00
5	SEPARADORES, RECIPIENTES Y DEPURADORES				
6	RECIPIENTE DE CRUDO RECUPERADOR (1,52 x Ø 4,88) m x m	U	1	\$ 48.800,00	\$ 48.800,00
7	BOMBAS				
8	BOMBA DE RECUPERACIÓN DE CRUDO 0,5 HP (10 GPM; TDH 70 ft)	U	2	\$ 36.478,00	\$ 72.956,00
9	BOMBA DE AGUA (A TANQUE DE FLOTACIÓN) 20 HP (642 GPM; TDH 70 ft)	U	2	\$ 42.539,69	\$ 85.079,38
10	BOMBA DE AGUA DE FORMACIÓN 1,5 HP (80 GPM; 32 ft)	U	2	\$ 10.592,89	\$ 21.185,78
12	BOMBAS DE RECIRCULACIÓN 7,5 HP (255 GPM; TDH 61 ft)	U	2	\$ 11.224,12	\$ 22.448,24
13	BOMBA BOOSTER DE RYA 60 HP (642 GPM; TDH 216 ft)	U	2	\$ 53.353,04	\$ 106.706,08
14	OTROS EQUIPOS				
15	PAQUETE GENERACIÓN MICROBURBUJAS	U	1	\$ 366.000,00	\$ 366.000,00
SUBTOTAL (USD)					\$ 1.871.171,08

ÍTEM	SUMINISTRO DE MATERIALES	UNID	CANT.	P. UNIT	P. TOTAL
1	10" Pipe Std Wt, A106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	14	\$ 119,56	\$ 1.673,84
2	2" Pipe SCH 80, A106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	74	\$ 17,08	\$ 1.263,92
3	3" Pipe Std Wt, A106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	17	\$ 23,18	\$ 394,06
4	4" Pipe Std Wt, A106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	261	\$ 34,16	\$ 8.915,76
5	6" Pipe Std Wt, A106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	334	\$ 54,90	\$ 18.336,60
6	8" Pipe Std Wt, A106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	212	\$ 67,10	\$ 14.225,20
7	10" ELL 90, ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	2	\$ 146,40	\$ 292,80
8	2" ELL 90, ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 80	U	21	\$ 10,12	\$ 212,52
9	3" ELL 90, ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	11	\$ 8,54	\$ 93,94
10	4" ELL 90, ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	70	\$ 13,42	\$ 939,40
11	6" ELL 90, ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	46	\$ 23,18	\$ 1.066,28
12	8" ELL 90, ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	31	\$ 61,00	\$ 1.891,00
13	8" ELL 45, ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 30,50	\$ 91,50
14	10" TEE ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	2	\$ 555,10	\$ 1.110,20
15	2" TEE ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 80	U	7	\$ 21,74	\$ 152,18
16	3" TEE ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 8,54	\$ 25,62
17	4" TEE ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	8	\$ 52,12	\$ 416,96
18	6" TEE ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	10	\$ 185,44	\$ 1.854,40
19	8" TEE ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	8	\$ 371,32	\$ 2.970,56
20	2" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	20	\$ 8,54	\$ 170,80
21	4"x2" TEE REDUCING ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 80	U	4	\$ 169,78	\$ 679,12
22	6"x4" TEE REDUCING ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	4	\$ 390,40	\$ 1.561,60
23	8"x6" TEE REDUCING ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	6	\$ 607,56	\$ 3.645,36
24	10"x6" REDUCER CONC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	2	\$ 275,52	\$ 551,04
25	2"x1" REDUCER CONC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 80	U	4	\$ 21,74	\$ 86,96
26	3"x1" REDUCER CONC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 80	U	3	\$ 51,72	\$ 155,16
27	4"x1 1/2" REDUCER CONC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 80	U	3	\$ 49,30	\$ 147,90
28	4"x2" REDUCER CONC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 80	U	4	\$ 78,26	\$ 313,04
29	4"x3" REDUCER CONC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	6	\$ 78,26	\$ 469,56
30	6"x4" REDUCER CONC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	9	\$ 151,67	\$ 1.365,03
31	8"x6" REDUCER CONC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	4	\$ 167,38	\$ 669,52
32	6"x3" REDUCER ECC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 151,67	\$ 455,01
33	6"x4" REDUCER ECC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 151,67	\$ 455,01
34	8"x6" REDUCER ECC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	5	\$ 167,38	\$ 836,90
35	1 1/2" FLG, RFWN 150LB S/STD BORE, ASTM A-105	U	3	\$ 20,44	\$ 61,32
36	1" FLG, RFWN 150LB S/STD BORE, ASTM A-105	U	6	\$ 11,44	\$ 68,64
37	10" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	3	\$ 109,80	\$ 329,40

ÍTEM	SUMINISTRO DE MATERIALES	UNID	CANT.	P. UNIT	P. TOTAL
38	3" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	15	\$ 13,42	\$ 201,30
39	4" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro inches average arithmetic roughness height.	U	51	\$ 42,70	\$ 2.177,70
40	6" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro inches average arithmetic roughness height.	U	53	\$ 43,92	\$ 2.327,76
41	8" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro inches average arithmetic roughness height.	U	36	\$ 85,40	\$ 3.074,40
42	10" Flange Blind bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro inches average arithmetic roughness height.	U	2	\$ 109,80	\$ 219,60
43	2" Flange Blind bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF); with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	2	\$ 8,54	\$ 17,08
44	3" Flange Blind bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro inches average arithmetic roughness height.	U	2	\$ 13,42	\$ 26,84
45	4" Flange Blind bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro inches average arithmetic roughness height.	U	4	\$ 42,70	\$ 170,80
46	6" Flange Blind bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF); with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	4	\$ 43,92	\$ 175,68
47	8" Flange Blind bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF); with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	6	\$ 85,40	\$ 512,40
48	1/2"x2 1/2" Stud bolts A 193 B7 threaded full Length Nuts A 194 2H, Electrocadmium plated	U	22	\$ 2,17	\$ 47,74
49	1/2"x2 3/4" Stud bolts A 193 B7 threaded full Length Nuts A 194 2H, Electrocadmium plated	U	9	\$ 2,17	\$ 19,53
50	3/4"x3 3/4" Stud bolts A 193 B7 threaded full Length Nuts A 194 2H, Electrocadmium plated	U	484	\$ 3,55	\$ 1.718,20
51	3/4"x4" Stud bolts A 193 B7 threaded full Length Nuts A 194 2H, Electrocadmium plated	U	352	\$ 3,55	\$ 1.249,60
52	5/8"x3" Stud bolts A 193 B7 threaded full Length Nuts A 194 2H, Electrocadmium plated	U	88	\$ 2,17	\$ 190,96
53	5/8"x3 1/2" Stud bolts A 193 B7 threaded full Length Nuts A 194 2H, Electrocadmium plated	U	493	\$ 2,17	\$ 1.069,81
54	7/8"x4 1/2" Stud bolts A 193 B7 threaded full Length Nuts A 194 2H, Electrocadmium plated	U	27	\$ 546,56	\$ 14.757,12
55	1 1/2" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks: flexitallic flexicarb CG, or appr d eq	U	3	\$ 4,23	\$ 12,69
56	1" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks: flexitallic flexicarb CG, or appr d eq	U	6	\$ 3,85	\$ 23,10
57	10" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks: flexitallic flexicarb CG, or appr d eq	U	3	\$ 14,55	\$ 43,65
58	2" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks: flexitallic flexicarb CG, or appr d eq	U	22	\$ 5,55	\$ 122,10
59	3" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks: flexitallic flexicarb CG, or appr d eq	U	14	\$ 5,55	\$ 77,70
60	4" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks: flexitallic flexicarb CG, or appr d eq	U	55	\$ 9,60	\$ 528,00
61	6" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks: flexitallic flexicarb CG, or appr d eq	U	62	\$ 10,41	\$ 645,42

ÍTEM	SUMINISTRO DE MATERIALES	UNID	CANT.	P. UNIT	P. TOTAL
62	8" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 81 API 601 remarks: flexitallic flexicarb CG, or apprpd eq	U	47	\$ 13,42	\$ 630,74
63	10"x3" WELDOLET, SCH STD, ASTM A-105	U	3	\$ 144,48	\$ 433,44
64	8"x2" WELDOLET, SCH STD, ASTM A-105	U	2	\$ 14,64	\$ 29,28
65	6" BUND, SPECTACLE, 150LB, ASTM A-105	U	3	\$ 43,92	\$ 131,76
66	8" BUND, SPECTACLE, 150LB, ASTM A-105	U	4	\$ 85,40	\$ 341,60
67	2" Ball valve, 150# RF, Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, floating ball, fire tested, lever operated.	U	14	\$ 338,77	\$ 4.742,78
68	3" Ball valve, 150# RF, Regular port. Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, floating ball, fire tested, lever operated.	U	1	\$ 553,83	\$ 553,83
69	4" Ball valve, 150# RF, Regular port. Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, floating ball, fire tested, lever operated.	U	6	\$ 818,38	\$ 4.910,28
70	6" Ball valve, 150# RF, Regular port. Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, trunnion mounted, fire tested, gear operated.	U	9	\$ 5.614,44	\$ 50.529,96
71	8" Ball valve, 150# RF, Regular port. Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, trunnion mounted, fire tested, gear operated.	U	5	\$ 9.858,58	\$ 49.292,90
72	2" Ball valve, 1500# RTJ, Regular port. Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, trunnion mounted, fire tested, gear operated.	U	1	\$ 2.658,77	\$ 2.658,77
73	1" Ball valve, Class 800, threaded ends, 316SS ball and stem, PTFE/FPM, floating ball, regular port, lever operated.	U	5	\$ 80,89	\$ 404,45
74	3/4" Ball valve, Class 800, threaded ends, 316SS ball and stem, PTFE/FPM, floating ball, full port, lever operated.	U	6	\$ 54,89	\$ 329,34
75	2" Check valve, 150# RF, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, bolted bonnet with 1/2" NPT tap, full opening through conduit swing check, resilient and removable seat.	U	1	\$ 218,71	\$ 218,71
76	4" Check valve, 150# RF, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, bolted bonnet with 1/2" NPT tap, full opening through conduit swing check, resilient and removable seat.	U	2	\$ 1.004,97	\$ 2.009,94
77	6" Check valve, 150# RF, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, bolted bonnet with 1/2" NPT tap, full opening through conduit swing check, resilient and removable seat.	U	3	\$ 1.607,95	\$ 4.823,85
78	8" Check valve, 150# RF, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, bolted bonnet with 1/2" NPT tap, full opening through conduit swing check, resilient and removable seat.	U	1	\$ 2.572,72	\$ 2.572,72
79	6" Gate valve, 150# RF, regular port. Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS trim, pkg. Flexible graphite, handwheel operated	U	1	\$ 983,39	\$ 983,39
80	2" Globe valve, 150# RF, Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, renewable seat, OS&Y, handwheel operated.	U	5	\$ 574,12	\$ 2.870,60
81	4" Globe valve, 150# RF, Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, renewable seat, OS&Y, handwheel operated.	U	6	\$ 597,80	\$ 3.586,80
82	6" Globe valve, 150# RF, Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, renewable seat, OS&Y, handwheel operated.	U	1	\$ 854,00	\$ 854,00
83	1/2" Needle valve, Class 6000#CWP, 316SS bar stock, soft seal, male by female NPT. Specify extended body (L) for installation in check valve bonnets.	U	6	\$ 73,20	\$ 439,20
84	1" Pipe SCH 80, A106 Gr. B seamless, threaded ends (TE)	M	2	\$ 5,45	\$ 10,90
85	12" Pipe Std Wt, A106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	10	\$ 207,40	\$ 2.074,00
86	2" Pipe SCH 80, A106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	27	\$ 17,08	\$ 461,16
87	4" Pipe Std Wt, A106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	4	\$ 34,16	\$ 136,64
88	6" Pipe Std Wt, A106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	318	\$ 54,90	\$ 17.458,20
89	8" Pipe Std Wt, A106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	3	\$ 67,10	\$ 201,30
90	12" ELL 90, ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 414,80	\$ 1.244,40
91	2" ELL 90, ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 80	U	6	\$ 10,12	\$ 60,72
92	4" ELL 90, ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	7	\$ 13,42	\$ 93,94

ÍTEM	SUMINISTRO DE MATERIALES	UNID	CANT.	P. UNIT	P. TOTAL
93	6" ELL 90, ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	41	\$ 23,18	\$ 950,38
94	8" ELL 90, ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 61,00	\$ 183,00
95	6" ELL 45, ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	4	\$ 11,59	\$ 46,36
96	4" TEE ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	2	\$ 52,12	\$ 104,24
97	6" TEE ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	5	\$ 185,44	\$ 927,20
98	10"x8" TEE REDUCING ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	2	\$ 781,48	\$ 1.562,96
99	2" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro inches average arithmetic roughness height.	U	9	\$ 8,54	\$ 76,86
100	4"x2" TEE REDUCING ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 80	U	2	\$ 169,78	\$ 339,56
101	6" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe, ANSI CL 300, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	5	\$ 71,74	\$ 358,70
102	2"xl" REDUCER CONC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 80	U	5	\$ 21,74	\$ 108,70
103	4"x2" REDUCER CONC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 80	U	2	\$ 78,26	\$ 156,52
104	6"x4" REDUCER CONC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	5	\$ 151,67	\$ 758,35
105	8"x6" REDUCER CONC ASME B16.9, A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 167,38	\$ 502,14
106	12" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro inches average arithmetic roughness height.	U	2	\$ 231,80	\$ 463,60
107	4" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	14	\$ 42,70	\$ 597,80
108	6" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	37	\$ 43,92	\$ 1.625,04
109	8" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe, ANSI CL 150, ASME B16.5, A 105, Raised face (RF), with maximum roughness of 125 to 250 micro inches average arithmetic roughness height.	U	4	\$ 85,40	\$ 341,60
110	3/4"x4 3/4" Stud bolts A 193 B7 threaded full length Nuts A 194 2H, Electrocadmium plated	U	106	\$ 3,55	\$ 376,30
111	3/4"x3 3/4" Stud bolts A 193 B7 threaded full length Nuts A 194 2H, Electrocadmium plated	U	300	\$ 3,55	\$ 1.065,00
112	3/4"x4" Stud bolts A 193 B7 threaded full length Nuts A 194 2H, Electrocadmium plated	U	27	\$ 3,55	\$ 95,85
113	5/8"x3 1/2" Stud bolts A 193 B7 threaded full length Nuts A 194 2H, Electrocadmium plated	U	53	\$ 2,17	\$ 115,01
114	7/8"x4 1/2" Stud bolts A 193 B7 threaded full length Nuts A 194 2H, Electrocadmium plated	U	14	\$ 546,56	\$ 7.651,84
115	12" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks: flexitallic flexicarb CG, or aprpd eq	U	2	\$ 19,52	\$ 39,04
116	2" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks: flexitallic flexicarb CG, or aprpd eq	U	5	\$ 5,55	\$ 27,75
117	4" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks: flexitallic flexicarb CG, or aprpd eq	U	14	\$ 9,60	\$ 134,40
118	6" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks: flexitallic flexicarb CG, or aprpd eq	U	35	\$ 10,41	\$ 364,35
119	6" Gasket ANSI CL 300, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks: flexitallic flexicarb CG, or aprpd eq	U	9	\$ 12,20	\$ 109,80
120	6" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks: flexitallic flexicarb CG, or aprpd eq	U	5	\$ 10,41	\$ 52,05

ÍTEM	SUMINISTRO DE MATERIALES	UNID	CANT.	P. UNIT	P. TOTAL
121	8" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks: flexitallic flexicarb CG, or apprpd eq	U	4	\$ 13,42	\$ 53,68
122	12"x6" WELDOLET, SCH STD, ASTM A-105	U	2	\$ 108,15	\$ 216,30
123	6"x2" WELDOLET, SCH STD, ASTM A-105	U	7	\$ 14,64	\$ 102,48
124	2" Ball valve, 150# RF, Regular port. Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, floating ball, fire tested, lever operated.	U	1	\$ 287,95	\$ 287,95
125	6" Ball valve, 150# RF, Regular port. Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, trunnion mounted, fire tested, gear operated.	U	1	\$ 4.772,27	\$ 4.772,27
126	8" Ball valve, 150# RF, Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, trunnion mounted, fire tested, gear operated.	U	1	\$ 8.379,79	\$ 8.379,79
127	2" Ball valve, 150# RF, full port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, floating ball, fire tested, lever operated.	U	1	\$ 338,77	\$ 338,77
128	2" Ball valve, 600# RF, Regular port. Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, trunnion mounted, fire tested, gear operated.	U	1	\$ 1.199,02	\$ 1.199,02
129	6" Ball valve, 600# RF, Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, trunnion mounted, fire tested, gear operated.	U	1	\$ 5.525,62	\$ 5.525,62
130	1/2" Ball valve, Class 800, threaded ends, 316SS ball and stem, PTFE/FPM, floating ball, full port, lever operated.	U	1	\$ 38,86	\$ 38,86
131	3/4" Ball valve, Class 800, threaded ends, 316SS ball and stem, PTFE/FPM, floating ball, full port, lever operated.	U	2	\$ 54,89	\$ 109,78
132	4" Check valve, 150# RF, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, bolted bonnet with 1/2" NPT tap, full opening through conduit swing check, resilient and removable seat.	U	1	\$ 1.004,97	\$ 1.004,97
133	6" Check valve, 150# RF, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, bolted bonnet with 1/2" NPT tap, full opening through conduit swing check, resilient and removable seat.	U	1	\$ 1.607,95	\$ 1.607,95
134	6" Check valve, 600# RF, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, bolted bonnet with 1/2" NPT tap, full opening through conduit swing check, resilient and removable seat.	U	1	\$ 5.826,00	\$ 5.826,00
135	2" Globe valve, 150# RF. Regular port. Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, renewable seat, OS&Y, handwheel operated.	U	2	\$ 574,12	\$ 1.148,24
136	2" Globe valve, 600# RF, Regular port. Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, renewable seat, OS&Y, handwheel operated.	U	1	\$ 1.073,60	\$ 1.073,60
SUBTOTAL (USD)					\$ 303.266,57

ÍTEM	MATERIAL ELÉCTRICO	UNID	CANT.	P. UNIT	P. TOTAL
1	CONECTOR DE RESORTE AISLADO ROJO/NEGRO O SIMILAR.	U	6	\$ 0,24	\$ 1,44
2	TUBERÍA METÁLICA FLEXIBLE, 3/4", LONGITUD 3 m.	U	8	\$ 2,34	\$ 18,72
3	CONECTOR PARA CONDUIT FLEXIBLE, 3/4".	U	16	\$ 0,98	\$ 15,68
4	TUBO CONDUIT, TIPO EMT DE 3/4", GALVANIZADO, LONGITUD 3 m.	U	18	\$ 7,08	\$ 127,44
5	CONECTOR PARA CONDUIT TIPO EMT 3/4", GALVANIZADO.	U	32	\$ 0,66	\$ 21,12
6	CAJA CONDUIT GALVANIZADA CUADRADA DE 4x4"	U	10	\$ 1,59	\$ 15,90
7	CONDUCTOR DE COBRE TIPO THWN 600V 75°C / THHN 600V 90°C, CLASE B RESISTENTE AL ACEITE O QUÍMICOS (100m. / ROLLO) CALIBRE DE CONDUCTOR 1/C # 12 AWG. (BLANCO)	U	73	\$ 0,35	\$ 25,55
8	CONDUCTOR DE COBRE TIPO THWN 600V 75°C / THHN 600V 90°C, CLASE B RESISTENTE AL ACEITE O QUÍMICOS (100m. / ROLLO) CALIBRE DE CONDUCTOR 1/C # 12 AWG. (NEGRO)	U	73	\$ 0,35	\$ 25,55
9	CONDUCTOR DE COBRE TIPO THWN 600V 75°C / THHN 600V 90°C, CLASE B RESISTENTE AL ACEITE O QUÍMICOS (100m. / ROLLO) CALIBRE DE CONDUCTOR 1/C # 12 AWG. (VERDE)	U	73	\$ 0,35	\$ 25,55
10	CABLE DE COBRE, TIPO THW, 600 V, 90 °C, FLEXIBLE 3/C-12AWG	U	4	\$ 1,83	\$ 7,32
11	LUMINARIA FLUORESCENTE HERMÉTICA, BALASTRO ELECTRÓNICO, ARRANQUE RÁPIDO, T8, 2x32W, 120V, BASE MÉDIUM BI-PIN, CON ACRÍLICO DE ALTO IMPACTO.	U	8	\$ 58,56	\$ 468,48
12	LUMINARIA DE EMERGENCIA, 2 LÁMPARAS DE 20 W, 120V, 60 Hz, PARA 90 min. DE RESPALDO	U	2	\$ 51,24	\$ 102,48
13	TOMACORRIENTE DOBLE, POLARIZADO, 20 A, 208 V, COLOR BLANCO	U	6	\$ 0,79	\$ 4,74
14	INTERRUPTOR DE TRES VÍAS, 15 A, 120 V, COLOR BLANCO.	U	2	\$ 15,01	\$ 30,02
15	CAJETÍN SIMPLE PARA CONDUIT, METÁLICO TIPO EMT.	U	8	\$ 8,30	\$ 66,40
16	CUBIERTA DE CAJETÍN PARA SWITCH MANUAL	U	2	\$ 5,86	\$ 11,72
17	CAJA DE PASO PARA CONDUIT RÍGIDO ROSCADO	U	8	\$ 2,20	\$ 17,60
18	CUBIERTA DE CAJETÍN PARA TOMACORRIENTE DOBLE	U	6	\$ 5,61	\$ 33,66
19	CANAL ESTRUCTURAL, ACERO GALVANIZADO EN CALIENTE, 1-5/8"x1-5/8", LONGITUD 3 m.	U	1	\$ 58,56	\$ 58,56
20	ARANDELA PLANA REDONDA 3/8". ACERO GALVANIZADO.	U	16	\$ 0,07	\$ 1,12
21	ARANDELA DE PRESIÓN 3/8", ACERO GALVANIZADO	U	16	\$ 1,46	\$ 23,36
22	ABRAZADERA FIJA UNA ALA PARA TUBERÍA, 3/4", ACERO GALVANIZADO	U	22	\$ 0,11	\$ 2,42
23	PERNO AUTORROSCANTE PARA GALVALUMEN DE 3/8".	U	20	\$ 2,93	\$ 58,60
24	ABRAZADERA AJUSTABLE DE 3/4" CON PERNO Y TUERCA, ACERO GALVANIZADO	u	8	\$ 1,16	\$ 9,28
25	PERNO EXPANSIVO 1/4" - 20 UNC.	u	8	\$ 0,31	\$ 2,48
26	CADENA GALVANIZADA PARA SOPORTE DE LUMINARIA	u	24	\$ 1,83	\$ 43,92
SUBTOTAL (USD)					\$ 1.219,11

ÍTEM	COSTOS DE INTEGRACIÓN PICHICHA	UNID	CANT.	P. UNIT	P. TOTAL
1	Revisión de la Ingeniería	glb	-	\$ 1.123,09	\$ 1.123,09
2	Revisión de la Construcción	glb	-	\$ 2.940,74	\$ 2.940,74
3	Construcción, Comisionado y Pruebas	glb	-	\$ 6.436,84	\$ 6.436,84
4	Arranque y Puesta en Marcha	glb	-	\$ 12.644,93	\$ 12.644,93
SUBTOTAL (USD)					\$ 23.145,60

COSTO TOTAL (USD)					\$ 3.781.981,15
--------------------------	--	--	--	--	------------------------

ANEXO FOTOGRAFICO

ESTACIÓN SECOYA



Foto 1. Manifold de Producción



Foto 2. Inyección de Químicos



Foto 3. Separadores



Foto 4. Depurador de Gas



Foto 5. T. Lavado – Bota



Foto 6. Mechero

ESTACIÓN PICHINCHA



Foto 7. Manifold de Producción



Foto 8. Inyección de Químicos



Foto 9. Separadores



Foto 10. T. Lavado y Bota de gas



Foto 11. Tanque de Surgencia



Foto 12. Mechero

TOMA DE MUESTRAS Y ANÁLISIS DE FLUIDOS EN LABORATORIO



Foto 13. Muestra de Agua FWK01



Foto 14. Descarga de Gas FWK01



Foto 15. Descarga Petróleo FWK01



Foto 16. Descarga Petróleo FWK02



Foto 17. Descarga de Agua FWK02



Foto 18. Análisis de muestras