

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**OPTIMIZACIÓN DE LOS PROCESOS EN LAS FACILIDADES DE
PRODUCCIÓN EN EL CAMPO SACHA, ESTACIÓN SACHA
CENTRAL**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

CINTYA PAOLA JIMÉNEZ CARRIÓN
cintya-jimenez@hotmail.com

DIRECTOR: ING. VLADIMIR CERÓN G.
vceron@petroproduccion.com.ec

QUITO, SEPTIEMBRE 2009

DECLARACIÓN

Yo, Cintya Paola Jiménez Carrión, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mí autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

Cintya Paola Jiménez Carrión

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Cintya Paola Jiménez Carrión, bajo mi supervisión.

Ing. Vladimir Cerón G.
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Agradezco principalmente a Dios por haberme permitido llegar hasta esta meta de mi vida y a mis padres Ángel Jiménez y Nancy Carrión por su guía y apoyo incondicional.

A mis profesores y en especial a mi director de tesis por la paciencia para transmitir sus conocimientos.

Y finalmente, al personal de Petroproducción del Campo Sacha por su colaboración.

CONTENIDO

CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL	1
1.1 Aspectos generales del Campo Sacha	1
1.1.1 Antecedentes.....	1
1.1.2 Ubicación geográfica	1
1.1.3 Geología estructural	2
1.1.4 Litología de los yacimientos productores.....	3
1.2 Reservas.....	6
1.2.1 Reservas actuales del Campo Sacha.....	6
1.2.2 Propiedades de los fluidos del Campo Sacha	8
1.2.3 Cronograma de perforación del Campo Sacha	9
1.3 Producción del Campo Sacha.....	10
1.3.1 Curva de declinación de producción.....	10
1.3.2 Predicción de la producción del Campo Sacha	12
1.3.3 Estado actual de los pozos del Campo Sacha	18
1.3.4 Estaciones de producción Campo Sacha	19
1.3.5 Producción de la estación Sacha Central.....	19
1.4 Facilidades de producción existentes en la estación Sacha Central.....	20
1.4.1 Manifold.....	20
1.4.2 Separadores	21
1.4.3 Sistema de almacenamiento	23
1.4.4 Sistema de gas.....	26
1.4.5 Sistema de reinyección de agua.....	27

1.4.6	Sistema de power oil	28
1.4.7	Sistema contra incendio	29
1.4.8	Sistema de bombeo.....	30
CAPÍTULO 2: DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DE TRATAMIENTO DE FLUIDOS.....		34
2.1	Separación bifásica y trifásica.....	34
2.1.1	Hidrocarburos a condiciones de superficie	34
2.1.2	Clasificación de los separadores	35
2.1.3	Factores que afectan el proceso de separación gas, petróleo y agua... 37	
2.1.4	Secciones de un separador	38
2.1.5	Dispositivos mecánicos de un separador	41
2.1.6	Potenciales problemas de operación de los separadores.	43
2.1.7	Separadores trifásicos	44
2.1.8	Diseño conceptual de separadores	50
2.2	Tratamiento de emulsiones	57
2.2.1	Tratador térmico	58
2.2.2	Procedimiento para el dimensionamiento del tratador térmico	72
2.3	Descripción del proceso de producción de la estación Sacha Central.....	73
2.3.1	Tratamiento de petróleo.....	74
2.3.2	Tratamiento químico	76
2.3.3	Tratamiento de agua.....	78
2.3.4	Tratamiento de gas.....	78
2.4	Problemas operativos en la estación Sacha Central.....	79
2.4.1	Problemas en los separadores	79
2.4.2	Problemas en el sistema de almacenamiento	80

2.4.3	Problemas en las botas de gas.....	80
2.4.4	Problemas en los calentadores.....	81
2.5	Breve descripción del proceso de separación en el Bloque 15.....	81
2.5.1	Comparación entre el proceso de tratamiento de fluidos existente en el Bloque 15 y la estación Sacha Central	83
CAPITULO 3: PROPUESTA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LOS PROCESOS Y DEL DISEÑO DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN.....		86
3.1	Justificación.....	86
3.2	Propuesta de diseño de un separador trifásico para la estación Sacha Central.....	86
3.3	Propuesta de diseño del tratador térmico para la estación Sacha Central...	92
3.4	Verificación técnica de los separadores bifásicos 01, 02 y 03.	96
3.4.1	Procedimiento para el dimensionamiento de un separador bifásico:.....	97
3.4.2	Dimensionamiento separador bifásico 01	98
3.4.3	Dimensionamiento separador bifásico 02.....	99
3.4.4	Dimensionamiento separador bifásico 03.....	100
3.5	Propuesta para la operación	102
3.6	Eficiencia del proceso separación.....	107
CAPITULO 4: ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO.....		111
4.1	Introducción.....	111
4.2	Inversiones.....	113
4.2.1	Costos de ingeniería.....	113
4.2.2	Costos de equipos y accesorios	113
4.2.3	Costos de obra civil	114
4.2.4	Costos de arranque y puesta en marcha.....	114

4.3	Ingresos	115
4.4	Evaluación del proyecto	116
4.4.1	Valor actual neto (van).....	116
4.4.2	Tasa interna de retorno (tir)	117
4.4.3	Relacion costo – beneficio (r c/b).....	117
4.4.4	Periodo de recuperacion de la inversión (pri)	118
4.4.5	Centro de costos.....	118
4.4.6	Resultados de la evaluacion.....	120
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		124
5.1	Conclusiones.....	124
5.2	Recomendaciones.....	125
SIMBOLOGÍA.....		114
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		115
ANEXOS.....		116

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1: Reservas de petróleo del Campo Sacha.....	7
TABLA 1.2: Producción acumulada del Campo Sacha.....	7
TABLA 1.3: Propiedades de los fluidos.....	8
TABLA 1.4: Métodos de producción de los pozos del Campo Sacha.....	16
TABLA 1.5: Producción por estaciones.....	17
TABLA 1.6: Especificaciones técnicas de los separadores.....	20
TABLA 1.7: Especificaciones técnicas de los tanques.....	23
TABLA 1.8: Equipos del sistema de reinyección de agua.....	25
TABLA 1.9: Equipos del sistema Power Oil.....	26
TABLA 1.10: Equipos del sistema contra incendios.....	28
TABLA 1.11: Bombas de transferencia.....	28
TABLA 1.12: Bombas de oleoducto.....	29
TABLA 2.1: Tiempo de retención en separación trifásica.....	46
TABLA 2.2: Distribución de pozos en los separadores de producción.....	66
TABLA 2.3: Fluido tratado químicamente en la estación Sacha Central.....	68
TABLA 2.4: Consumo y concentración de químicos.....	68
TABLA 2.5: Costos y rendimiento económico del tratamiento químico.....	69
TABLA 2.6: Producción y consumo de gas.....	70
TABLA 2.7: Comparación de las facilidades de producción del Bloque 15 y la estación Sacha central.....	75
TABLA 3.1: Pozos con alto BSW de la estación Sacha Central.....	78
TABLA 3.2: Resultados de combinaciones de Leff y D para la capacidad de gas.....	80
TABLA 3.3: Resultados de combinaciones de Leff y D para la capacidad de Líquidos.....	82
TABLA 3.4: Viscosidad del petróleo para diferentes temperaturas.....	84
TABLA 3.5: Propiedades del fluido a temperaturas de tratamiento.....	84
TABLA 3.6: Combinaciones de D y Leff para el tratador térmico.....	86
TABLA 3.7: Combinaciones de D y Leff para el separador bifásico 01.....	89

TABLA 3.8: Combinaciones de D y Leff para el separador bifásico 02.....	90
TABLA 3.9: Combinaciones de D y Leff para el separador bifásico 03.....	91
TABLA 4.1: Costos de inversión.....	102
TABLA 4.2: Producción esperada de nuevos pozos.....	103
TABLA 4.3: Centro de Costos.....	108
TABLA 4.4: Valor Actual Neto.....	109
TABLA A 1.2.1: Producción anual esperada del campo Sacha.....	120
TABLA A 1.2.2: Producción anual esperada de la estación Sacha Central	121
TABLA A 1.3.1: Producción de la estación Sacha Central.....	122
TABLA A 1.3.2: Propiedades de los fluidos producidos en Sacha Central.....	124
TABLA A 2.1.1: Análisis físico – químico del crudo de la estación Sacha Central..._	130
TABLA A 2.1.2: Cromatografía de gases de la estación Sacha Central.....	131
TABLA A 3.1.1: Producción del pozo Sacha 18	133
TABLA A 3.1.2: Producción del pozo Sacha 25	133
TABLA A 3.1.3: Producción del pozo Sacha 28	133
TABLA A 3.1.4: Producción del pozo Sacha 40	134
TABLA A 3.1.5: Producción del pozo Sacha 78	134
TABLA A 3.1.6: Producción del pozo Sacha 87	135
TABLA A 3.1.7: Producción del pozo Sacha 101.....	135
TABLA A 3.1.8: Producción del pozo Sacha 104.....	135
TABLA A 3.1.9: Producción del pozo Sacha 130.....	136
TABLA A 3.2.1: Proyección de la producción diaria de los pozos con alto BSW.....	137
TABLA A 3.3.1: Longitud efectiva del tratador térmico para diferentes valores de D y T.....	139
TABLA A 3.4.1: Producción de los pozos direccionados hacia el separador bifásico 01.....	140
TABLA A 3.4.1: Producción de los pozos direccionados hacia el separador bifásico 02.....	140
TABLA A 3.4.1: Producción de los pozos direccionados hacia el separador bifásico 03.....	141
TABLA A 3.5.1: Producción que ingresa al tanque de lavado.....	143

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1: Ubicación del Campo Sacha.....	2
FIGURA 1.2: Cronograma de perforación del Campo Sacha 2009.....	8
FIGURA 1.3: Perfil de producción del Campo Sacha.....	9
FIGURA 2.1: Cambios de fase de la corriente de producción.....	31
FIGURA 2.2: Secciones de un separador.....	34
FIGURA 2.3: Placa deflectora de un separador.....	36
FIGURA 2.4: Tipos de eliminadores de niebla.....	37
FIGURA 2.5: Separador trifásico.....	40
FIGURA 2.6: Constante K.....	47
FIGURA 2.7: Coeficiente β para un cilindro.....	49
FIGURA 2.8: Tratador térmico.....	52
FIGURA 2.9: Componentes externos del tratador térmico.....	53
FIGURA 2.10: Secciones internas del tratador térmico.....	55
FIGURA 2.11: Diagrama de producción de la estación Sacha Central.....	65
FIGURA 2.12: Proceso de tratamiento en el Bloque 15.....	74
FIGURA 3.1: Diagrama de la estación Sacha Central instalado el separador trifásico y el tratador térmico.....	95
FIGURA 3.2: Tiempo de residencia en el tanque de lavado.....	99
FIGURA 4.1: Comportamiento del precio del barril de petróleo.....	101
FIGURA A 1.1.1: Columna estratigráfica de la cuenca Oriente.....	118
FIGURA A 1.1.2. Ubicación de pozos y carreteras del Campo Sacha.....	119
FIGURA A 1.4.1: Separador de producción.....	126
FIGURA A 1.4.2: Tanque de lavado.....	127
FIGURA A 1.4.3: Tanque de reposo.....	127
FIGURA A 1.4.4: Bota de gas.....	128
FIGURA A 1.4.5: Calentador de agua de formación.....	128

ÍNDICE DE GRÁFICAS

GRÁFICA 1.1: Declinación de la producción de petróleo del Campo Sacha.....	11
GRÁFICA 1.2: Incremento de la producción de agua del Campo Sacha.....	12
GRÁFICA 1.3: Proyección de la producción de petróleo y agua del campo Sacha	13
GRÁFICA 1.4: Declinación de la producción de petróleo Sacha Central.....	14
GRÁFICA 1.5: Incremento producción de agua Sacha Central.....	15
GRÁFICA 3.1: Diámetro vs. Longitud separador trifásico.....	82
GRÁFICA 3.2: Longitud efectiva vs. Diámetro del tratador térmico.....	85
GRÁFICA A 3.2.2: Proyección de la producción diaria de los pozos con alto BSW de la estación Sacha Central	138

ÍNDICE DE ECUACIONES

ECUACIÓN 1.1: Declinación exponencial.....	10
ECUACIÓN 2.1: Velocidad superficial máxima a través de la sección de separación secundaria	44
ECUACIÓN 2.2: Capacidad del gas.....	46
ECUACIÓN 2.3: Capacidad de líquidos.....	47
ECUACIÓN 2.4: Altura máxima.....	48
ECUACIÓN 2.5: Área de la sección transversal fase agua.....	48
ECUACIÓN 2.6: Diámetro máximo de la fase petróleo	48
ECUACIÓN 2.7: Longitud junta a junta.....	49
ECUACIÓN 2.8: Relación Longitud – Diámetro	49
ECUACIÓN 2.9: Longitud efectiva del tratador térmico	64
ECUACIÓN 2.10: Tiempo de retención en el tratador térmico.....	64
ECUACIÓN 2.11: Calor requerido para incrementar la temperatura	64
ECUACIÓN 2.12: Tiempo de residencia en el tanque de lavado.....	67
ECUACIÓN 3.1: Capacidad de líquidos en separación bifásica.....	88
ECUACIÓN 3.2: Cálculo del uso de químico.....	96
ECUACIÓN 3.3: Altura del volumen dinámico.....	98
ECUACIÓN 3.4: Volumen dinámico.....	99
ECUACIÓN 4.1: Valor actual neto.....	104
ECUACIÓN 4.2: Tasa interna de retorno	105
ECUACIÓN 4.3: Relación costo – beneficio.....	105
ECUACIÓN 4.4: Periodo de recuperación de la inversión.....	105
ECUACIÓN 4.5: Costo de operación.....	106
ECUACIÓN 4.6: Tarifa mínima.....	107

ÍNDICE DE FOTOS

FOTO 1.1: Manifold de la estación Sacha Central	18
FOTO 1.2: Separadores de producción de la estación Sacha Central	19
FOTO 1.3: Tanque de Lavado de la estación Sacha Central	21
FOTO 1.4: Tanque de reposo de la estación Sacha Central	22

RESUMEN

El objetivo general de este proyecto consiste en optimizar los procesos de separación de petróleo que se lleva a cabo en la estación Sacha Central tomando como modelo de referencia el proceso de separación de petróleo usado en el Bloque 15 operado por la empresa Petroamazonas, con la finalidad de ahorrar energía, aumentar la disponibilidad de volumen a tratar y la reducción de tiempo de retención de fluidos en la separación de petróleo, agua y gas.

Esta necesidad surge debido a que PETROPRODUCCIÓN se encuentra en un proceso de reestructuración tecnológica y de personal por lo que es necesario optimizar los procesos de tratamiento de fluido mediante el uso de nuevas tecnologías, ya que la mayoría de las facilidades de producción utilizadas actualmente fueron instaladas hace más de 35 años y se encuentran en deterioro lo que genera mayor uso de químicos, gastos de mantenimiento y un alto riesgo en las operaciones.

Para este fin es necesario conocer las reservas actuales del campo y las proyecciones de la producción de petróleo y agua, describir las condiciones actuales de operación en la estación Sacha Central para determinar la problemática existente, y finalmente proponer la optimización del proceso de separación petróleo – agua mediante la implementación de un separador trifásico y un tratador térmico que maneje la producción de petróleo con altos porcentajes de BSW en la estación Sacha Central.

El marco teórico comprende el la descripción de los procesos de tratamiento de fluidos mediante separadores de producción y el tratamiento de emulsiones mediante el tratador térmico. El modelo metodológico usado es: la evaluación del proceso de separación existente, la propuesta conceptual de la optimización para el proceso de separación de petróleo, gas y agua y el análisis técnico – económico pertinente.

PRESENTACIÓN

El Campo Sacha actualmente operado por la empresa PETROPRODUCCIÓN produce un promedio de 49000 BPPD con un corte de agua de 52% y 26,6° API, esto lo constituye como uno de los mayores campos productores del país.

Los altos costos del procesamiento de crudo obligan a la industria a buscar nuevos sistemas de separación de petróleo agua y gas, más económicos y con alta eficiencia de separación. Los nuevos mecanismos de separación de crudo nos permiten integrar las tecnologías, con los sistemas existentes, permitiéndonos mejorar la eficiencia de separación de los separadores convencionales.

Este proyecto está enfocado a optimizar los procesos de la separación de petróleo, gas y agua de la estación de producción Sacha Central. Para el respectivo análisis este proyecto cuenta con cinco capítulos.

El primer capítulo presenta una descripción general del Campo Sacha, sus reservas, su producción actual y futura y sus estaciones de producción. Dentro de este capítulo se encuentra la descripción de las facilidades de producción existentes en la estación Sacha Central.

En el segundo capítulo se realiza una descripción teórica de los procesos de tratamiento de fluidos mediante el uso de separadores y tratadores térmicos. Posteriormente encontramos un análisis del proceso de tratamiento de fluidos que se sigue actualmente en la estación Sacha Central, para de esta forma determinar los problemas presentes. Finalmente se realiza una comparación entre el proceso de producción utilizado en el Bloque 15: estación YPF y la estación Sacha Central.

El tercer capítulo contiene la propuesta conceptual para el diseño de un separador trifásico con capacidad para manejar la producción de los pozos con alto BSW y un

tratador térmico para el tratamiento de la emulsión. Adicionalmente se realiza un estudio técnico de los separadores bifásicos de producción 1, 2 y 3. De esta forma concluye el estudio técnico para la optimización del proceso de producción en la estación Sacha Central.

El cuarto capítulo demuestra la factibilidad del proyecto mediante el análisis económico del mismo, tomando en cuenta la inversión necesaria y algunos indicadores de rentabilidad económica.

Finalmente el quinto capítulo recopila las conclusiones del proyecto y algunas recomendaciones para su puesta en marcha.

CAPÍTULO

LO 1: DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL

1.1 ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO SACHA

1.1.1 ANTECEDENTES

El campo Sacha, operado actualmente por la estatal PETROPRODUCCION, es considerado como un campo en desarrollo y ha sido de los mayores productores de petróleo desde su descubrimiento por el Consorcio Texaco-Gulf, el 25 de Febrero de 1969 con la perforación del pozo exploratorio Sacha-1, alcanzando una profundidad total de 10160 pies con una producción inicial de 1328 BPPD de 29.9°API y con un corte de agua y sedimentos (BSW) de 0.1%. El inicio de la producción del campo se produjo en el mes de Julio de 1972 con una tasa promedio de 29269 BPPD.

Se trata de un campo productor de crudo liviano promedio de 26.5° API con una producción promedio de 48900 BPPD y un BSW de 51 %, según información tomada del informe mensual del mes del Julio del 2009.

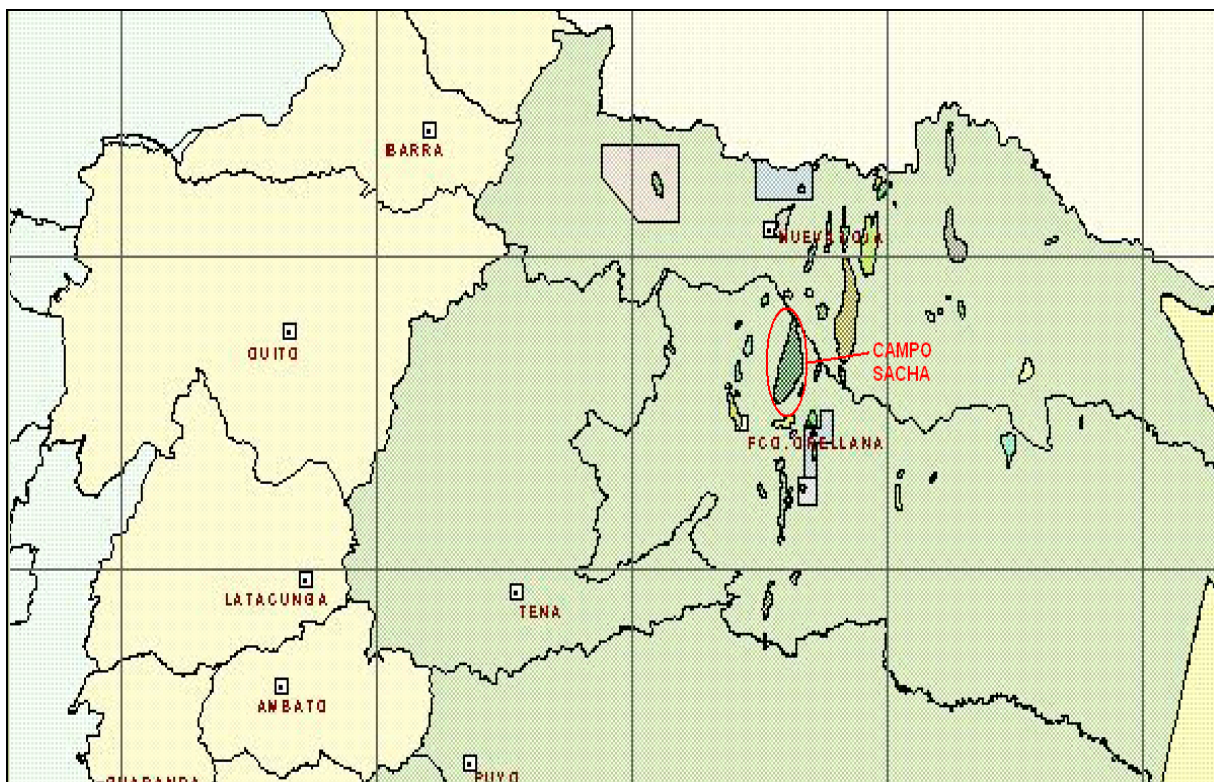
1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Sacha se encuentra ubicado en la en el Cantón “La Joya de los Sachas”, provincia Francisco de Orellana, a 50 Km al Sur de Lago Agrio. (**Figura 1.1**)

Está situado dentro de las coordenadas: 00°11'00'' a 00°24'30'' Latitud Sur y 76°49'40'' a 76°54'16'' Longitud Oeste; teniendo una extensión areal alrededor de 124 Km². Está delimitado al Norte por las estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista; al

Sur por los campos Culebra-Yulebra; al Este por los campos Mauro Dávalos Cordero y Shushufindi-Aguarico; mientras que al Oeste por los campos Pucuna, Paraíso y Huachito. Se encuentra formando parte del tren de estructuras orientadas en sentido Norte-Sur.

Figura 1.1: Ubicación del Campo Sacha



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA

1.1.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

Estructuralmente constituye un anticlinal asimétrico, producto de la compresión andina del Cretácico, que afecta al área en forma diagonal de SO a NE, cuyo eje en la parte norte tiene rumbo NNE-SSO, hacia la mitad inferior tiene un rumbo aproximado N-S. En la parte sur del campo está controlado por un sistema de fallamiento de dirección E-O, en esta parte del campo el cierre estructural es inclinado a suave.

Bajo la estructura Sacha, se desarrolla el anticlinal "Sacha Profundo" de posible edad Jurásico Inferior a medio, que se plegó a los depósitos paleozoicos y triásicos-jurásicos de la formación Sacha (Santiago) el mismo que fue probado con la perforación del pozo Sacha profundo a 16 317 pies sin resultados positivos.

Tiene aproximadamente 31,5 Km. de longitud, un ancho que varía de 4 Km. al Norte, 8,5 Km. al centro y 6 Km. al Sur, con un cierre vertical de 100 pies.

Los principales reservorios del campo son: Hollín, Napo T, Napo U y Basal Tena; que se encuentran a profundidades promedio de 8975, 8765, 8530 y 7800 respectivamente. Los yacimientos "U" y "T" tienen recuperación secundaria (inyección de agua) desde Noviembre de 1.986. El modelo de inyección de agua del campo Sacha es del tipo de inyección periférica

La estructura Sacha se encuentra situada al Oeste del eje axial de la cuenca sedimentaria Cretácica Napo, ubicado en el corredor Sacha-Shushufindi. Esta estructura se encuentra en el lado levantado de la falla de tendencia general NE-SO, conectada al sur con la cuenca Marañón y al norte con la cuenca Putumayo, la cual está ubicada al Este del cinturón Andino.

1.1.4 LITOLOGIA DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES

1.1.4.1 Yacimiento "hollín superior"

Arenisca cuarzosa parda oscura, gris oscura, gris verdosa, translúcida, consolidada, grano muy fino, subredondeada, subangular, buena selección, matriz arcillosa, cemento silícico con inclusiones de glauconita y clorita.

Se encuentra intercalada de lentes de caliza y lutita. El posible ambiente de depósito es del tipo estuarino dominado por mareas.

Buena saturación de hidrocarburos, con un espesor saturado promedio de 25 pies al centro del campo, de porosidad 12%, saturación de agua 35%, salinidad 3890 ppm de ClNa y un °API de 27.

Este yacimiento hacia la parte norte del campo se presenta en forma estratigráfica, disminuyendo el espesor neto saturado a 5 pies.

1.1.4.2 Yacimiento “hollín inferior”

De edad Cretácica inferior, está constituido por una arenisca cuarzosa, parda oscura clara, consolidada, grano muy fino a medio y muy fino, ocasionalmente grano grueso, subredondeada a subangular, buena selección, matriz y cemento silíceo, inclusiones locales de carbón, ámbar y caolín.

Buena saturación de hidrocarburos, tiene un espesor promedio saturado de 45 a 55 pies, porosidad de 15%, saturación de agua entre 20 y 40 % y salinidad de 500 ppm de ClNa, y un °API de 29. El posible ambiente de depósito es de tipo fluviátil.

1.1.4.3 Yacimiento “U”

De edad Cenomaniano, está constituida por lutitas, areniscas calcáreas y calizas marinas.

La arenisca “U” Superior está constituida por una arenisca cuarzosa, blanca, translúcida, transparente, grano fino a muy fino, ocasionalmente grano fino a medio, matriz calcárea, cemento silicio, inclusiones de glauconita y pirita, trazas de gilsonita.

La arenisca “U” Inferior constituida por una arenisca cuarzosa, marrón, café clara, friable, grano fino a muy fino, ocasionalmente grano medio, regular selección,

cemento silicio, buena saturación de hidrocarburos, fluorescencia amarillo-blanquecino, corte lento, residuo café claro.

Este yacimiento tiene un espesor neto promedio de 30 pies, porosidad de 14%, saturación de agua de 20% y una salinidad promedio de 30000-35000 ppm de NaCl y un °API de 27.

1.1.4.4 Yacimiento “T”

De edad Albiano Superior a Inferior.

La arenisca “T” Superior es una arenisca cuarzosa, gris, translúcida, grano muy fino a fino, cemento calcáreo, inclusiones de glauconita, manchas de hidrocarburo café oscuro, corte instantáneo, residuo café claro.

La arenisca “T” Inferior, se trata de una arenisca cuarzosa, café clara, cemento silicio, grano medio a fino, localmente grano grueso, buena saturación de hidrocarburos, corte rápido, residuo café muy claro. Tiene un espesor neto saturado de entre 20 pies, una porosidad promedio de 14,5 %, una saturación de agua de 28%, una salinidad promedio de 20000 a 25000 ppm de ClNa y un °API de 27.

1.1.4.5 Yacimiento “basal tena”

De edad Maestrichtiano, constituida por areniscas cuarzosas, translúcida, subangular, subredondeada, regular clasificación, cemento calcáreo, buena saturación de hidrocarburos, fluorescencia amarillo-blanquecina, corte lento, residuo café claro. Mayoritariamente está formado por secuencias de grano fino a muy fino y secuencias de grano fino a medio y ocasionalmente grano grueso; lo que indica un desarrollo en forma irregular, propiciando la formación de estratos lenticulares o trampas estratigráficas en el campo y en la Cuenca Amazónica.

Posee un espesor neto promedio de 10 a 15 pies, porosidad de 15%, saturación de agua de 35 %, salinidad promedio que va de 24000 a 13000 ppm de ClNa y un °API de 26.

1.2 RESERVAS

De acuerdo con el Reglamento de operaciones Hidrocarburíferas se tienen las siguientes definiciones:

Reservas Probadas: Son los volúmenes de hidrocarburos a condiciones normalizadas que pueden ser extraídos como resultado de la producción económica, a partir de las condiciones originales del yacimiento hasta las de abandono, considerando la técnicas disponibles en el momento en que se realiza la evaluación.

Reservas Remanentes: Son los volúmenes de hidrocarburos recuperables a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial, que todavía permanecen en el yacimiento.

POES (Petróleo original en Sitio): Es la cantidad estimada de petróleo crudo que existe en depósitos (reservorios) conocidos antes de cualquier producción. (Douglas Considine, 1977)

1.2.1 RESERVAS ACTUALES DEL CAMPO SACHA

El Campo Sacha es uno de los campos más grandes del Ecuador, con un petróleo original en sitio de 3685 millones de barriles, reservas probadas de 1436 millones de barriles y reservas remanentes de 518 millones de barriles, información perteneciente al informe oficial del 2008.

La **Tabla 1.1** proporciona información detallada por yacimiento y total sobre la producción acumulada de petróleo en el campo Sacha hasta el 31 de Diciembre del 2008 y de las reservas remanentes existentes.

Tabla 1.1: Reservas de petróleo del campo Sacha

YACIMIENTO	PETROLEO IN SITU BLS	FACTOR DE RECOBRO %	RESERVAS ORIGINALES TOTALES BLS N.	PRODUCCION ACUMULADA BLS N.	RESERVAS REMANENTES BLS N.
BASAL TENA	94.9	20-30	48.8	17.107 445	9.792 555
U	810	38.9	460.5	188.467 299	126.532 701
T	374	33.2	136	89.187 687	34.812 313
HOLLÍN	2406	32.9	791.4	444.012 095	347.387 905
TOTAL	3684.9		1436.7	738.774 526	518.525 474

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCION – DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS.

La **Tabla 1.2** contiene la información detallada por yacimiento y totales de la producción acumulada de petróleo, agua y gas en el campo Sacha hasta el 31 de Diciembre del 2008.

Tabla 1.2: Producción acumulada del campo Sacha

FORMACIÓN	PETRÓLEO	AGUA	GAS
BASAL TENA	17,107,445	2,930,182	2,516,782
U	188,467,299	27,882,750	41,910,897
T	89,187,687	16,863,657	25,550,944
HOLLÍN	444,012,095	386,153,233	14,882,643
TOTAL	738,774,526	433,829,821	84,861,266

Realizado por: Cintya Jiménez

Fuente: PETROPRODUCCION – Departamento de Yacimientos.

1.2.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO SACHA

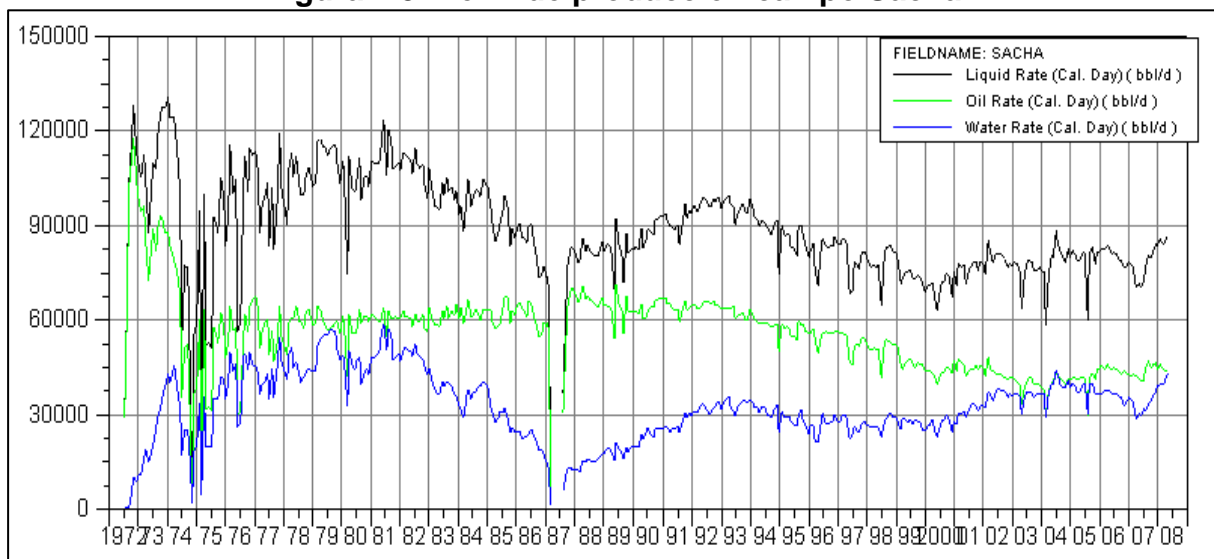
Los parámetros petrofísicos y propiedades de los fluidos varían dependiendo del yacimiento y de la arena. Los valores de estos parámetros para los fluidos del campo Sacha se presentan en la **Tabla 1.3**.

FUENTE: PETROPRODUCCION-DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA.

1.3 PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA

El inicio de la producción del campo Sacha se produjo en el mes de Julio de 1972 con una producción promedio de 29269 BPPD. En el mes de Diciembre del 2008 el campo Sacha tuvo una producción promedio de 48611 BPPD con un BSW de campo de 52%. La **Figura 1.3** muestra las curvas de producción histórica correspondientes al petróleo y agua para el campo Sacha, desde el inicio de producción en el año 1972 hasta el mes de Diciembre del 2008.

Figura 1.3: Perfil de producción campo Sacha



FUENTE: PETROPRODUCCION – DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS.

En la figura anterior se puede observar que la producción del campo tuvo su máximo en el año de 1981 con una producción promedio de 112 000 BPPD, de ahí en adelante la producción ha declinado hasta la producción actual que se encuentra alrededor de los 49 000 BPPD.

1.3.1 CURVA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

La predicción de producción es importante en el desarrollo de este proyecto ya que de esta dependen las dimensiones de las facilidades de producción.

La proyección de la producción se puede obtener a través de la una extrapolación de la curva de declinación de la producción. Esta curva nos muestra la declinación de la producción de petróleo así como también el aumento de la producción de agua con el paso del tiempo. Para esto es necesario encontrar una función lineal que represente la curva del historial de producción del campo. La pendiente de esta curva será el valor de la declinación de dicho campo.

Los cambios en el comportamiento de la producción son dependen principalmente de los siguientes factores:

- Cambios en las condiciones de fondo.
- Depletación natural del Yacimiento.
- Tiempo de vida de los equipos de fondo.

1.3.1.1 Declinación exponencial

La ecuación para la declinación exponencial puede ser expresada de la siguiente forma:

$$q = q_o e^{-\frac{1}{\alpha}t}$$

Si $\frac{1}{\alpha} = d$, entonces tenemos que:

$$q = q_o e^{-dt} \tag{1.1}$$

Donde:

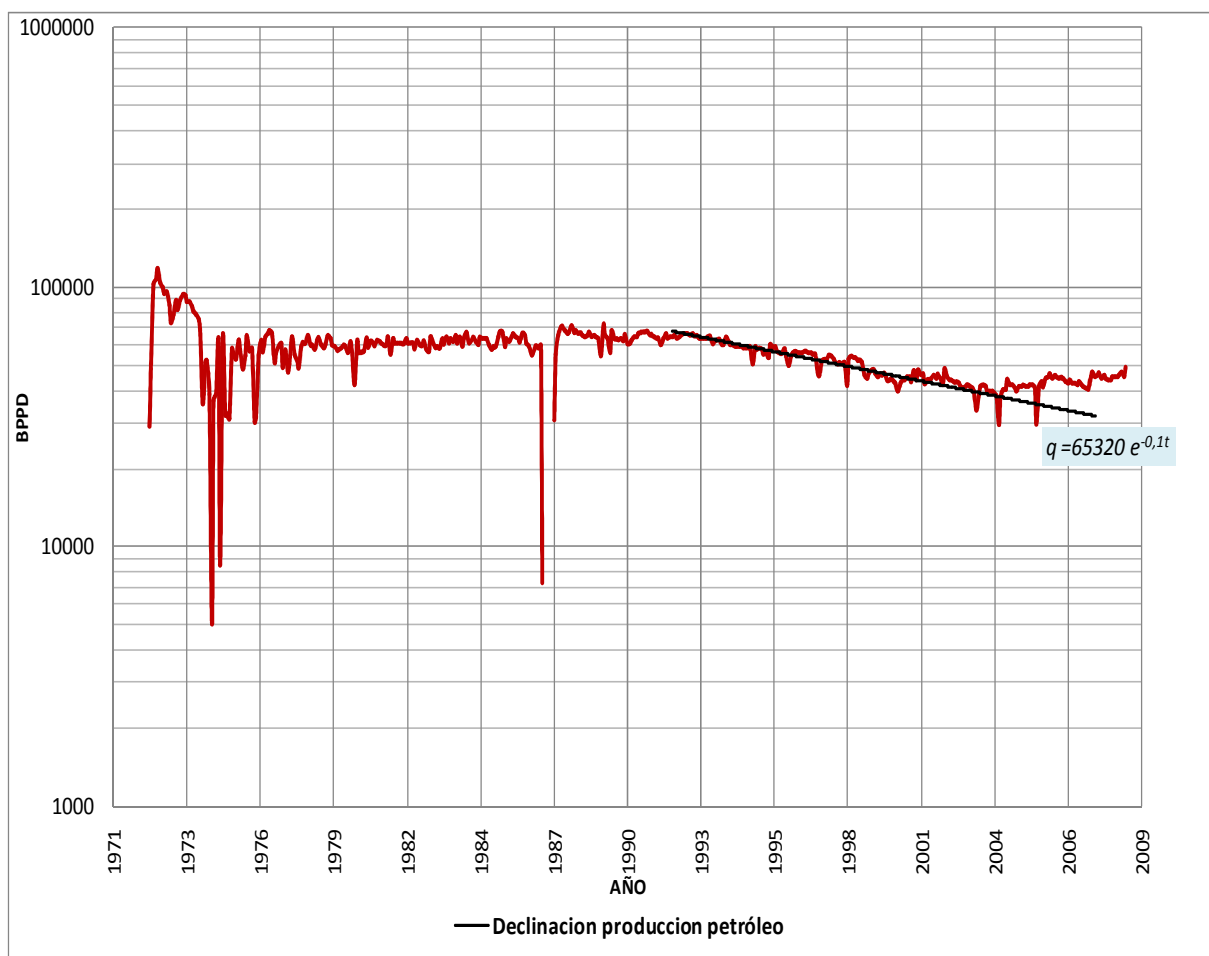
- q : Caudal de producción al tiempo t
- q_o : Caudal de producción al tiempo $t = 0$
- d : Declinación exponencial (1/año)
- t : Tiempo en años

1.3.2 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA

Para conocer el valor de la declinación del campo es necesario tomar en cuenta aquellos períodos de tiempo en el cual la producción fue relativamente uniforme, ya que de esto depende la precisión de la predicción.

La **Gráfica 1.1** representa el historial de producción de petróleo del campo Sacha desde el inicio de la producción en 1972 hasta el año 2008 en la cual se encuentra la curva de declinación correspondiente al petróleo.

Gráfica 1.1: Declinación de la producción de petróleo del campo Sacha



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS.

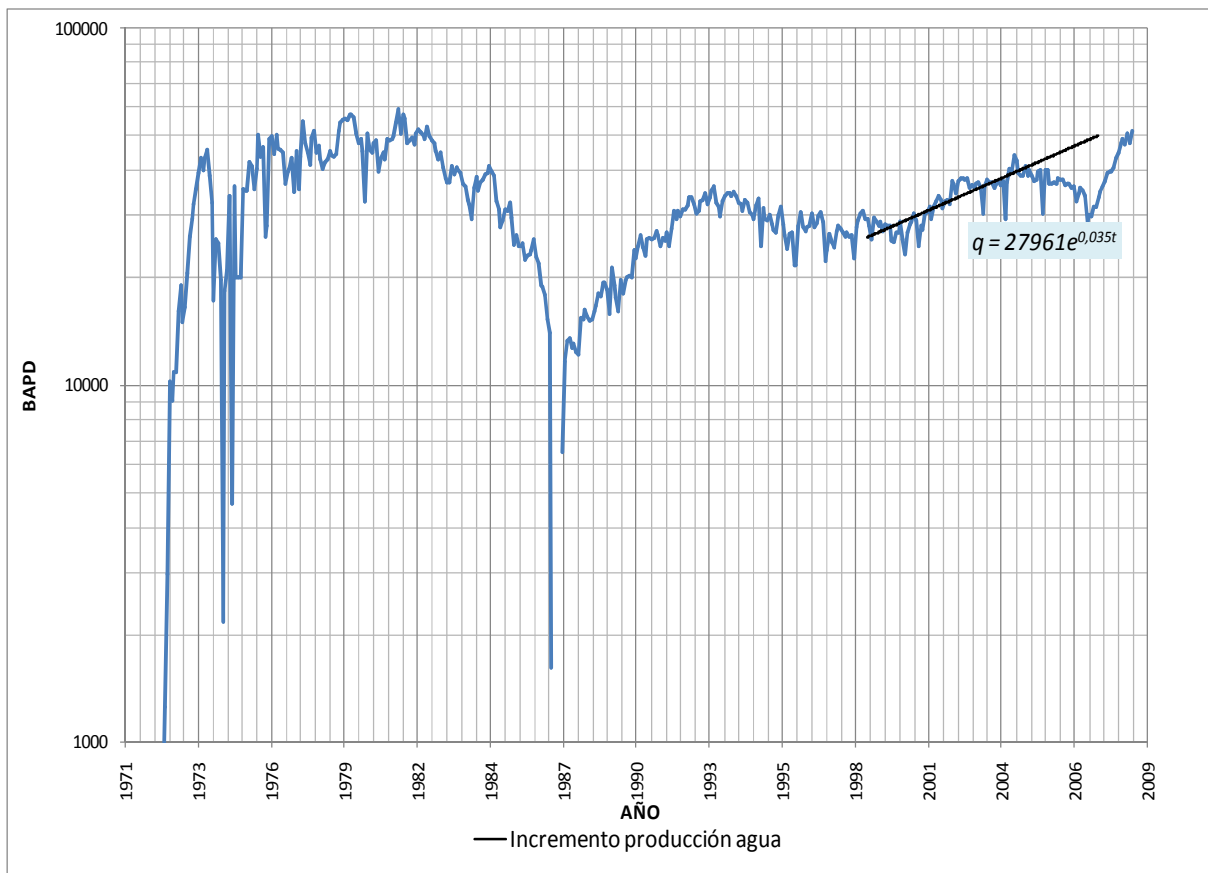
La ecuación que describe la curva de declinación de la producción de petróleo es:

$$q = 65320e^{-0.10t}$$

De donde se puede concluir que la declinación de petróleo del campo es del 10% anual. Este porcentaje de declinación en la producción nos ayudará para realizar la predicción de la producción del campo y de la estación Sacha Central.

La **Gráfica 1.2** representa el historial de producción de agua del campo Sacha desde 1972 hasta el año 2008 en la cual se encuentra la curva de declinación correspondiente al agua.

Gráfica 1.2: Incremento de la producción de Agua del campo Sacha



REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS.

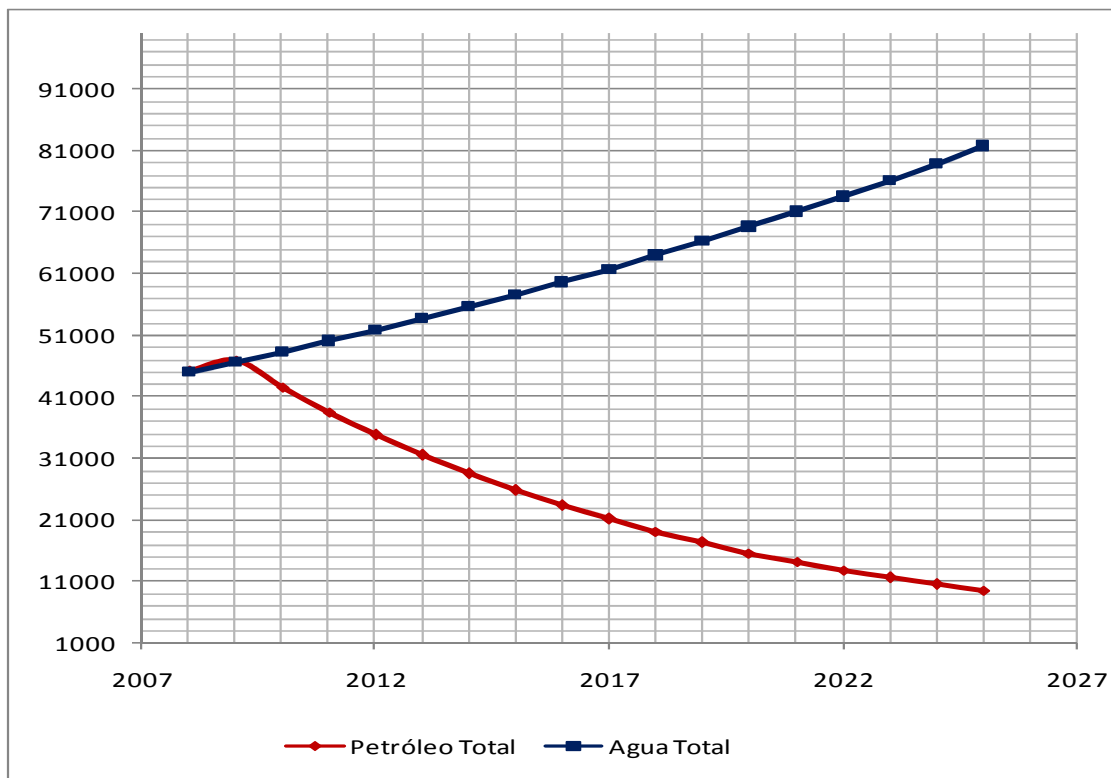
La ecuación que describe la declinación de la producción de petróleo es:

$$q = 27961e^{0.035 t},$$

De donde se puede concluir que la declinación del campo corresponde al 3,5% anual. Este porcentaje de declinación nos ayudará para realizar la predicción de la producción de agua del campo y de la estación Sacha Central.

Con la ecuación de declinación exponencial y conociendo los valores de declinación anual, el caudal inicial que corresponde a la producción de petróleo y agua en el mes de diciembre del 2008, y el cronograma de perforación para el año 2009, se puede realizar la proyección de la producción hasta el año 2025 (**Gráfica 1.3**). Los valores usados para realizar esta gráfica se encuentran en la **Tabla A 1.2.1. Anexo 1**.

Gráfica 1.3: Proyección de la producción de petróleo y agua del campo Sacha



REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

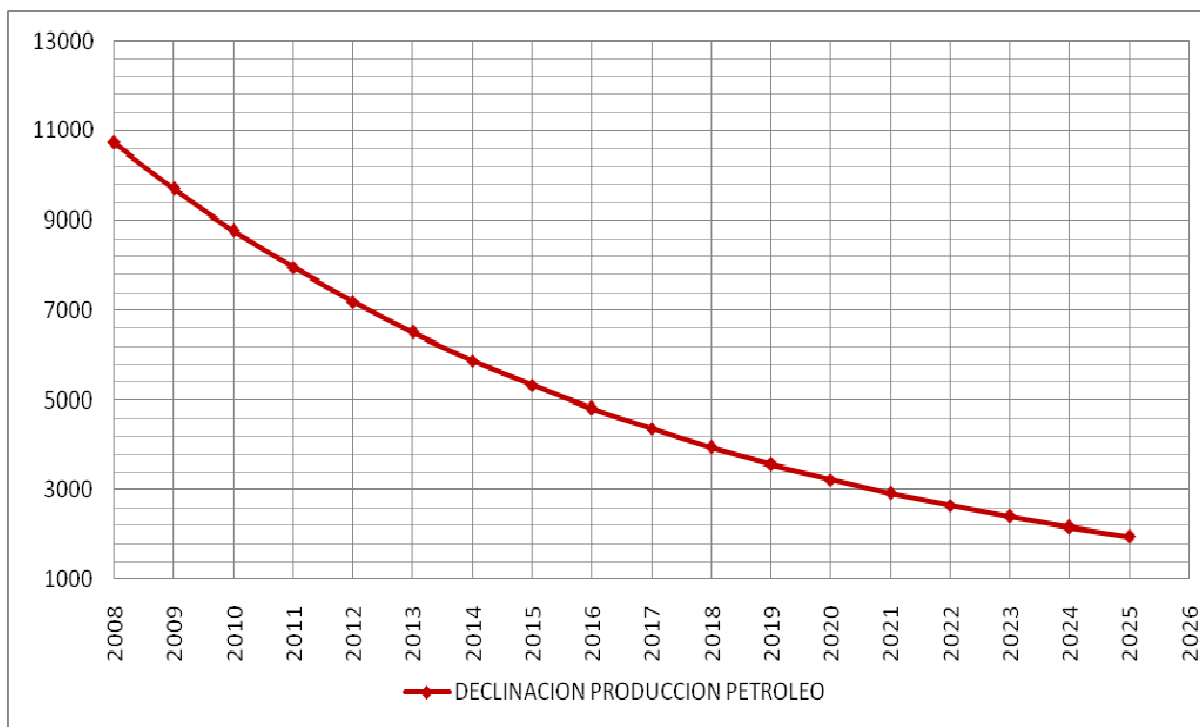
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS.

Esta gráfica muestra que para el año 2025 la producción de petróleo aproximadamente será de 10000 BPPD, mientras que la producción de agua alcanza los 81000 BAPD en el Campo Sacha. Es necesario recalcar que en este estudio no se han tomado en cuenta los trabajos de reacondicionamiento de pozos y los programas de perforación posteriores al año 2009.

1.3.2.1 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCION DE LA ESTACION SACHA CENTRAL

La predicción de la producción de la estación Sacha Central se la realiza de la misma forma que la predicción calculada para el campo, tomando en cuenta que el caudal inicial de producción es de 10722 BPPD y 3585 BAPD, información correspondiente a la producción diaria reportada para la estación Sacha Central el 31 de Diciembre del 2008.

Gráfica 1.4: Declinación de la producción de petróleo en Sacha Central



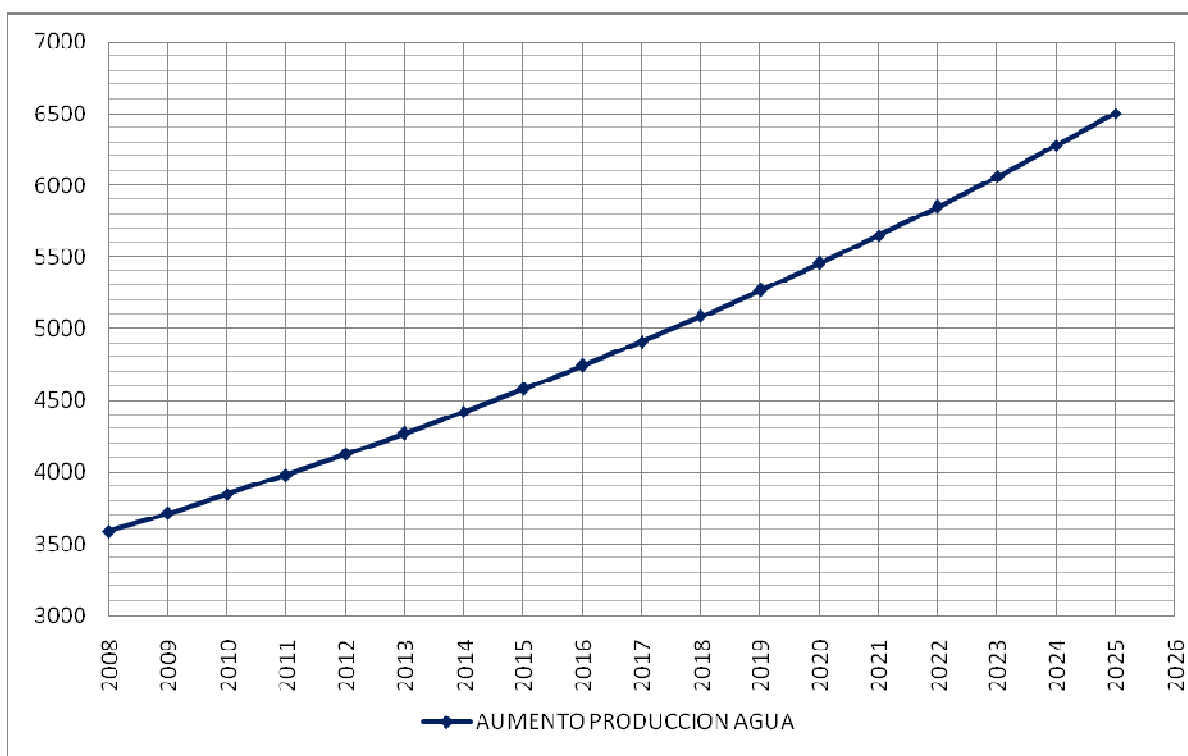
REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS.

El porcentaje de declinación para el petróleo es de 10% (**Gráfica 1.4**) cuyos valores calculados se encuentran en la **Tabla A 1.2.2. Anexo 1**.

En conclusión para el año 2025 la producción de petróleo en la estación Sacha Central disminuirá hasta los 2000 BPPD. Sin tomar en cuenta trabajos de reacondicionamiento de pozos y tampoco pozos nuevos perforados.

En la **Gráfica 1.5** se aprecia el incremento de la producción de agua en la estación Sacha central anual cuyo porcentaje de incremento anual es de 3.5%. Los valores calculados para realizar esta gráfica se encuentran en la **Tabla A 1.2.2. Anexo 1**.

Gráfica 1.5: Incremento de la producción de agua sachá central



REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS.

De la gráfica anterior se puede concluir que para el año 2025 la producción de agua se incrementa hasta los 6500 BAPD en la estación Sacha Central.

1.3.3 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO SACHA

El campo Sacha tiene un total del 210 pozos perforados, de los cuales 141 pozos están en producción, 39 pozos están cerrados, 11 pozos abandonados, 6 pozos son reinyectores y 6 pozos inyectoros. Esta información corresponde al mes de Diciembre del 2008.

El método de producción para los 141 pozos productores se encuentra en la **Tabla 1.4.**

Tabla 1.4: Métodos de Producción de los pozos campo Sacha

METODO	No. POZOS	PRODUCCION (BPPD)
FLUJO NATURAL	6	5902
BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	29	12077
BOMBEO HIDRAULICO	103	30264
MTU	3	525
TOTAL	141	48768

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA.

De la tabla anterior se puede deducir que el 73% de los pozos tiene bombeo hidráulico como método de levantamiento artificial, frente al 21% de pozos que tienen bombeo electrosumergible.

Estos resultados influyen de gran manera en este estudio, ya que el fluido motriz usado es petróleo, entonces es necesario tomar en cuenta el caudal inyectado así como el caudal producido.

1.3.4 ESTACIONES DE PRODUCCIÓN CAMPO SACHA

El Área Sacha está conformada de 4 estaciones de producción:

- Estación Central
- Estación Norte 1
- Estación Norte 2
- Estación Sur

La producción por estaciones en el mes de Diciembre 2008 se puede ver en la **Tabla 1.5:**

Tabla 1.5: Producción por estaciones

ESTACIONES	NÚMERO POZOS	BFPD	BPPD	BSW	BAPD	VGAS MPC/D
Sacha Central	34	14311	10722	25,05	3585	2997
Sacha Norte 1	43	35792	13951	61,02	21841	1459
Sacha Norte 2	20	22339	10528	52,87	11811	1607
Sacha Sur	44	23326	13567	41,84	9759	1438
TOTAL	141	95768	48768		46996	7501

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA.

1.3.5 PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL

La estación de producción Sacha central recibe la producción de 34 pozos, con una producción de 10722 BPPD, estado al mes de Diciembre del 2008. Estos datos fueron tomados del FORECAST que es la recopilación diaria de las pruebas de producción que se realiza a todos los pozos para determinar el potencial de producción, así como también la producción de agua, el BSW, el tipo de

levantamiento utilizado y algunas observaciones importantes, ésta información se encuentra en la **Tabla A 1.3.1. Anexo 1.**

1.4 FACILIDADES DE PRODUCCION EXISTENTES EN LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL

La estación Sacha Central es el centro administrativo del campo Sacha. Esta estación de producción cuenta con las instalaciones para captar la producción de 34 pozos para el proceso de separación de petróleo, agua y gas.

Además es un centro de recolección de la producción de otros campos para enviarla por el oleoducto hacia Lago Agrio.

1.4.1 MANIFOLD

Se conocen también como múltiples de producción o colectores (**Foto 1.1**). Es una combinación de válvulas y tuberías, las cuales direccionan el flujo de los pozos hacia los separadores de prueba a través de tuberías de 4" de diámetro, o hacia los separadores de producción a través de tuberías de 10" de diámetro. La presión de operación en las líneas varía entre los 20 a 24 psi.

Foto 1.1 Manifold estación Sacha Central



FUENTE: ARCHIVO FOTOGRÁFICO PERSONAL

Antes de que el fluido ingrese a los separadores de producción se inyectan los siguientes químicos: antiespumante, demulsificante y antiparafínico.

La producción total llega a 5 manifolds (34 pozos conectados), en los cuales se distribuyen los pozos de alto corte de agua hacia los separadores de producción 1, 2 y 3; y los de bajo corte de agua hacia los separadores de producción 4 y 5.

1.4.2 SEPARADORES

En la estación Sacha Central existen 7 separadores bifásicos (**Foto 1.2**), 2 separadores de prueba y 5 separadores de producción.

Un separador es un recipiente metálico cerrado que sirve para separar la fase líquida de la fase gaseosa del hidrocarburo proveniente del manifold mediante un proceso mecánico, para lo cual el fluido debe permanecer en reposo dentro del recipiente por un periodo de tiempo para que la separación física de fases ocurra.

Originalmente los separadores de producción fueron trifásicos, pero, debido a problemas operativos fueron acoplados para operar como bifásicos, es decir, solo separan el líquido y gas. **Figura A.1.4.1 Anexo 1.**

Foto 1.2: Separadores de producción estación Sacha Central



FUENTE: ARCHIVO FOTOGRÁFICO PERSONAL

Los separadores de prueba son de menor capacidad que los separadores de producción, y sirven para conocer la producción de gas y líquido provenientes de un pozo mientras que los separadores de producción tienen capacidad para tratar el fluido de varios pozos.

Cada separador cuenta con una línea desde el manifold que sirve para dirigir el fluido hacia cualquiera de los separadores de producción, y de esta forma conocer hacia cual separador se dirige la producción de cada pozo. El tiempo de residencia en los separadores de producción es de 10 minutos.

La **Tabla 1.6** contiene especificaciones técnicas de los separadores tales como: presión y temperatura de diseño, así como también el año de su fabricación.

Tabla 1.6: Especificaciones técnicas de los separadores

	Separadores Prueba 1 y 2	Separadores de producción				
		01	02	03	04	05
Fabricante	NATCO	Acero de los Andes	Acero de los Andes	Acero de los Andes	KOBE	Acero de los Andes
Año	1984	1971	1971	1990	1975	1989
Presión de diseño (psi)	125	100	100	125	125	125
Temperatura de diseño (°F)	180	125	125	125	200	120
Diámetro externo (pulg.)	48	84	84	84	84	84
Longitud (pies)	20	22	22	22	22	22

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA.

De acuerdo con la información en la tabla anterior se puede ver que 3 separadores ya tienen más de 30 años de haber sido instalados, mientras que los 4 restantes ya han cumplido 20 años de operación.

1.4.3 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Este sistema está constituido por los tanques de lavado y reposo y los tanques de oleoducto.

1.4.3.1 Tanque de Lavado

Se lo conoce también como “wash tank”. Tiene una capacidad de 72 490 barriles, de techo fijo. Cuenta con una bota de gas antes de la entrada del tanque de 288 barriles de capacidad, la cual se encarga de eliminar el gas en solución que no se separó en los separadores de producción.

La función del tanque de lavado es separar el fluido proveniente de los separadores bifásicos 1, 2 y 3 en sus fases de petróleo y agua, primeramente atrapando las gotas separadas en el colchón de agua formado en el fondo que va de 7 a 8 pies de altura, y luego proporcionando un tiempo residencia suficiente para que el químico demulsificante actúe rompiendo el resto de la emulsión agua-petróleo. **Figura A 1.4.2 Anexo 1.** Por la parte inferior se drena el agua separada, mientras que por la parte superior rebosa el petróleo hacia el tanque de reposo.

Foto 1.3: Tanque de lavado estación Sacha Central



FUENTE: ARCHIVO FOTOGRÁFICO PERSONAL

Los tanques de lavado tienen techos fijos, para mantener una presión positiva y exenta de aire, se dispone de las llamadas válvulas de presión y vacío con arrestallamas y colchón de gas. Esto ayuda a prevenir la corrosión, eliminar potenciales fuentes de incendio y conservar algo de hidrocarburos gaseosos en solución. También cuenta con conexiones con los calentadores para incrementar la temperatura de la corriente de agua que ingresa al tanque de lavado y facilitar la separación de agua y petróleo.

1.4.3.2 Tanque de Reposo

Conocido también como tanque de surgencia, tiene una capacidad de 41970 barriles y tiene techo fijo. Es un tanque de almacenamiento principalmente, en el cual se recibe el petróleo con BSW máximo de 1%.

Pueden existir una o varias succiones a las bombas de transferencia, para enviar al tanque de oleoducto, localizadas a 3, 6 o 9 pies de altura. La configuración del techo y los accesorios es similar al tanque de lavado. Tiene una bota de gas en la entrada de este tanque, por donde se recibe la producción de los pozos que tiene BSW < 1%, directamente de los separadores de producción 4 y 5, para disminuir este petróleo en el tanque de lavado y generar un tiempo de residencia mayor. **Figura A 1.4.3. Anexo 1.**

Foto 1.4: Tanque de reposo estación Sacha Central



FUENTE: ARCHIVO FOTOGRÁFICO PERSONAL

En este equipo se realiza las mediciones de nivel de petróleo y cantidad bombeada, para determinar la producción de una estación o determinar la proyección de producción cada 4, 6 u 8 horas.

El fluido motriz que se utiliza en el sistema de levantamiento por bombeo hidráulico es extraído de este tanque, ya que contiene bajo porcentaje de agua.

1.4.3.3 Tanques de oleoducto

Se cuenta con dos tanques de 161105 y 100000 barriles de capacidad. Estos son de techo flotante. Su función es la de almacenar el petróleo que será enviado hacia el oleoducto.

El tanque de oleoducto 02 tiene techo geodésico, mientras que en el tanque 01 se está realizando la instalación.

En estos tanques se recolecta la producción de las estaciones: Sacha Central, Norte1, Sur; también llega la producción del campo MDC.

La **Tabla 1.7** contiene especificaciones técnicas de los tanques existentes en la estación Central.

Tabla 1.7: Especificaciones técnicas de los tanques

TIPO	ALTURA	DIAMETRO	DESCARGA	CAPACIDAD	
				NOMINAL	OPERATIVA
	Pies	Pies	Pies		
Lavado	36	120	33	72490	66462
Reposo	30	100	18 y 9	41970	39172
Oleoducto 1	43	164	1	161105	131145
Oleoducto 2	43,3	164	1	100000	90000

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCION – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA.

1.4.4 SISTEMA DE GAS

El sistema de gas en la estación Sacha Central está encargado de recolectar el gas proveniente de los separadores y distribuirlos para su consumo.

Este sistema cuenta con los siguientes equipos:

1.4.4.1 Mecheros

Existen tres mecheros de gas en la parte posterior de la estación: un mechero de gas de los separadores, un mechero de gas ecológico de la bota del tanque de lavado y un mechero de gas ecológico de la bota del tanque de surgencia.

1.4.4.2 Depurador de gas

Conocidos también como scrubber. Su función es eliminar el líquido que se encuentra en la corriente gaseosa.

Se cuenta con un total de 5 scrubers en la estación Central:

- 1 Scruber para eliminar los líquidos a la salida de los separadores
- 1 Scruber para eliminar líquidos a la entrada de las unidades de oleoducto
- 2 Scrubers para eliminar el agua a la entrada de los calentadores
- 1 Scruber para eliminar el agua a la entrada de las unidades Ajax.

1.4.4.3 Botas de Gas

Está formada de dos cilindros verticales concéntricos, y sirve para eliminar una cantidad adicional de gas que todavía permanece en solución. Por el cilindro interno sube el petróleo y agua, hasta chocar con un deflector en forma de sombrero chino,

descendiendo por el espacio anular para ingresar al tanque. **Figura A 1.4.4. Anexo 1.**

En la estación existen dos botas de gas ubicadas en la entrada del tanque de lavado y tanque de surgencia, respectivamente con capacidad de 288 barriles cada una. Estas se encargan de extraer el gas que no se separó en los separadores de producción.

1.4.4.4 Calentadores

Existen 4 calentadores de agua para el tratamiento químico del crudo ubicados a un lado del tanque de lavado. Estos constituyen tubos concéntricos los cuales incrementan la temperatura del agua de formación, quemando gas natural en el tubo interno, mientras que por el espacio anular y en contracorriente ingresa el agua del tanque de lavado, incrementándose la temperatura entre 10 - 25 °F. **Figura A 1.4.5. Anexo 1.**

1.4.5 SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA

El sistema de reinyección de agua de formación en la estación Sacha Central se encarga de recolectar el agua de formación proveniente del tanque de lavado para enviarlo hacia la estación Sacha Sur.

Para este fin se tienen los siguientes equipos (**Tabla 1.8**):

Tabla 1.8: Equipos de reinyección de agua

EQUIPO	CAPACIDAD
Tanque desnatador	5000 bls
1 Bomba Reiny. Agua - SA- Sur Marca Wenco	

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCION – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA.

1.4.6 SISTEMA DE POWER OIL

El método de levantamiento artificial usado principalmente en el campo Sacha es bombeo hidráulico con un 73%, frente a los otros tipos de levantamiento. Este método consiste en inyectar el fluido motriz, que en este caso es petróleo, a presiones altas por el tubing para levantar el petróleo ya sea por medio de pistones o válvulas jet, y producirlo por el anular.

El objetivo de las unidades AJAX y HPS es inyectar el fluido motriz a una presión suficiente para que pueda levantar el petróleo. Las unidades AJAX tienen una capacidad de inyección unitaria de 4500 BIPD a una presión de 3900 psi. Las unidades HPS tienen una capacidad de inyección de 9000 BIPD a una presión de 3900 psi. En conclusión la estación central tiene una capacidad de inyección de fluido motriz de 148500 BIPD a una presión promedio de 3900 psi.

Los equipos destinados para el sistema de power oil se encuentran en la **Tabla 1.9:**

Tabla 1.9: Equipos Sistema Power Oil

EQUIPO	DESCRIPCION GENERAL
09 Unidades power oil 6 cilindr.	Motor White Superior 610 HP
04 Unidades power oil 8 cilindr.	Motor White Superior 597 HP
08 Unidades HPS	Motor 900 HP 63 etapas
02 Unidades HPS	Motor 900 HP 63 etapas
Booster Power Oil Bloque A	100 HP-Durco 8x6x14
Booster Power Oil Bloque B	100 HP-Durco 8x6x14-US
Booster Power Oil Bloque A	Motor caterpillar 3304 125 HP
Booster Power Oil Bloque B	Motor caterpillar 3304 125 HP
Booster electrica para Power Oil	Motor teco 200 HP Bomba Peerless 5AE 12 6x6
Booster electrica para Power Oil	Motor 60 HP Bomba Durco 2K3x2 Mark 3

CONTINÚA EN LA PÁGINA 27

EQUIPO	DESCRIPCION GENERAL
1 Compresor de gas	DPC-360- Ajax
1 Filtro horizontal (comp. de gas)	Marca Daniel/ Serie# 58082 /50 psi Año /88
2 Prefiltros verticales (comp. gas)	Marca Pall/ Serie# 0000492 0000493/ Año 2001
3 compresores de aire	5/20/40 HP - Shuler Lincoln
1 Generador	3000 KW-General Eléctric
1 Generador	1000 KW-Kato
2 Turbinas de generacion 1 TA y 1 TB	1750 HP- 5000 HP/ Ruston
11 Bombas de químico	1/4 HP
1 Motor eléctrico	Recuperar crudo
1 Bomba de recirculación	A surge tank - 20 HP
1 Bomba Sumidero	Terminal Pucuna
1 Transformador	780KVA -Marca Westinghouse
1 Transformador	1120KVA-Marca Westinghouse
1 Transformador	60KVA-TSD
1 Generador diesel (turbinas)	Motor caterpillar 3412 755 HP - Generador Kato
1 Generador diesel para HPS # 09	Motor caterpillar M3512 1470 HP 1,3 Megavattios

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA.

1.4.7 SISTEMA CONTRA INCENDIO

Los equipos usados en el sistema contra incendio se detallan en la **Tabla 1.10**

Tabla 1.10: Equipos sistema contra incendio

EQUIPO	DESCRIPCION GENERAL
1 Motor para espuma	15 HP- Westinghouse
1 Motor para espuma a diesel	43.5 HP/ Marca Deutz RPM 2300
1 Motor para espuma cat	Motor caterpillar 3306 - 225 HP

CONTINÚA EN LA PÁGINA 28

EQUIPO	DESCRIPCION GENERAL
1 Autobomba	Ford-8000
2 Tanques proporcionadores de espuma	Capacidad 2360/200 Gls.
12 Extintores de carrito	150 Lbs.- Marca Ansul /Gen. Electric
1 Tanque de agua	1500 bls.
Centro de carga	480V-600A-5 Ptos.

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA.

1.4.8 SISTEMA DE BOMBEO

Este sistema está constituido por las bombas de transferencia y las bombas de oleoducto.

1.4.8.1 Bombas de transferencia

Para medir el caudal que sale desde el tanque de surgencia hacia el tanque de oleoducto existen las unidades ACT que son contadores de desplazamiento positivo. Para realizar el muestreo existe un Sampler, donde se toma una muestra representativa de todo el fluido y en la cual se mide el BSW y el °API del petróleo, ya que debe cumplir ciertos requisitos para ingresar al tanque de oleoducto.

A continuación, en la **Tabla 1.11** se detallan los equipos usados.

Tabla 1.11: Bombas de Transferencia

EQUIPO	DESCRIPCION GENERAL
3 bombas de transferencia ACT's	Durco 8 x 6 x 14 de 1456 GPM 100 HP c/u- Baldor/Marathon/General Elect.

3 Controles Smith Meter de 8"	Rango de 460-2300 BPH
-------------------------------	-----------------------

CONTINÚA EN LA PÁGINA 29

EQUIPO	DESCRIPCION GENERAL
1 Probador maloney	877,58775 glns a 60° F -0 psi
1 Tablero contador de pulsos	
1 Motor y bomba eléctrico	Recuperar crudo
1 Bomba Reiny. Agua - SA- Sur	Marca Wenco
1 Bomba Goulds Pump	3x4x7 de 200 GPM

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA.

Las unidades ACT: 1 y 2 reciben el crudo proveniente de la estación Sacha Sur, mientras que la unidad ACT: 3 recibe la producción del tanque de surgencia.

1.4.8.2 Bombas oleoducto

Son bombas centrífugas que bombean el crudo desde el tanque de oleoducto hacia el Lago Agrio por el oleoducto. La **Tabla 1.12** contiene información de las bombas de oleoducto y su capacidad.

Tabla 1.12: Bombas de oleoducto

DESCRIPCION	CANTIDAD	MARCA	CAPACIDAD
4 Bombas Centrifugas	3	United Pump	792 HP united
	1	Caterpillar	601 HP united
2 Bombas booster eléctricas		Durco 8x6x14	1456 GPM
		Motor US/GE-	100 HP
1 Bomba booster a diese		Marca Durco	

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA.

En la salida de las bombas se realiza un control del BSW y °API del petróleo, ya que este no proviene solamente de la producción del campo Sacha, sino también de

otras compañías operadoras: Sipec, Petrobras, Pucuna, Perenco; y del campo Auca.

CAPÍTULO

LO 2: DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DE TRATAMIENTO DE FLUIDOS

2.1 SEPARACIÓN BIFÁSICA Y TRIFÁSICA

Los separadores de petróleo y gas son recipientes cerrados utilizados para separar mecánicamente líquido y gas de una corriente combinada de estos fluidos a determinada presión y temperatura. Los fluidos provenientes del pozo están sujetos a cambios debido a la continua reducción de presión y temperatura que experimentan los fluidos desde que salen del yacimiento, ascienden por el pozo y son conducidos a través de líneas en superficie.

La separación física de las fases de petróleo, gas y agua es una de las operaciones básicas en producción, procesamiento y tratamiento de crudo.

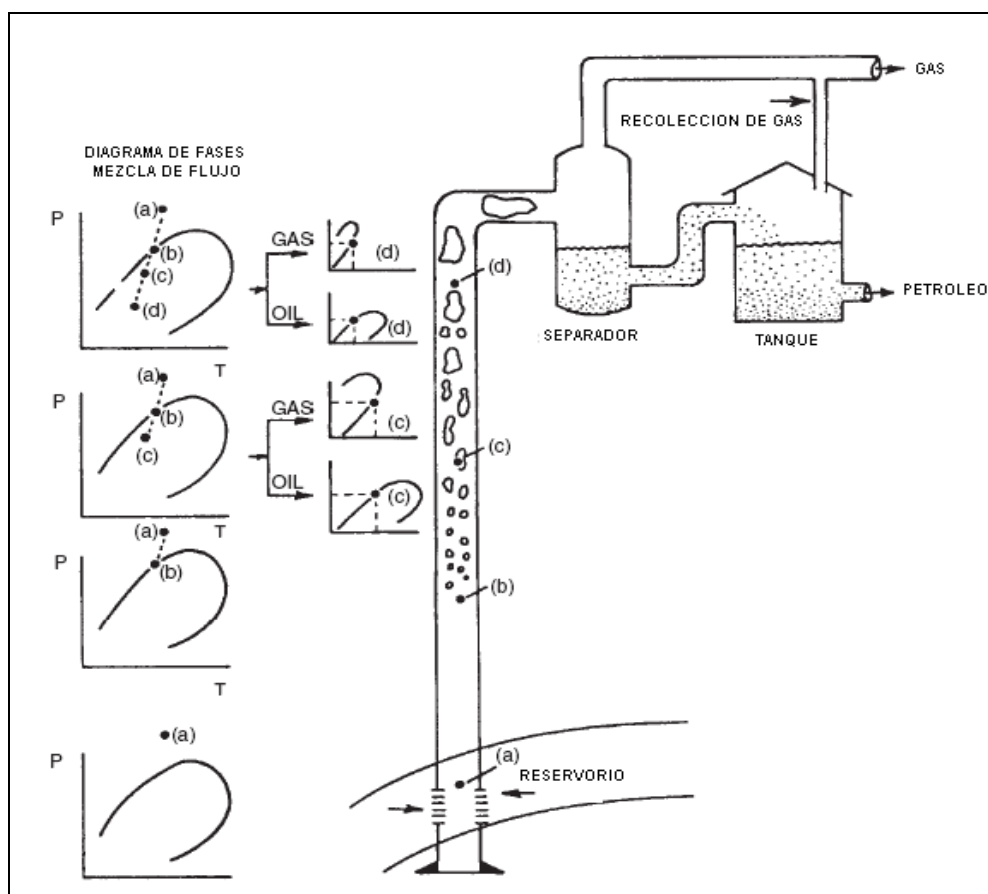
En el proceso de separación el factor principal que ayuda a la separación de fluidos es la gravedad, complicándose cuando existen densidades similares entre los fluidos.

Los separadores se fabrican en acero cuyas características corresponden a las normas establecidas para funcionar en etapas específicas de alta, mediana o baja presión.

2.1.1 HIDROCARBUROS A CONDICIONES DE SUPERFICIE

El petróleo y gas son mezclas de hidrocarburos de una composición química compleja, que se encuentran en un yacimiento a determinadas condiciones de presión o temperatura. En la medida que la corriente de hidrocarburos fluye desde el yacimiento, ésta experimenta reducciones considerables en temperatura y presión, el gas evoluciona desde la corriente líquida y la forma de fluido cambia (la velocidad del gas arrastra gotas de líquido; el líquido arrastra burbujas de gas, (**Figura 2.1**).

Figura 2.1: Cambios de fase de la corriente de producción



FUENTE: ENTRENAMIENTO PARA OPERADORES WOOD GROUP

2.1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SEPARADORES

Los separadores tienen varias clasificaciones según su forma y su uso, como se ve a continuación:

Según el número de fases:

- Bifásicos: separan gas y líquido
- Trifásicos: separan gas, petróleo y agua

Según su forma:

- Cilíndricos
- Esféricos

Según la posición en que son instalados:

- Verticales
- Horizontales

Según su utilización en la batería:

- De prueba
- De producción

Según las condiciones de operación:

- De alta, media y baja presión

2.1.2.1 Clasificación de los separadores según su número de fases

Separadores Bifásicos.- Su función es separar el gas de la corriente líquida. Por ejemplo: separadores de producción, separadores de prueba, scrubber, desgasificadores.

Separadores Trifásicos.- Adicionalmente a los separadores bifásicos, se separa la corriente líquida en sus fases de agua y crudo. Dentro de esta categoría se encuentran los deshidratadores de agua libre (FWKO).

2.1.3 FACTORES QUE AFECTAN EL PROCESO DE SEPARACIÓN GAS, PETRÓLEO Y AGUA

Las características de la corriente de entrada afectan en gran medida el diseño y operación del separador. Los siguientes factores deben ser considerados:

- Flujo de gas y de líquido
- Condiciones de operación: temperatura, presión
- Propiedades físicas de los fluidos, tales como: densidad, viscosidad, etc.
- Eficiencia de separación requerida
- Presencia de impurezas
- Tendencia a la formación de espuma del crudo.

El caudal y el nivel operativo del líquido dentro del separador, determina el tiempo de retención del petróleo dentro del separador. Este tiempo depende del tipo de petróleo a procesar.

El diseño básico del separador debe cumplir con las siguientes condiciones:

- Controlar y disipar la energía de la corriente de los pozos cuando esta ingresa al separador.
- Asegurar que las velocidades de gas y de líquido sean lo suficientemente bajas de modo que la segregación gravitacional y el equilibrio gas-líquido ocurra.
- Minimizar la turbulencia en la sección de gas del separador y reducir la velocidad.
- Control de la acumulación de espumas en el recipiente.
- Descartar la re-entrada del gas y líquido separados.
- Proveer una salida controlada para los gases, para mantener la presión establecida de operación.

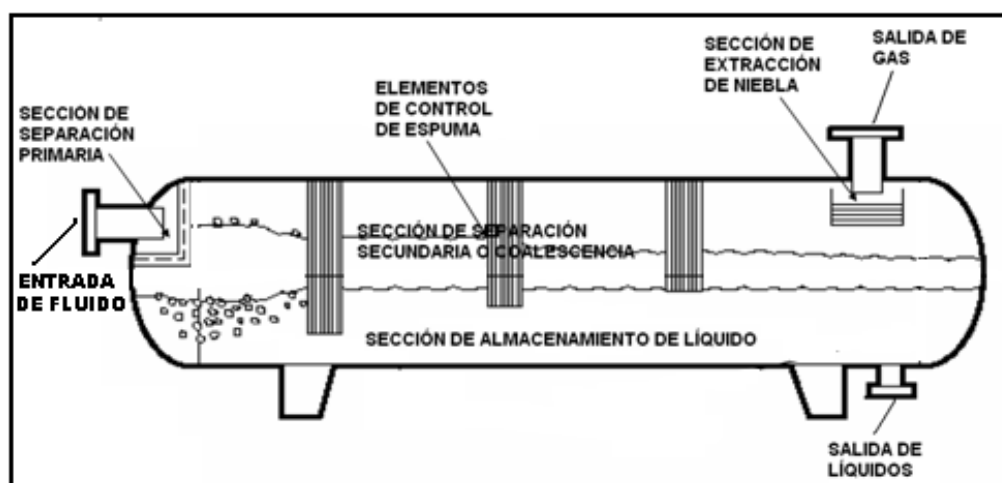
- Proveer salida para líquidos, mediante un controlador de nivel de líquido controlable.
- Si es necesario, proporcionar accesos de limpieza donde los sólidos se puedan acumular.
- Facilitar alivio para presiones excesivas.
- Contar con el equipo necesario (calibradores de presión, termómetros y calibradores ensamblados para el nivel de líquido) para verificar visualmente la operación apropiada.

2.1.4 SECCIONES DE UN SEPARADOR

Un separador, sin importar su forma o construcción se compone de cuatro secciones básicas (**Figura 2.2**):

- Sección de separación primaria
- Sección de separación secundaria
- Sección de extracción de niebla
- Sección de almacenamiento de líquido

Figura 2.2: Secciones de un separador



FUENTE: ENTRENAMIENTO PARA OPERADORES WOOD GROUP

2.1.4.1 Sección de separación Primaria

En esta sección se separa la mayor parte de gas de la corriente de líquido, y se reduce la turbulencia de flujo.

Existe un deflector en el ingreso de los fluidos al separador que obliga al fluido a chocar, produciendo un cambio violento del movimiento y separando el gas de la fase líquida.

2.1.4.2 Sección de separación Secundaria

También conocida como sección de asentamiento gravitacional. La fase continua en esta zona es gas, pero este contiene partículas de petróleo que son arrastradas por la corriente de gas.

Su fin es conseguir la separación de la mayor cantidad de gotas de hidrocarburo del flujo de gas, lo que requiere una longitud suficiente.

Algunos separadores tienen placas deflectoras para reducir la turbulencia de flujo y al mismo tiempo tener un área de contacto suficiente para recolectar las gotas de líquido.

2.1.4.3 Sección de extracción de niebla

Se la conoce como sección de coalescencia, y tiene el fin de remover las gotas de líquido más pequeñas que no se han separado en secciones anteriores.

En esta zona las partículas suspendidas de petróleo que existen en el gas pueden ser removidas con un sistema de extracción que puede ser malla, rellenos metálicos, rellenos de cerámica, etc. Las gotas se unen unas a otras y caen por gravedad al depósito inferior del separador.

La eficiencia de extracción depende del tamaño de la partícula que se está manejando.

2.1.4.4 Sección de almacenamiento de líquido

En esta zona se recepta el líquido separado del gas, posiblemente puede tener atrapadas burbujas de gas. Utiliza el tiempo de retención o residencia para eliminar estas burbujas de gas.

Además de los elementos internos, se debe disponer de la instrumentación adecuada para controlar el nivel de líquido en el separador, así como válvula de alivio para el gas, etc.

2.1.5 DISPOSITIVOS MECÁNICOS DE UN SEPARADOR

Son los elementos mecánicos que se encuentran dentro del separador que ayudan a completar el proceso de separación.

2.1.5.1 Elementos deflectores

Es una placa ubicada frente a la entrada del fluido dentro del separador (**Figura 2.3**).

Figura 2.3: Placa deflectora



FUENTE: ENTRENAMIENTO PARA OPERADORES WOOD GROUP

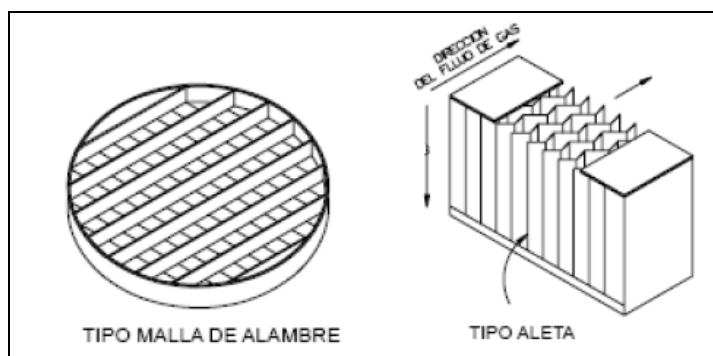
El fluido al entrar al separador choca con la placa lo que ocasiona un cambio brusco de su dirección y velocidad haciendo caer los líquidos hasta el fondo del recipiente y enviando el gas hacia arriba.

2.1.5.2 Eliminadores de Niebla.

Son usados para mejorar la habilidad del separador para remover las partículas líquidas de la fase gaseosa capturando las gotas de líquido y drenando el líquido separado para evitar que vuelva a ser arrastrado por la fase gaseosa.

En la **Figura 2.4** tenemos los tipos de eliminadores de niebla más comunes: de malla de alambre y tipo aleta.

Figura 2.4: Tipos de eliminadores de niebla



Fuente: Entrenamiento para operadores Wood Group

2.1.5.3 Rompe olas.

Son necesarios en separadores horizontales. Son láminas perforadas, en las cuales el líquido choca en cada lámina para conseguir flujo laminar. Se encuentran perpendiculares al flujo.

2.1.5.4 Placas antiespuma.

La espuma en la interfase se forma cuando las burbujas de gas son liberadas del líquido. Una solución para eliminar esta espuma es forzarla a pasar a través de una serie de láminas paralelas y de esta forma ayudar a la coalescencia de las burbujas de espuma.

2.1.5.5 Sand jet.

Es indispensable en fluidos con alto contenido de arena. Es un tubo con orificios en la parte superior que se coloca en la parte inferior del separador, funciona con fluidos a presión mediante toberas de inyección, que hacen posible la remoción parcial de la arena acumulada.

2.1.6 POTENCIALES PROBLEMAS DE OPERACIÓN DE LOS SEPARADORES.

Los principales problemas que pueden presentarse en la operación de un separador suelen ser los siguientes:

2.1.6.1 Espuma en el crudo

La formación de espuma puede provocar problemas en el control mecánico de los niveles de líquido debido a que va a existir un líquido adicional.

Además la espuma tiene un gran volumen y radio, por lo tanto puede ocupar mucho espacio en el recipiente. Se debe tomar en cuenta que la tendencia de espuma a aparecer depende directamente de las presiones de entrada del líquido. La reducción de espuma es recomendable para obtener un aumento de la capacidad del separador.

2.1.6.2 Parafina

La operación del separador puede verse afectada por la acumulación de parafina. Los eliminadores de niebla tipo malla son secciones particularmente propensas a la acumulación de parafinas. Cuando se ha determinado que la parafina es un problema potencial se debe realizar una limpieza interna del separador por medio de los manholes utilizando solventes.

2.1.6.3 Arenas

La arena puede ser causa de muchos problemas en el separador especialmente en el cierre y apertura de las válvulas y acumulación de arena en el fondo del separador. Esta acumulación puede ser eliminada por medio de los mecanismos de limpieza como es el San Jet.

2.1.6.4 Emulsiones

Las emulsiones tienen un problema particular en los separadores trifásicos. Dentro de un periodo de tiempo una acumulación de emulsiones y otras impurezas usualmente afectaran la interfase del agua y crudo, esta acumulación también puede afectar el tiempo de retención de agua y crudo en el separador, resultando en una disminución de la eficiencia de separación de agua y crudo. La adición de químicos y calentamientos minimizan estas dificultades.

2.1.7 SEPARADORES TRIFÁSICOS

El agua de producción asociada al crudo se encuentra básicamente de dos maneras:

- Agua libre: la cual se separa por gravedad en condiciones casi estables, en 5 minutos.
- Agua emulsionada: la cual se encuentra en forma de gotas suspendidas en la corriente de crudo de una manera más estable.

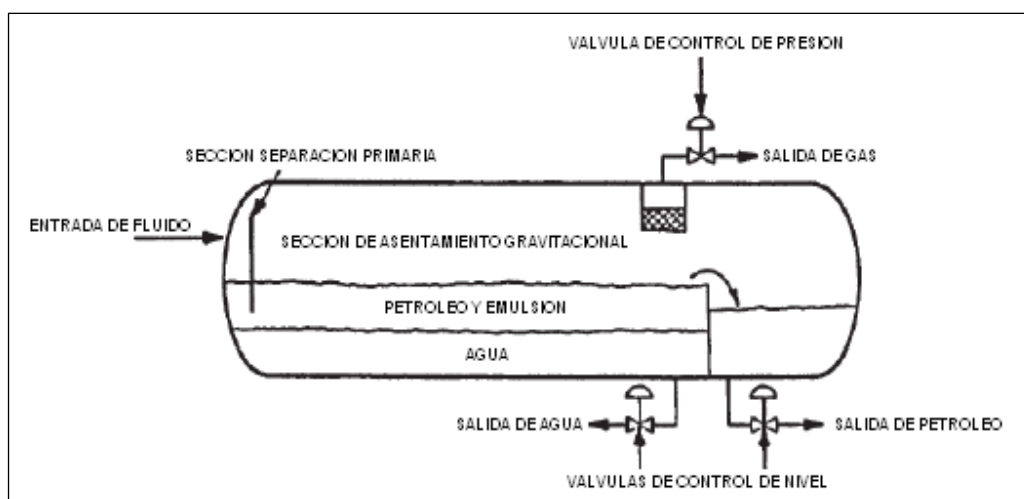
Los separadores trifásicos y los despojadores de agua libre, separan el agua libre presente en la corriente de producción. La separación del agua emulsionada, generalmente requiere de tratamiento adicional.

Adicional a los elementos internos que tienen los separadores bifásicos, los separadores trifásicos deben disponer de dispositivos internos y boquillas para la separación y remoción de agua libre. Requieren además de sistemas de control de nivel más complejos para el manejo de la interfase líquida.

Esta separación se produce por decantación gravitacional, mediante un tiempo de residencia donde las gotas de líquido son recolectadas en el fondo del fondo del recipiente.

El agua sale por la válvula de descarga que se encuentra en la parte inferior del recipiente y la cual es regulada por un controlador de nivel. La altura de la interfase agua-petróleo es controlada por un controlador de nivel, el cual envía una señal a la válvula controladora de agua que permite la salida de la cantidad necesaria de agua para mantener el nivel conforme al diseño. **(Figura 2.5)**

Figura 2.5: Separador trifásico



FUENTE: ENTRENAMIENTO PARA OPERADORES WOOD GROUP

El gas separado fluye sobre la placa deflectora y sobre la capa de líquido separando gotas de líquido remanente en el gas. Las gotas de líquido más pequeñas que no fueron separadas en las secciones anteriores son separadas en el extractor de niebla para que finalmente el gas salga del recipiente.

La presión dentro del separador es mantenida por una válvula reguladora de presión que se encuentra en la parte superior del separador.

2.1.7.1 Dispositivos de control

Para optimizar la separación se deben controlar tres parámetros principales:

- La presión dentro del separador
- El nivel de interfase líquido-gas
- Temperatura de los fluidos.

Estos parámetros se controlan debido a que las propiedades físicas de los fluidos son afectadas por ellos. Debido a que las variaciones de estos parámetros pueden afectar considerablemente los procesos de separación se deben mantener lo más estables y constantes posibles.

- *Control de presión*

La presión del separador es controlada utilizando un controlador de presión asociada a una válvula automática que reacciona ante cualquier variación de presión en el separador.

Cuando hay una disminución de presión en el separador el controlador hace que la válvula se cierre para evitar que salga más gas y por tanto, incrementar la presión en el separador, por el contrario si la presión aumenta, el

controlador hace que la válvula se abra para permitir la salida de gas y disminuir la presión.

Una vez establecida la presión de operación en el separador, el controlador junto con la válvula automática se encarga de mantener estable esta presión.

- *Control De Nivel*

Al igual que la presión, el nivel de interfase líquido/gas se debe mantener lo más estable y constante posible. Una variación en el nivel de la interfase cambia el volumen de gas y de líquido dentro del separador y el tiempo de retención de los dos flujos.

El punto inicial del nivel de la interfase líquido gas depende del GOR que tenga el pozo.

Si se tiene un valor de GOR alto se necesita disponer de más volumen disponible para el gas, por lo tanto el nivel de líquido en el separador debe ser bajo. Si se tiene un valor de GOR bajo se necesita menos volumen disponible para el gas, por lo tanto el nivel de líquido en el separador debe ser alto.

- *Controlador de nivel de aceite:*

Generalmente consta de un flotador que está asociado al controlador para hacer abrir y cerrar la válvula automática que regula la salida de crudo para mantener controlado el nivel de crudo del separador.

- *Control de nivel de agua:*

El nivel de interfase de los líquidos, es decir la interfase entre el agua y el aceite debe mantenerse constante para evitar que el agua pase por encima de la placa de rebose y contamine el aceite que tenemos en la cámara de aceite. Esto se logra mediante un controlador de nivel de interfase que funciona de la misma manera que el controlador de aceite con la diferencia que el flotador debe flotar en el agua y no en el aceite.

- *Dispositivos de Seguridad*

Con el fin de proteger la vasija de separación y evitar llegar a los valores de las máximas presiones de diseño y de prueba del separador se cuenta con dispositivos que nos ayudan a monitorear y controlar los parámetros de presión y nivel de fluidos que se tiene en el separador.

- Indicadores locales de presión del recipiente
- Indicadores locales de temperatura de los fluidos en el recipiente
- Transmisores de presión, nivel y temperatura.
- Switch de presión, nivel y temperatura.
- Válvulas de seguridad.

2.1.8 DISEÑO CONCEPTUAL DE SEPARADORES

Diferentes criterios de diseño deben ser usados en la selección y tamaño del separador, basándose en la composición del crudo.

La norma API 12J cubre los requerimientos mínimos para el diseño y fabricación de todo tipo de separadores de petróleo, gas y agua usados para la producción de petróleo y gas. Una guía básica para el diseño de separadores bifásicos y trifásicos se señala a continuación.

2.1.8.1 Capacidad de gas

La capacidad del gas en separadores puede ser calculada por una modificación de la ley de Stokes.

Esta capacidad está basada en el tamaño mínimo de la gota de líquido que se asienta en un flujo de gas a una velocidad dada.

Esta velocidad es calculada por la siguiente fórmula:

$$v_a = K \sqrt{\frac{d_L - d_G}{d_G}} \quad (2.1)$$

Donde:

v_a = velocidad superficial máxima permitida a través de la sección de separación secundaria (ft/seg)

d_L = densidad del líquido en condiciones de operación (lb/ft³)

d_G = densidad del gas en condiciones de operación (lb/ft³)

K = Constante que depende de las condiciones de operación

Esta velocidad debería permitir que todas las gotas de líquido mayores que 10 micrones se asienten.

Es necesario un área de interfase y un tiempo de retención mayor para remover el gas del líquido. Los separadores horizontales normalmente dan mayor área de interfase. Adicionalmente a las propiedades de flujo, la capacidad del gas está influenciada por:

- Temperatura de operación
- Tendencia del líquido a formar espumas
- Uniformidad del flujo
- Químicos demulsificantes, si son usados.

2.1.8.2 Capacidad de líquidos

La capacidad de líquidos del separador es dependiente principalmente del tiempo de retención del fluido en el recipiente. Una buena separación requiere suficiente tiempo para obtener una condición de equilibrio entre la fase líquida y gaseosa a la temperatura y presión de separación.

2.1.8.3 Dimensionamiento de separadores trifásicos

Los principios básicos para dimensionar separadores bifásicos son usados para separadores trifásicos.

La separación de petróleo y agua está determinada por los siguientes criterios:

- Líquidos deben ser separados del gas en la sección de separación primaria.
- La velocidad del gas debe permitir la salida de las gotas de líquido.
- El gas debe ser depurado a través de un extractor de niebla eficiente.
- Petróleo y agua deben ser vertidos en una sección del recipiente libre de turbulencia.
- Los líquidos deben ser retenidos en el recipiente el tiempo necesario para permitir la separación.
- La interfase petróleo-agua debe ser mantenida.
- Agua y petróleo deben ser removidos del recipiente por sus respectivas salidas.

El dimensionamiento de un separador trifásico es una función del tiempo de retención. Este tiempo está relacionado con el volumen del recipiente, la cantidad de líquido a manejar y las gravedades específicas del agua y petróleo.

Existen dos consideraciones principales en la especificación del tiempo de retención:

- El tiempo de asentamiento para permitir una adecuada remoción de agua del petróleo.
- El tiempo de asentamiento para permitir una adecuada remoción de petróleo del agua.

Generalmente se escogen tiempos de retención iguales para petróleo y agua. Los criterios básicos de diseño para tiempos de retención de líquido en separadores trifásicos generalmente son mostrados en la **Tabla 2.1**.

Tabla 2.1: Tiempo de retención para separación trifásica

GRAVEDAD DEL PETROLEO		TIEMPO (MINUTOS)
Sobre 35° API		3 a 5
Bajo 35° API	100 + °F	5 a 10
	80 + °F	10 a 20
	60 + °F	20 a 30

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ
FUENTE: SPECIFICATION FOR OIL AND GAS SEPARATORS

2.1.8.4 Procedimiento para el dimensionamiento del separador trifásico horizontal

Las ecuaciones que se presentan en este capítulo pueden usarse para dimensionar inicialmente un separador, sin embargo este procedimiento deberá complementarse con la experiencia de operación por lo que el departamento de producción deberá decidir finalmente el tipo y tamaño de separador.

Para el dimensionamiento de separadores horizontales las ecuaciones utilizadas para separar partículas con un diámetro de 100 micras donde el nivel de líquido sea igual o menor a la mitad del diámetro interno del mismo.

2.1.8.4.1 Capacidad del gas:

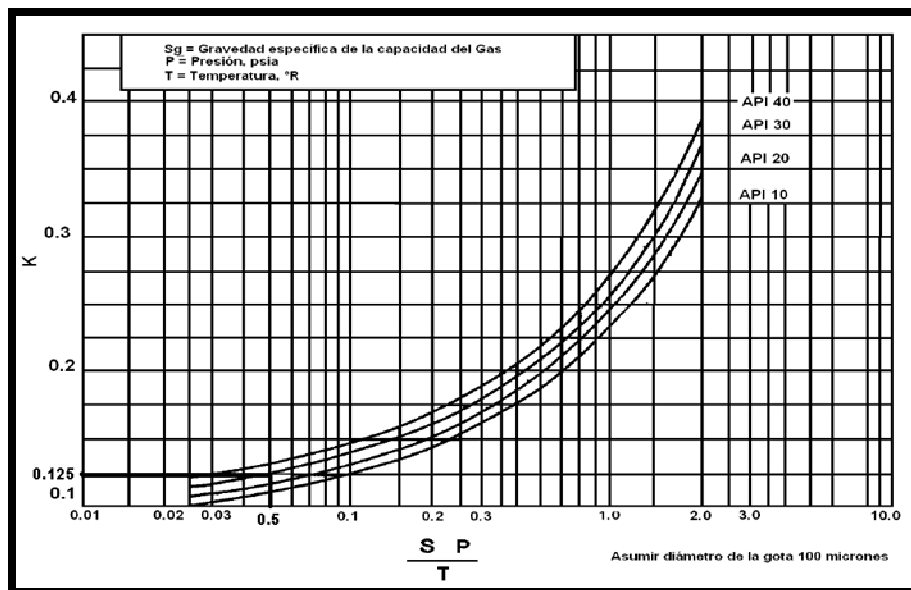
La capacidad de gas está dada por la siguiente ecuación:

$$Leff \times D = 42 \frac{T Z Qg}{P} K \quad (2.2)$$

Donde:

- D = diámetro del recipiente (pulgadas)
- Leff = Longitud efectiva (pies)
- T = temperatura (R)
- Z = Compresibilidad del gas
- Qg = Caudal de gas en MMPCS/DIA
- P = Presión de diseño (psi)
- K = constante que depende de las propiedades del gas y liquido y del tamaño de la partícula (**Figura 2.6**).

Figura 2.6: Constante K



FUENTE: SURFACE PRODUCTION OPERATIONS

2.1.8.4.2 Capacidad de líquidos

La capacidad para manejo de líquidos está dada por la siguiente ecuación:

$$D^2 \times Leff = 142 \times Tr \times Qt \quad (2.3)$$

Donde:

- D = diámetro del recipiente en pulgadas
- Leff = Longitud efectiva en pies
- Tr = tiempo de residencia en minutos
- Qt = Caudal total en barriles

Para separar las gotas de agua de 500 micras de diámetro del petróleo se debe obtener un diámetro máximo del separador de acuerdo con el siguiente procedimiento.

Calcular $h_{o_{m\acute{a}x}}$:

$$h_{o_{max}} = \frac{320 \times tr \times \Delta SG}{\mu} \quad (2.4)$$

Donde:

ΔSG : Diferencia de las gravedades especificas de petróleo y agua

μ : viscosidad del petróleo

Calcular el área de la sección transversal del separador ocupada por la fase agua.

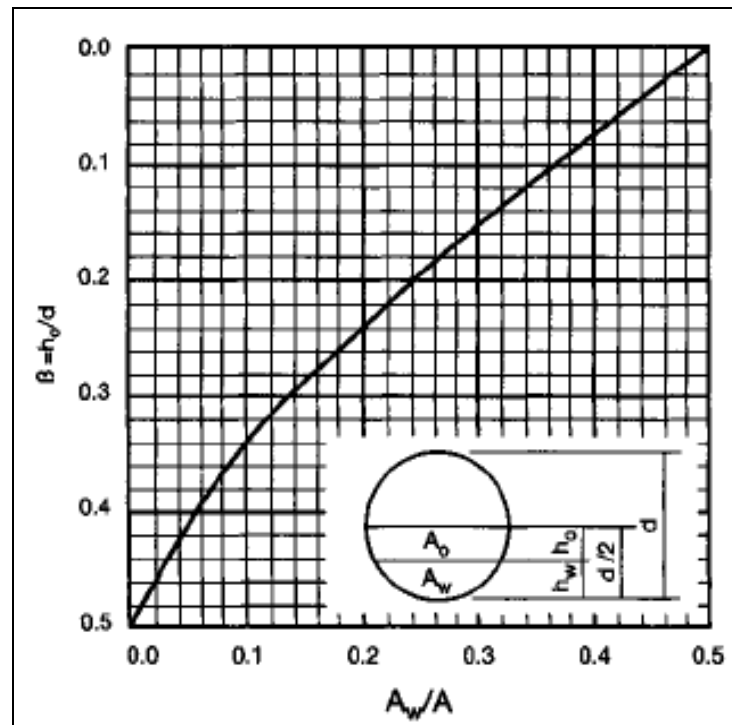
$$\frac{A_w}{A} = \frac{0,5 \times Q_w \times tr}{Q_o \times tr \times Q_w \times tr} \quad (2.5)$$

Calcular del máximo diámetro para la restricción del espesor de la capa de petróleo:

$$d_{max} = \frac{h_{o_{max}}}{\beta} \quad (2.6)$$

Donde β se obtiene de la **Figura 2.7**

Figura 2.7: Coeficiente β para un cilindro



FUENTE: SURFACE PRODUCTION OPERATIONS

Cualquier combinación de diámetro y longitud efectiva que satisfaga las ecuaciones anteriores, llenará los requisitos necesarios.

La longitud de junta a junta se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$L \text{ s/s} = \frac{4}{3} L_{eff} \quad (2.7)$$

Y finalmente, la relación longitud-diámetro está dada por:

$$\frac{L}{D} = \frac{L \frac{s}{s} \times 12}{D} \quad (2.8)$$

Los valores de L/D a elegir serán aquellos que se encuentren en el rango de 3 a 5.

2.2 TRATAMIENTO DE EMULSIONES

Los fluidos producidos de la formación cuando salen del fondo del pozo son una mezcla de petróleo crudo, gas natural, agua y sedimentos básicos, generalmente en forma de emulsión, por lo cual se hace necesario el uso de ayudas físico-mecánicas y químicas para una óptima separación de fases.

La emulsión es una mezcla de dos fluidos inmiscibles que están formando una fase homogénea. Estas clasifican de acuerdo a su estabilidad como estables e inestables; según su facilidad a romperse, como flojas o duras y según su naturaleza como normales o inversas.

La facilidad o dificultad en el tratamiento depende del tipo de emulsión, de las propiedades del aceite y del agua y de las proporciones en que se encuentren. El principal objetivo del tratamiento de campo es neutralizar o destruir los agentes emulsificantes, para después separar las emulsiones.

- *Tratamiento químico*

El objetivo es atacar la sustancia emulsificante y neutralizar su efecto, para tal fin se agregan ciertas sustancias químicas llamadas desemulsificantes. El éxito de esta operación radica en seleccionar el desemulsificante apropiado y usarlo en la proporción adecuada.

El punto donde se agrega el desemulsificante es muy importante y debe en lo posible reunir los siguientes parámetros en forma óptima para que cumpla su función de la mejor manera.

- Agitación
- Tiempo de agitación

- Temperatura
- *Tratamiento térmico*

Consiste en tratar la emulsión en un recipiente tratador, adicionándole calor para permitir la separación de fases. El aumento de temperatura tiene los siguientes efectos:

- Reduce la viscosidad del aceite
- Debilita el agente emulsificante
- Disminuye la densidad del crudo
- Disminuye la tensión superficial del agua

El suministro de calor a las emulsiones se hace por medio de calentadores y tratadores térmicos.

- *Calentadores*

En el calentador la corriente entra fría y sale caliente hacia un recipiente donde entra en reposo para una mejor separación; por lo tanto en el calentador ocurre rompimiento de la emulsión más no separación de fases.

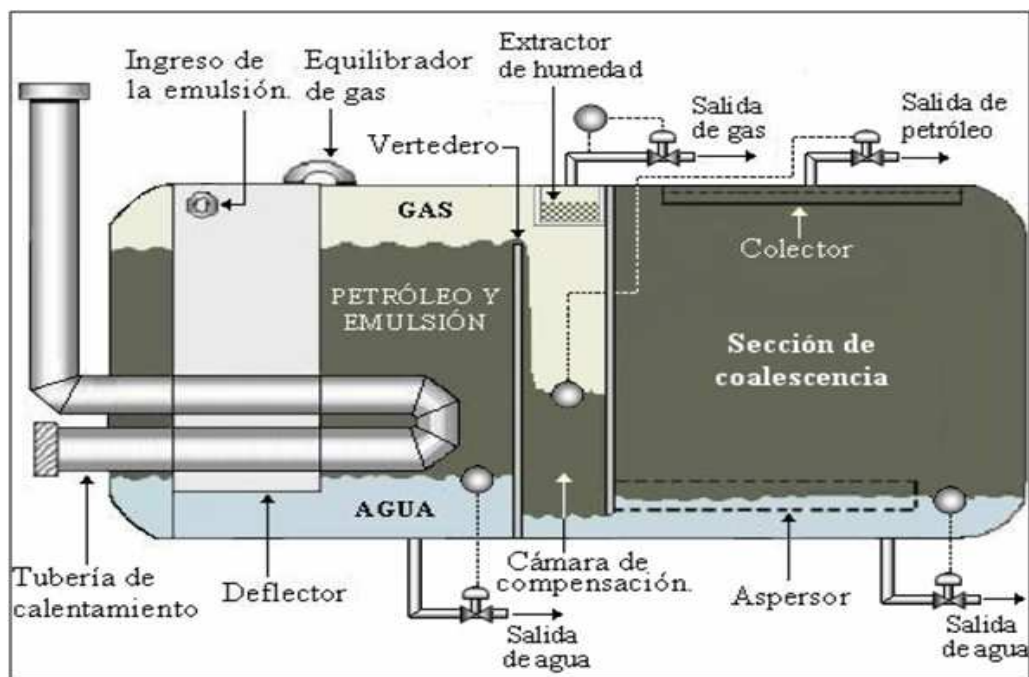
2.2.1 TRATADOR TÉRMICO

Un tratador térmico es un tanque a presión que combina todo el equipo necesario para tratar la emulsión. Su objetivo principal es separar la emulsión y permitir al agua sedimentarse, para permitir la obtención de crudo limpio. (**Figura 2.8**)

El tratador térmico, como cualquier otro tratamiento de emulsión, usa calor y químicos para separar la emulsión. Estos reciben la emulsión cuando ésta ya ha sido tratada químicamente. La emulsión entra por la parte superior y fluye horizontalmente

a través de varias secciones de tratamiento.

Figura 2.8: Tratador térmico



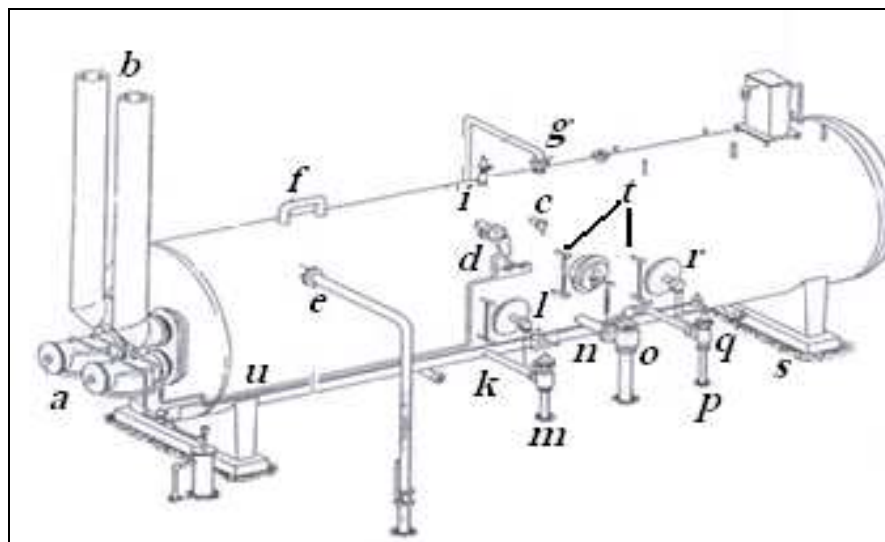
FUENTE: ENTRENAMIENTO PARA OPERADORES WOOD GROUP

2.2.1.1 Componentes externos

A continuación se mencionan los componentes externos del tratador térmico, los cuales se encuentran en la **Figura 2.9**.

- a. *Hornos*: Los hornos contienen gas incinerador que provee al tratador una fuente de calor. La mayoría de los tratadores electrostáticos tiene dos o tres hornos.
- b. *Chimeneas*: Las chimeneas son cilindros de metal a través de los cuales los gases escapan después de fluir a través de los tubos de fuego.
- c. *Termómetro*: El termómetro indica la temperatura a la cual la emulsión está siendo tratada.

Figura 2.9: Componentes externos tratador térmico



FUENTE: PRINCIPIOS BÁSICOS DE LAS EMULSIONES Y LAS UNIDADES DE TRATAMIENTO

- d. *Termopozo*: Provee un lugar para la sonda del termostato, la cual permite mantener la temperatura deseada dentro del tanque.
- e. *Línea de entrada*: Conducto a través del cual los fluidos entran al tratador.
- f. *Equilibrador de gas*: Este tubo permite que la presión del gas se iguale o empareje entre las secciones internas del tratador.
- g. *Salida del gas*: El gas abandona el tratador y pasa a la línea de salida del gas de este conducto.
- h. *Válvula de contra presión de gas*: Esta válvula, ubicada en el punto de salida del gas, mantiene suficiente presión en el tanque como para permitir la eliminación de líquidos.

- i. Dispositivo de seguridad:* Puede ser una válvula de alivio, un disco de ruptura, o ambos. Están diseñados para reventarse si demasiada presión se acumula en el tratador.
- j. Línea compensadora de gas:* Algunos tratadores pueden tener este conducto con un regulador para mantener la presión operante apropiada en la unidad.
- k. Salida de agua libre:* El agua libre, el cual se ha sedimentado al separarse de la emulsión, abandona la unidad a través de esta línea de salida ubicada en el fondo del tratador.
- l. Control de nivel del agua libre:* Este dispositivo mantiene el nivel de agua libre en el tratador.

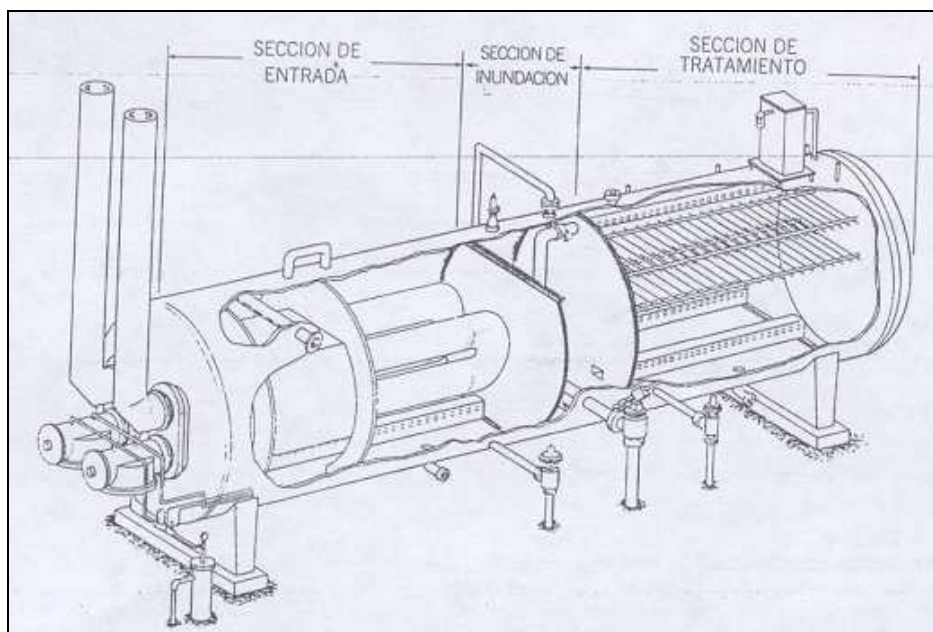
 -
- m. Válvula de eliminación de agua libre:* Esta agua está ubicada en la línea de salida de agua libre y permite a esta abandonar el tanque.
- n. Salida de crudo:* El crudo abandona el tratador y entra a la línea de salida a través de esta.
- o. Válvula de eliminación del crudo:* Está ubicada en el conducto de salida del crudo y permite que el crudo limpio abandone el tratador
- p. Salida de agua tratada:* El agua tratada, el cual se ha sedimentado al separarse del crudo, abandona la unidad a través de esta salida ubicada en el fondo del tratador.
- q. Válvula de eliminación de agua tratada:* Está ubicada en la línea de salida del agua tratada y permite que esta salga del tanque.

- r. *Control de nivel de agua tratada:* Este dispositivo mantiene el nivel de agua tratada en el tanque.
- s. *Drenaje:* En el fondo del tratador hay drenajes para vaciar el tanque para realizar reparaciones o para la eliminación de sólidos acumulados.
- t. *Mirillas de vidrio:* Permiten al bombeador ver los niveles del área de contacto del agua y el crudo en el tratador, y lo ayudan a determinar los niveles de fluidos anormales.
- u. *Líneas suplidoras de gas / aire:* Proveen gas o aire comprimido a los niveles de control para que se puedan operar con propiedad. Estas líneas usualmente contienen un regulador, un colector de gotas y un filtro para ayudar a suplir gas seco y limpio o aire comprimido a los controles de nivel.

2.2.1.2 Secciones internas

El tratador térmico cuenta con tres secciones: la sección de entrada, la sección de inundación, y la sección de tratamiento o coalescencia, tal como se observa en la **Figura 2.10**.

Figura 2.10: Secciones internas tratador térmico



FUENTE: PRINCIPIOS BÁSICOS DE LAS EMULSIONES Y LAS UNIDADES DE TRATAMIENTO

2.2.1.2.1 Sección de entrada:

Es la primera sección que recibe la emulsión y la cual tiene dos propósitos. El gas arrastrado hasta allí se separa y abandona el tratador a través de su salida respectiva, evitando así causar agitación y la emulsión.

También, el agua libre que se ha separado al entrar al tratador, después de ser calentada por los tubos de fuego, cae al fondo del tanque de donde es drenada hacia el exterior de la unidad.

- *Deflector*: Separa el área de separación de gas del área de calentamiento en la sección de entrada. Ayuda a dirigir la emulsión entrante hacia el fondo del tratador.
- *Bajante en forma de u*: Cubre los tubos de fuego en el área de separación de gas. Dirige la emulsión entrante hacia el fondo del tratador.

- *Lavador de agua:* En esta área de la sección de entrada, la emulsión libera agua libre. El lavado del agua es el proceso en el cual las gotas de agua más grandes se combinan entre sí con otras más pequeñas para sedimentarse y ser eliminadas.
- *Dispensador de flujo:* Dispersa la emulsión a todo lo largo de los tubos de fuego para asegurar el máximo uso del área de calentamiento, usando toda la superficie de estos tubos.
- *Tubos de fuego:* Los tubos de fuego proveen calor a la emulsión causando la disminución de la viscosidad del crudo, para que las gotas de agua se puedan sedimentar.
- *Dique:* Es una estructura similar a una represa sobre la cual pasa la emulsión proveniente de la sección de entrada, para luego fluir hacia la sección de inundación.

2.2.1.2.2 *Sección de inundación:*

Es la sección media y sirve para mantener la sección de tratamiento llena de líquido, sin gas en la parte superior. Esta sección conecta al cabezal colector de crudo limpio con la salida de crudo ubicada cerca al fondo de la sección de inundación.

2.2.1.2.3 *Sección de tratamiento:*

Lugar donde ocurre el tratamiento final y la sedimentación de la emulsión.

-

- *Dispensador de flujo:* Recibe la emulsión de la sección de inundación y la dispersa a lo largo de la sección de tratamiento para asegurar su distribución uniforme.
- *Cabezal colector de crudo limpio:* Este cabezal corre horizontalmente a través de la parte superior de la sección de tratamiento y es usado para desnatar el crudo limpio del tanque.

2.2.1.2.4 Dispositivos de observación, vigilancia y seguridad:

Para operar con propiedad y seguridad, cada tratador está equipado con dispositivos de observación y seguridad.

- *Parallamas:* Ubicados al frente de los hornos. Poseen una serie de vetas de aluminio, bien cerca la una de la otra, para que el calor generado por los hornos se disperse en el aire, y evitar que se forme un fuego en la parte exterior del tanque.
- *Depurador del gas combustible:* Previene que los líquidos lleguen hasta los incineradores con el gas combustible. Si el depurador se llena de líquido, se eleva un flotador que cierra la válvula la cual impide que el gas llegue a los incineradores, previniendo la posibilidad de un incendio.
- El depurador tiene una válvula de drenaje que debe ser abierta todos los días por el bombeador para drenar los líquidos que se hayan colectado allí.
- *Válvula de alivio y seguridad:* La válvula de alivio y seguridad es un dispositivo de alivio que se abre para aliviar la presión excesiva dentro de un tanque o tubería. También se conoce con el nombre de válvula de seguridad con resorte o de disparo.

- *Disco de ruptura:* Es un dispositivo a prueba de fallas que se revienta por sí mismo a una presión predeterminada. Esta predeterminación se establece usualmente a la máxima presión operante de seguridad del tratador, o por debajo de esta.
- *Las mirillas de vidrio:* No son dispositivos de seguridad por sí mismas, pero contienen características de seguridad dentro de ellas. Es la mejor forma que permite, al bombeador, ver si el tratador está haciendo un buen trabajo. Si la mirilla se rompe, su dispositivo de seguridad provocara que una bola de acero se sitúe cerrando el flujo.
- *Control de bajo nivel:* Dispositivo de seguridad instalado en el tratador electrostático para asegurar que los tubos de fuegos estén siempre cubiertos de líquido. Está diseñado para interrumpir el incinerador si el nivel de líquido cae por debajo del nivel deseado. Cuando se cierran los incineradores, se impide que los tubos de fuego se recalienten lo cual crearía falla en los tubos de riegos de seguridad.

2.2.1.3 Operación del tratador térmico

Los tratadores térmicos son usados para la separación de tres fases: crudo, agua y gas. Substancias químicas son inyectadas a la corriente de la emulsión que entra al tratador. Por lo tanto, el proceso ya ha comenzado cuando la emulsión entra al tratador.

La emulsión entra a la sección de entrada por la parte superior de la unidad y cae al fondo el tanque. Luego viaja hacia arriba a través de los tubos de fuego y se derrama sobre un dique, pasando a la sección de inundación. De esta sección la

emulsión fluye a través del dispersador hacia la sección de tratamiento, donde la separación final del agua y crudo toma lugar.

2.2.1.3.1 Operación de la sección de entrada

La emulsión entra al tratador, se riega sobre el bajante en forma de U y fluye hacia el fondo del tanque. El gas libre es liberado cuando la emulsión choca contra el bajante y se eleva hasta la parte superior de la sección de entrada.

La mayor parte del agua contenida en la emulsión se sedimenta y los líquidos restantes más ligeros se mueven hacia arriba, a través del agua, lo cual les sirve como un baño caliente. A medida que la emulsión continúa su ascenso, fluye a través del dispersador y a lo largo de los tubos de fuego. Esta acción asegura el máximo uso del calor para el calentamiento de la emulsión.

Los tubos de fuego calientan la emulsión, lo cual ayuda en la separación del crudo y el agua. La emulsión caliente se eleva y derrama sobre el dique ubicado fuera de la sección de la emulsión, se sedimenta en el fondo de la sección de entrada para ser eliminada.

El gas, el cual ya ha sido separado de la emulsión, se eleva hacia la parte superior de la sección de entrada. Un tubo equilibrador permite que el gas en ambos lados del deflector se empareje o iguale, se colecte y sea eliminado del tanque a través del tubo de salida del gas.

2.2.1.3.2 Operación de la sección de inundación

El principal objetivo de la sección de inundación es mantener la sección de tratamiento completamente llena de líquido. Cuando esto ocurre se dice que la

sección está completamente llena de líquido y sin gas en la parte superior. El crudo limpio no abandona la sección de tratamiento a menos que una cantidad igual de líquido entre a la sección de inundación. Esto es controlado por un flotador en la sección de inundación el cual encuentra mecánicamente unido a la válvula de eliminación de crudo.

2.2.1.3.3 Operación de la sección de tratamiento

Dentro de la sección de tratamiento, un dispersador de flujo asegura la distribución uniforme de la emulsión. Es en esta sección donde el tratamiento y la sedimentación final toman lugar.

El crudo, ya separado del agua, asciende hasta la parte superior de la sección de tratamiento. Un cabezal colector de crudo limpio desnata el crudo limpio para ser removido del tratador.

2.2.1.3.4 Niveles de fluidos

El nivel del crudo en la selección de tratamiento se mantiene con la válvula de eliminación, la cual es operada por un flotador en la selección de inundación. Cuando la emulsión asciende por encima del nivel predeterminado en la sección de inundación, el flotador se eleva con la emulsión y causa que la válvula se abra permitiendo al crudo abandonar el tanque. Cuando la emulsión retorna al nivel predeterminado, la válvula se cierra y permite que el crudo se acumule en la sección de tratamiento.

Los niveles de agua liberada y tratada en el tratador se mantienen con las válvulas de eliminación de agua. Tal como con el crudo, la válvula de eliminación se abre para dejar salir el agua cuando el nivel en el área de contacto aumenta por encima

del nivel predeterminado y se cierra cuando está por debajo del nivel predeterminado.

Ambas válvulas de eliminación operan por medio del nivel de control del área de contacto, el cual usa gas o aire comprimido para abrir y cerrar éstas válvulas. El control de nivel hace eso desviando el gas o aire comprimido al diafragma de la válvula de eliminación.

La presión del gas o del aire comprimido activa la tensión que mantiene el diafragma en posición cerrada. Esta acción levanta el diafragma y permite que el agua fluya a través de la válvula de eliminación.

Cuando los líquidos del área de contacto regresan al nivel predeterminado, el control del nivel ventila el gas o aire comprimido y permite que el diafragma se asiente, cerrando así la válvula de eliminación.

2.2.1.3.5 Temperatura de operación

La temperatura de operación es importante y varía de una concesión a otra. Debe usarse la temperatura mínima posible para tratar adecuadamente la emulsión. La relación entre los químicos y la temperatura es un factor de importante consideración. Usualmente se requieren menos químicos para tratar una emulsión caliente.

Los controles de temperatura, o termostatos, son parte importante de un tratador de emulsiones. Si no funcionan apropiadamente, los incineradores pudieren permanecer encendidos o apagados todo el tiempo. Si permaneciesen apagados, la emulsión podría enfriarse, siendo incapaz de separarse completamente. Si

permanecen encendidos, el tratador se puede recalentar y dañar, los crudos más ligeros pueden consumirse cambiando la gravedad y el volumen de crudo puede disminuir resultando en pérdida de ganancias.

La llama del incinerador debe apuntar o estar directamente debajo del centro del tubo de fuego. Si toca al tubo de fuego directamente, se formará un punto de recalentamiento y ocurrirán fallas prematuras en el tubo incinerador debe encender y arder uniformemente por un largo período de tiempo, en lugar de cambiar de la llama intermitentemente.

2.2.1.3.6 Presión de operación

Los tratadores térmicos operan bajo presiones de 5 a 30 psi. La máxima presión operante de un tratador aparece en la placa de información del fabricante adherida a la pared externa de tratador. El tipo de válvula y los controles usados varían dependiendo a la construcción del tratador.

La tubería de descarga del crudo, agua y gas debe estar equipada con controles. Como los tratadores térmicos operan bajo presión, deben estar equipados con dispositivos de alivio de presión con suficiente capacidad para proteger el tratador si la presión aumenta. El gas que abandona el tratador por la parte superior del mismo está controlado por válvula de contrapresión que controla la presión en el tratador.

Las secciones de entrada de inundación se mantienen a una presión ligeramente más alta que la sección de tratamiento. Cuando no hay suficiente gas mezclado con el fluido que entra como para mantener la presión necesaria, se conecta un tubo compensador de gas al equilibrador.

Hay varias razones para mantener una presión más alta en las primeras dos secciones.

- La presión diferencial asegura un flujo positivo de fluido de la sección de inundación a la de tratamiento.
- La sección de tratamiento debe permanecer llena de líquido.
- Debe haber presión diferencial suficiente para mover el crudo limpio a los tanques de almacenamiento.

La presión del gas natural usada para encender el tratador térmico debe ser regulada. Cualquier presión por encima de la escala del termostato impedirá que este se cierre y resulte en el recalentamiento del tratador.

2.2.2 PROCEDIMIENTO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL TRATADOR TÉRMICO

Al igual que en dimensionamiento del separador trifásico, el dimensionamiento inicial se lo puede realizar mediante el siguiente mencionado a continuación, pero la decisión final deberá ser tomada por el departamento de producción dependiendo de las necesidades.

La finalidad es determinar la longitud y el diámetro del tratador, esto se lo puede realizar mediante la **Ecuación 2.9**

$$L_{eff} \times D = 438 \frac{Q \times \mu}{\Delta SG \times d_m} \quad (2.9)$$

Donde:

Q = Caudal de petróleo BPPD

μ = viscosidad en cp

dm = diámetro de las partículas en micrones ($dm = \mu^{-0.675}$)

Los valores de L_{eff} y D deben satisfacer la ecuación para el tiempo de retención, dada por la **Ecuación 2.10**.

$$L_{eff} \times D = \frac{tr \times Q}{1.05} \quad (2.10)$$

Donde:

tr = tiempo de residencia en minutos

Se determina el calor requerido para incrementar la temperatura, con la **Ecuación 2.11**.

$$q = 15 \times Q_o \times \Delta T (0,5 \times SG_o + 0,1) \quad (2.11)$$

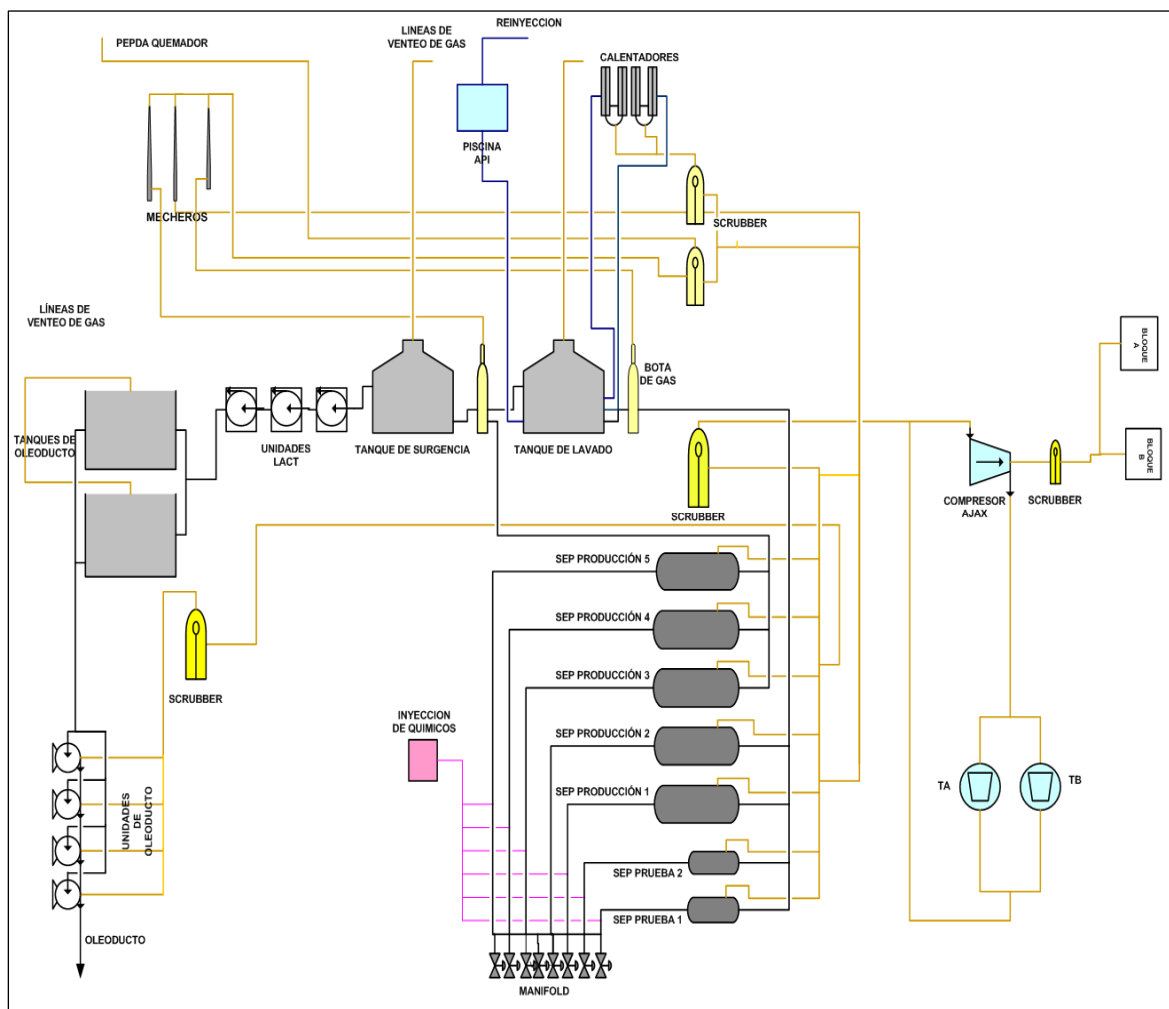
Donde:

q = calor requerido en BTU/hr

2.3 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL

La **Figura 2.11** muestra un diagrama general de las facilidades de producción existentes en la estación Sacha Central, así como del proceso de producción del petróleo desde el manifold hasta los tanques de oleoducto.

Figura 2.11: Diagrama de producción en la Estación Sacha Central



REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA.

A continuación se encuentra una explicación del proceso de tratamiento de los fluidos de la estación Sacha central.

2.3.1 TRATAMIENTO DE PETRÓLEO

El proceso de producción empieza en el manifold, el cual cuenta con 39 entradas, de las cuales están activas 34 y dos libres. Este se divide en dos bloques: los pozos del primer bloque están direccionados hacia el separador de prueba 1, y los del segundo

bloque hacia el separador de prueba 2. Los separadores de prueba reciben la producción de 6 pozos en un transcurso de 12 horas.

El proceso de separación de petróleo, gas y agua comienza en los separadores de producción, donde se retira el gas de la fase líquida. El agua de formación no es separada en los separadores de producción ya que estos son bifásicos. La temperatura de operación es 100°F.

El crudo proveniente de cada pozo está distribuido a cada separador tomando en cuenta el porcentaje de BSW y la temperatura del fluido proveniente del pozo. Hay que recalcar que, debido a que el sistema de levantamiento artificial mayormente utilizado en el campo Sacha es Bombeo hidráulico, el fluido que llega a los separadores es fluido motriz y fluido de producción real. En la **Tabla 2.2** se puede ver la distribución de pozos por separadores de producción:

Tabla 2.2: Distribución de pozos en separadores de producción

SEPARADOR No.	PRESION DE OPERACIÓN (psi)	POZO No.
1	24	55-25-78-108-101-98
2	23	40-18-26-99-104-130
3	24	191-72-83-82-87
4	24	19-91-88-190-225-197-134-118
5	24	13-1-17-9-64-37-80-112-139

FUENTE: PETROPRODUCCION – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA.

Esta diferenciación en los separadores se debe a que en los separadores de producción 1, 2 y 3 se reciben crudo con un BSW mayor al 5% y por lo tanto requiere mayor tratamiento, mientras que los separadores 4 y 5 reciben la producción de aquellos pozos con un BSW menor al 5%. El tiempo de residencia en los separadores es de 10 minutos.

El crudo que sale de los separadores 1, 2 y 3 pasa a la bota de gas donde se separan las partículas de gas que todavía se encuentra en el crudo. Posteriormente pasa al tanque de lavado donde tiene lugar el proceso de deshidratación y

desalación del crudo, esto se logra mediante el calentamiento del agua de formación por el uso de calentadores construidos por la empresa que se encuentran a un lado del tanque de lavado, y por decantación por gravedad durante un tiempo de residencia que depende del caudal que ingrese al tanque.

El tiempo de residencia (en horas) en el tanque se estima de la siguiente manera:

$$\text{Tiempo de residencia} = \frac{\text{Volumen dinámico de fluido}}{\text{Producción diaria}} \quad (2.12)$$

Para determinar la eficiencia del tratamiento de deshidratación se toman muestras a diferentes profundidades con un dispositivo llamado “ladrón”, cuantificándose en el laboratorio el contenido de agua centrifugada, emulsión, sólidos, parafinas o asfaltenos y el BSW por adición de un demulsificante de acción rápida y la adición de calor.

El fluido proveniente de los separadores 4 y 5 es enviado directamente hacia el tanque de reposo o surgencia, ya que estos fluidos tienen un bajo corte de agua, en promedio menor al 5% y por lo tanto no necesitan mayor tratamiento. La presión y temperatura de operación es 27 psi y 110°F. Este tanque también tiene una bota de gas en la entrada para extraer el gas remanente del fluido proveniente de los separadores.

Posteriormente, el petróleo es enviado hacia las bombas de transferencia (ACT) donde se mide el caudal, BSW y °API del petróleo que va a pasar hacia los tanques de oleoducto. En la **Tabla A 2.1.2. Anexo 2** se puede observar el análisis físico-químico del crudo de la estación Central, realizada en las unidades ACT.

2.3.2 TRATAMIENTO QUIMICO

Durante el proceso de separación petróleo-agua que se lleva a cabo en el tanque de lavado (wash tank) se inyectan químicos en los separadores, estos son:

- Demulsificante DA-464 (**dac**),
- Antiparafínico DW-264 (**dp**),
- Antiespumante A-2690 (**ae**), y
- Dispersante de parafina XT-47 (**xt**).

El tratamiento de deshidratación es realizado por la compañía Baker Petrolite. El promedio del fluido tratado químicamente por día y el promedio del fluido tratado en el mes de diciembre se encuentran en la **Tabla 2.3**.

Tabla 2.3: Fluido tratado químicamente en la Estación Central

	FLUIDO (bls)	PETRÓLEO (bls)	AGUA (bls)	FLUIDO INYECTADO	BARRILES DE FLUIDO TOTALES
FLUIDO TRATADO POR DIA	23390	20091	3299	38909	62299
FLUIDO TRATADO POR MES	725094	622825	102269	1206189	1931283

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN - DEPARTAMENTO DE CORROSIÓN SACHA

En la **Tabla 2.4** se puede observar el promedio del consumo y la concentración de químicos usados para el tratamiento de deshidratación en la estación Central.

Tabla 2.4: Consumo y concentración de químicos.

	dac	dp	xt	ae
CONSUMO DE QUIMICOS	2905	916	46	165
CONCENTRACION DE QUIMICOS (ppm)	35,81	11,29	0,57	2,03

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN - DEPARTAMENTO DE CORROSIÓN SACHA

En la **Tabla 2.5** tenemos el costo por barril tratado y el costo total que asciende a 24778 dólares en el mes de diciembre. Cabe recalcar que el tratamiento demulsificante representa el 74% del costo total del tratamiento químico en la estación Central.

Tabla 2.5: Costos y rendimiento económico del tratamiento químico

	dac	dp	xt	ae	TOTAL
COSTO (\$/BFT)	0,00953	0,00191	0,00083	0,00056	
RENDIMIENTO ECONOMICO (USD)	18405,13	3688,75	1602,96	1081,52	24778,36

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN - DEPARTAMENTO DE CORROSIÓN SACHA

2.3.3 TRATAMIENTO DE AGUA

La separación agua-petróleo se realiza por decantación en el tanque de lavado. El ayudante de estación controla que el colchón de agua en el tanque de lavado se encuentre en el rango de 7 y 8 pies de altura, la cual es drenada por la parte inferior del tanque.

Una parte de agua es extraída del tanque para calentarla y llevar a cabo el proceso de deshidratación.

La producción de agua de la Estación Sacha Central es aproximadamente de 3000 BAPD. El agua generada en éste proceso es enviada mediante un sistema de bombeo hacia la estación Sacha Sur para ser tratada y posteriormente reinyectada.

2.3.4 TRATAMIENTO DE GAS

El gas que se encuentra en solución con el petróleo, en la estación Sacha Central es separado por medio de 5 Scrubbers de gas y 2 botas de gas. El promedio de gas producido en la Estación Central se lo puede observar en la **Tabla 2.6**, el cual es utilizado como combustible para los motores de combustión interna acoplados a las bombas de bombeo hidráulico que suministra el fluido motriz.

Tabla 2.6: Producción y consumo de gas

	Acumulado Mensual MSCF/M	Promedio Diario MSCF/D

Gas de formación (producido)	105400	3400
Gas combustible PPR	50127	1617
Gas Quemado	55273	1783

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA.

Adicionalmente parte del gas se consume en el sistema de calentadores existentes que sirven incrementar la temperatura del agua que se utiliza en el proceso de deshidratación. Estos calentadores no poseen ningún tipo de control de temperatura no poseen aislamiento térmico de la carcasa, lo que representa riesgo para el personal que se encuentra expuesto a un sobre calentamiento del agua y a quemaduras por contacto con esta superficie caliente.

El gas excedente es quemado mediante el uso de tres mecheros. La **Tabla A 2.1.2. Anexo 2** contiene información del análisis cromatográfico del gas producido en la estación Central. El método de análisis es ASTM Standard D 1945-81.

2.4 PROBLEMAS OPERATIVOS EN LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL

Actualmente la eficiencia de las instalaciones de la estación de producción Sacha Central es baja, ya que se ha cumplido el tiempo de vida útil de los equipos, dando una serie de problemas en la operación lo que significa pérdidas en la producción. Estas pérdidas se dan principalmente en los siguientes procesos: extracción, separación y almacenamiento.

2.4.1 PROBLEMAS EN LOS SEPARADORES

Uno de los problemas principales en el proceso de separación se da en los separadores bifásicos; estos presentan corrosión en su parte interna y una baja

eficiencia en el proceso de deshidratación, lo que a su vez ocasiona incremento de costos en el tratamiento de crudo debido a la presencia de emulsiones, agitación, y presencia de gas. En los separadores de prueba es necesario realizar cambios en el sistema de medición de pruebas con el fin de obtener datos reales de las pruebas de producción.

Debido al incremento del BSW en el campo, es necesario instalar separadores trifásicos para optimizar el proceso de deshidratación.

2.4.2 PROBLEMAS EN EL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

En los tanques es necesario que el control de los colchones de agua en los tanques de lavado sea a través de sistemas de medición automáticos (válvulas controladoras de nivel) y, de esta forma, eliminar las piernas hidrostáticas de los tanques de lavado.

El tanque de oleoducto #1 sufre una deformación en la primera virola, haciendo disminuir la capacidad operativa y con el riesgo inminente de colapsar y ocasionar daños de gran magnitud al entorno.

Con el incremento de la producción de los campos Sacha, Auca, y Cías. privadas a futuro se pronostica un incremento por lo que la capacidad de almacenamiento debe incrementarse y prever cualquier problema operativo en el manejo de transporte de crudo debido a: daños en el SOTE, cierre de producción por conflictos comunitarios, y daños en unidades de transferencia.

2.4.3 PROBLEMAS EN LAS BOTAS DE GAS

En la actualidad, en la industria petrolera este tipo de separación de fluido se ha suprimido, por lo que es necesario que se busque nuevas formas de separación de gas.

2.4.4 PROBLEMAS EN LOS CALENTADORES

El proceso de separación, en gran medida, se ve afectada por la presencia de parafinas; las mismas que al no ser tratadas adecuadamente se cristalizan provocando taponamiento de líneas, separadores, bombas de subsuelo y superficie, almacenamiento en tanques por lo que es necesario que se instalen tratadores térmicos.

La baja temperatura operativa nos indica que el actual sistema de calentamiento es obsoleto requiriéndose una urgente reposición de los calentadores que eleven la temperatura con un diferencial de al menos 50 °F para mantener una temperatura operativa no menor a 105 °F.

2.5 BREVE DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE SEPARACIÓN EN EL BLOQUE 15

Es necesario describir el proceso para la separación de petróleo, agua y gas usados en el Bloque 15, ya que este proyecto estudia la factibilidad de aplicar estas tecnologías en la estación Sacha Central. La separación de las fases: petróleo, agua y gas en la estación de producción YPF¹ es alcanzada en dos etapas, la separación primaria mediante el Free Water Knockout (FWKO) y la separación secundaria en el deshidratador electrostático.

La separación primaria, en el FWKO, es alcanzada por medio de:

- La gravedad y la diferencia de densidad de los fluidos, los fluidos más densos van al fondo y los menos densos arriba. Cerca del 95% de la separación ocurre por este proceso.

¹ Yuturi Production Facilities

- Dispositivos mecánicos ubicados dentro del separador que ayudan al proceso de separación.
- Control de la presión y el nivel de interfase entre los fluidos

El FWKO deberá entregar el crudo a los deshidratadores electrostáticos con un BSW máximo de 20%.

La separación secundaria se alcanza en el deshidratador electrostático, cuya función principal es romper la emulsión de crudo/agua proveniente de los FWKO y entregar crudo con un % BSW menor al 1% hacia los tanques de almacenamiento, además de separar el gas asociado.

Los deshidratadores electroestáticos promueven la coalescencia de las gotas de agua, el cual es un fenómeno de aglomeración de diminutas gotas que están dispersas en el petróleo hasta formar una gota de agua más grande mediante la acción de un campo eléctrico, cuyo fin es vencer las fuerzas de repulsión existentes entre las gotas de agua y así hacer que se unan las gotas, o sea que la acción del campo eléctrico es aumentar el efecto de la gravedad.

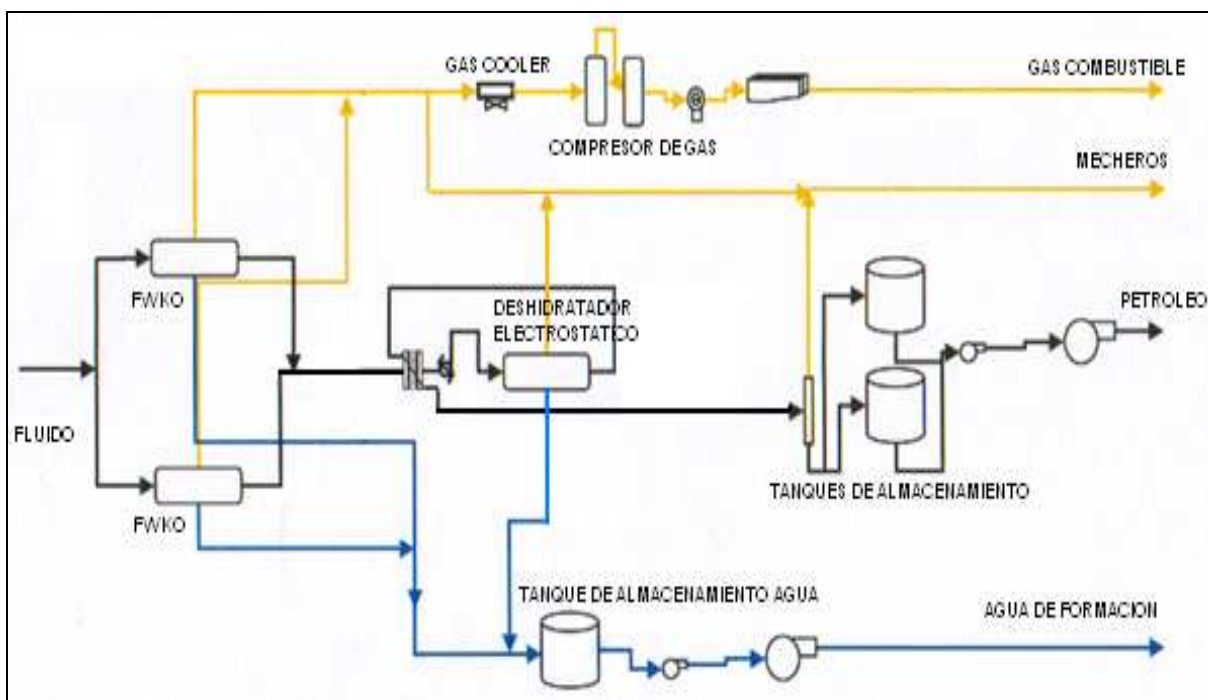
A continuación, el crudo con un BSW menor al 1% pasa directamente a los tanques de almacenamiento, donde se encuentra listo para el bombeo.

El agua que sale de los FWKO y de los deshidratadores electrostáticos es recolectada en tanques que luego es filtrada y procesada para poder ser reinyectada en las formaciones receptoras.

El gas recolectado de los FWKO pasa hacia el Gas Cooler y después hacia los compresores de gas para que éste sea utilizado como combustible.

A continuación, en la **Figura 2.11** se puede observar el proceso de separación de fluidos en la estación YPF del Bloque 15.

Figura 2.12: Proceso de tratamiento de fluidos en el Bloque 15



REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ
FUENTE: BLOQUE 15

2.5.1 COMPARACIÓN ENTRE EL PROCESO DE TRATAMIENTO DE FLUIDOS EXISTENTE EN EL BLOQUE 15 Y LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL

La **Tabla 2.7** muestra el proceso de producción para el tratamiento de petróleo que existe en el Bloque 15 estación YPF y en la estación Sacha Central, donde se puede notar una clara diferencia entre los equipos y la tecnología existentes para cada caso.

TABLA 2.7: Comparación entre las facilidades de separación existentes en el Bloque 15: estación YPF y Sacha Central

TRATAMIENTO DE PETRÓLEO					
PROCESO	RECOLECCIÓN	SEPARACIÓN DE FASES	CALENTAMIENTO	TRATAMIENTO DE	ALMACENAMIENTO

ESTACIÓN				EMULSIONES	
YPF	Manifold	FWKO	Calentador Industrial	Deshidratador electrostático	Tanque de almacenamiento
SACHA CENTRAL	Manifold	Separador bifásico	Calentadores artesanales	Tanque de lavado	Tanque de reposo

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ
FUENTE: BLOQUE 15

Podemos darnos cuenta que el proceso de recolección desde los pozos productores hasta llegar a las estaciones de YPF y Sacha Central, es decir llegan a los manifolds.

La segunda etapa del proceso que es el de separación de fases, se observa ya una clara diferencia en los equipos utilizados en cada estación. En la estación YPF se utiliza un FWKO que nos permite tener una separación de las tres fases: agua, petróleo y gas, alcanzando una mejor eficiencia en relación a la que se alcanza al utilizar un separador bifásico como los que se utilizan en la estación Sacha Central.

A continuación, en la estación YPF, el FWKO nos entrega un fluido con un BSW menor al 20%. Este fluido ingresa al siguiente proceso donde es calentado lo que ayuda a una mejor separación al ingresar al deshidratador electrostático que entrega un crudo con un BSW menor al 1% al tanque de almacenamiento, que comparado con el proceso de calentamiento de la estación Sacha Central, donde el agua del tanque de lavado es calentada con la finalidad de ayudar a separar las fases y romper la emulsión, este fluido entregado al tanque de lavado necesita de altos volúmenes de químico para que exista una separación. En la siguiente fase el fluido ingresa al tanque de reposo donde debe existir un tiempo de residencia del fluido para que este se pueda entregar con un BSW menor al 1%.

Como podemos apreciar, existe una clara diferencia de los procesos y equipos utilizados en cada estación, en la estación YPF se reduce tiempo en los procesos lo

que nos da como resultado mayor volumen de fluido tratado por día, mientras que en la estación Sacha Central aumenta el tiempo en los procesos disminuyendo volumen tratado.

CAPITULO

LO 3: PROPUESTA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LOS PROCESOS Y DEL DISEÑO DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

3.1 JUSTIFICACIÓN

- Para mejorar el proceso de separación en la estación Sacha Central, la optimización de los procesos de separación está orientada hacia la separación de las fases ya que esta se ha venido realizando en el tanque de lavado (wash tank), evidenciando una baja eficiencia de separación.
- Los equipos utilizados en el proceso de producción en la estación Sacha Central se encuentran deteriorados debido a la falta de mantenimiento preventivo y también, debido a que han agotado su vida útil; por lo tanto se encuentran depreciados.
- Actualmente PETROPRODUCCION se encuentra en modernización de personal y de equipos.
- Esta propuesta se basa en el esquema de procesos que mantiene el Bloque 15.

3.2 PROPUESTA DE DISEÑO DE UN SEPARADOR TRIFÁSICO PARA LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL

Consideraciones:

- En la estación central existe una clara diferenciación entre los pozos con alto BSW y bajo BSW, por esta razón es necesario implementar un separador trifásico para tratar la producción de los pozos con alto porcentaje de BSW, con el fin de independizar las fases de petróleo, gas y agua.
- El sistema de levantamiento artificial utilizado es por bombeo hidráulico, siendo el fluido motriz petróleo, el BSW en el separador es resultado de la mezcla entre fluido motriz ($\leq 1\%$) y fluido de producción.
- Para la capacidad del separador trifásico hay que tomar en cuenta que al separador ingresa el fluido motriz más el fluido de producción.
- Para este nuevo separador he decidido tomar en cuenta los pozos con un BSW total mayor al 12%. La elección se basa en las pruebas realizadas a cada pozo, y en los análisis realizados por el departamento de corrosión, cabe recalcar que el BSW reportado es tomado en la cabeza del pozo, lo que significa que se trata de fluido del pozo más fluido motriz. Las pruebas más representativas de cada pozo se las puede apreciar en el **Anexo 3.1**.

En la **Tabla 3.1** se puede apreciar la producción de los pozos escogidos que ingresará en el separador trifásico.

Tabla 3.1: Pozos con alto BSW de la estación Central

POZO	BSW POZO	BSW TOTAL	PRODUCCION				TASA DNH
			BPPD	BIPD	BFPD	BAPD	BPPD
18	54,8	12,0	116,4	971,7	1226,0	140,5	300,0
25	60,2	12,0	114,0	977,9	1268,3	176,5	800,0
28	75,9	18,0	148,5	2075,8	2674,0	464,4	200,0
40	69,2	18,0	187,4	1786,7	2394,0	419,8	300,0
78	62,0	16,0	104,0	812,5	1084,7	169,0	750,0
87	55,6	12,0	146,9	1284,1	1618,8	183,2	600,0
101	39,5	12,0	462,7	1836,4	2601,6	301,6	300,0

104	73,6	12,0	63,3	1293,3	1532,7	175,5	250,0
130	33,7	12,0	388,1	1107,1	1699,0	196,7	350,0
TOTAL	58,3	13,8	1731,4	12145,6	16098,9	2227,3	3850,0

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA.

La proyección de la producción de agua y petróleo para estos pozos se la puede observar en el **Anexo 3.2**, el cual muestra que para el año 2025 la producción de petróleo alcanzará los 316 BPPD, mientras que la producción de agua de incrementa a 4038 BAPD. Este valor de producción de agua será tomado en cuenta para el diseño del separador trifásico.

El caudal máximo de petróleo a manejar corresponde a la sumatoria de las producciones aprobadas por la DNH y corresponde a 3850 BPPD.

Para el dimensionamiento del separador trifásico se tiene la siguiente información:

- $Q_o = \text{BPPD} + \text{BIPD} = 3850 + 12145 = 15995 \text{ BPPD}$
- $Q_w = 4038 \text{ BAPD}$
- $Q_g = 0,6 \text{ MMPCS/DIA}$
- $\text{API} = 26^\circ$
- $t_{ro} = t_{rw} = 10 \text{ minutos}$
- Presión de operación = 30 PSI
- $T = 100 \text{ }^\circ\text{F} = 560 \text{ R}$
- $Z = 0,990 \quad S_g = 0,919$
- $SG_w = 1,07$
- $\mu = 35 \text{ cp}$

3.2.1.1 Capacidad de gas

La capacidad de gas está dada por la **Ecuación 2.2**:

$$Leff \times D = 42 \frac{T Z Q_g}{P} K$$

Determinamos la constante K:

$$\frac{S_g \times P}{T} = \frac{0,919 \times 30}{560} = 0,05$$

De la **Figura 2.6** tenemos que: $K = 0,125$

Entonces:

$$D \times Leff = \frac{42 \times 560 \times 0,990 \times 0,6 \times 0,125}{30}$$

Los resultados de la longitud efectiva (Leff) para diferentes diámetros se encuentran en la **Tabla 3.2**:

Tabla 3.2: Resultados capacidad de gas

D (pulgadas)	Leff (pies)
60	0,97
72	0,81
84	0,69
96	0,61

REALIZADA POR: CINTYA JIMÉNEZ

Ya que los valores de Leff son bajos entonces se puede concluir que la capacidad del gas no regirá.

3.2.1.2 Capacidad de líquidos

Cálculo de la diferencia de gravedades específicas:

$$\Delta SG = SG_w - SG_o = 1,07 - \left(\frac{141,5}{131,5 + 26} \right) = 0,172$$

Cálculo del espesor máximo de la capa de petróleo:

$$h_{o_{max}} = \frac{320 \times tr_o \times \Delta SG}{\mu}$$

$$h_{o_{max}} = \frac{320 \times 10 \times 0,172}{35} = 15,7$$

Cálculo del diámetro máximo para la restricción del espesor de la capa de petróleo:

$$\frac{A_w}{A} = \frac{0,5 \times Q_w \times tr_w}{Q_o \times tr_o \times Q_w \times tr_w}$$

$$\frac{A_w}{A} = \frac{0,5 \times 3000 \times 10}{14000 \times 10 + 3000 \times 10} = 0.1008$$

De la **Figura 2.6** obtenemos el valor de β , entonces:

- $d_{max} = \frac{h_{o_{max}}}{\beta} = \frac{12,23}{0,34} = 35,97$

La capacidad para manejo de líquidos está dada por la **Ecuación 2.3**:

$$D^2 \times Leff = 1,42 \times Tr \times Qt$$

Reemplazando la información tenemos que:

$$D^2 \times Leff = 1,42 \times 10 \times (4038 + 15995)$$

$$D^2 \times Leff = 284468$$

La longitud de junta a junta está dada por la **Ecuación 2.7**:

$$L s/s = \frac{4}{3} Leff$$

Y finalmente, la relación longitud-diámetro está dada por la **Ecuación 2.8**:

$$\frac{L}{D} = \frac{L \frac{s}{s} \times 12}{D}$$

Los resultados de diferentes combinaciones de diámetro y longitud efectiva para la capacidad de líquidos se encuentran en la **Tabla 3.3**:

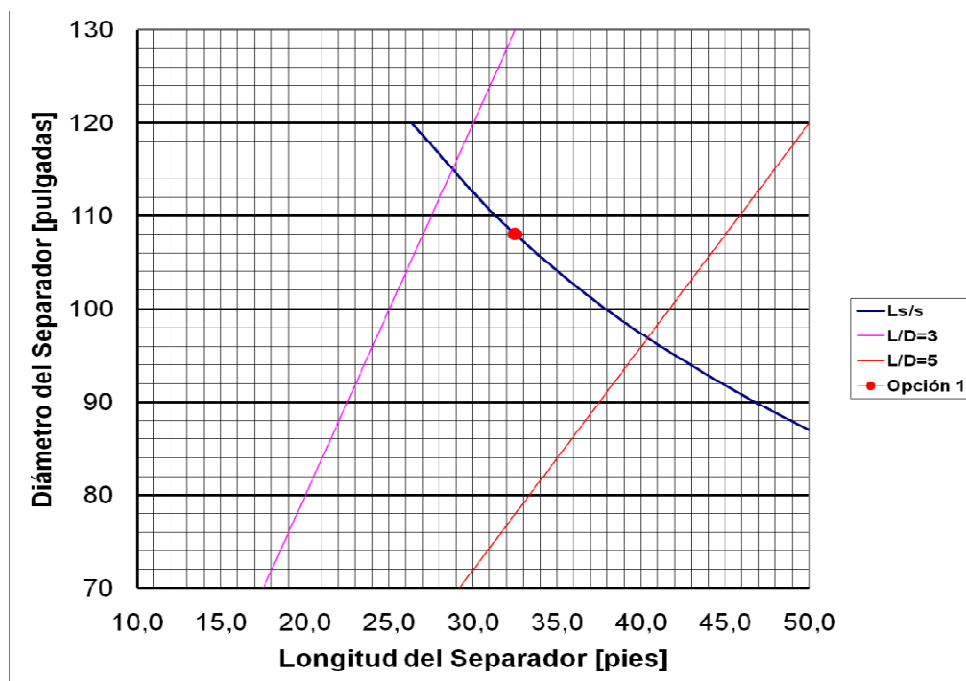
Tabla 3.3: Resultados capacidad de líquidos

d pulg	Leff pulg	Ls/s pies	L/D
84	40,3	53,8	7,7
96	30,9	41,2	5,1
108	24,4	32,5	3,6
120	19,8	26,3	2,6
132	16,3	21,8	2,0

Realizada por: Cintya Jiménez

De los resultados obtenidos se escoge la combinación de diámetro y longitud efectiva que pueda manejar la capacidad para el gas y para el líquido. Para la relación L/D el rango entre 3 y 5 es común. Las combinaciones de Leff y diámetro se las puede observar en la **Grafica 3.1**.

Gráfica 3.1: Diámetro vs. Longitud del separador trifásico



REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

De acuerdo con los resultados una se puede decir que la opción para una posible combinación es de diámetro y longitud efectiva es de: 108 pulgadas x 33 pies.

3.3 PROPUESTA DE DISEÑO DEL TRATADOR TÉRMICO PARA LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL

En la estación Sacha Central la emulsión es considerada moderada, por lo que requiere un tratamiento térmico para disolverla y poder entregar el crudo hacia el oleoducto dentro de los parámetros deseados.

Actualmente el tratamiento de la emulsión se realiza en el tanque de lavado mediante el incremento de temperatura de la corriente de agua en los calentadores y el uso de altas cantidades de químico demulsificante, lo que genera altos costos y tiempos de residencia grandes.

Consideraciones

- Este diseño toma en cuenta la norma API 12J.
- La cantidad de petróleo a tratar es aquella proveniente del separador trifásico.
- La temperatura de entrada es la temperatura de operación del separador trifásico.
- Asumo un BSW entre 5% que corresponde al porcentaje de agua que todavía se encuentra en emulsión con el petróleo y que no ha sido separada en el separador trifásico.

DATOS

- $SG_o = 26^\circ API$,
- $Q_o = 15995 \text{ BPPD}$
- $Q_w = \frac{2227 \times E}{13,8} = 807 \text{ BAPD}$
- $Q_t = (15995 \text{ BPPD} + 807 \text{ BPPD}) = 16800 \text{ BFPD}$
- $\text{Temperatura de entrada} = 100^\circ F$
- $SG_w = 1,07$

Se debe analizar el tratamiento a varias temperaturas, que para este caso son de $140^\circ F$, $160^\circ F$, $180^\circ F$. A continuación calcular la viscosidad para estos valores de temperatura, mediante la correlación de Beggs y Robinson, cuyos resultados se encuentran en la **Tabla 3.4**.

Tabla 3.4: Viscosidad del petróleo (correlación de Beggs y Robinson)

T (°F)	Z	$y = 10^z$	$x = y (T)^{-1.163}$	$\mu_o = 10^x - 1$
140	2,50642	320,9372	1,0244	9,6
160	2,50642	320,9372	0,8771	6,5
180	2,50642	320,9372	0,7648	4,8

REALIZADA POR: CINTYA JIMÉNEZ

Con estos valores de viscosidad dimensionamos el tratador con la **Ecuación 2.10**, cuyos resultados se encuentran en la **Tabla 3.5**:

$$L_{eff} \times D = 438 \frac{Q \times \mu}{\Delta S G \times d_m}$$

Tabla 3.5: Propiedades del crudo a diferentes temperaturas

T (°F)	140	160	180
$\Delta\gamma$	0,172	0,172	0,172
μ_o	9,6	6,5	4,8
d_m	109	141	173
D x L_{eff}	34703	14129	6904

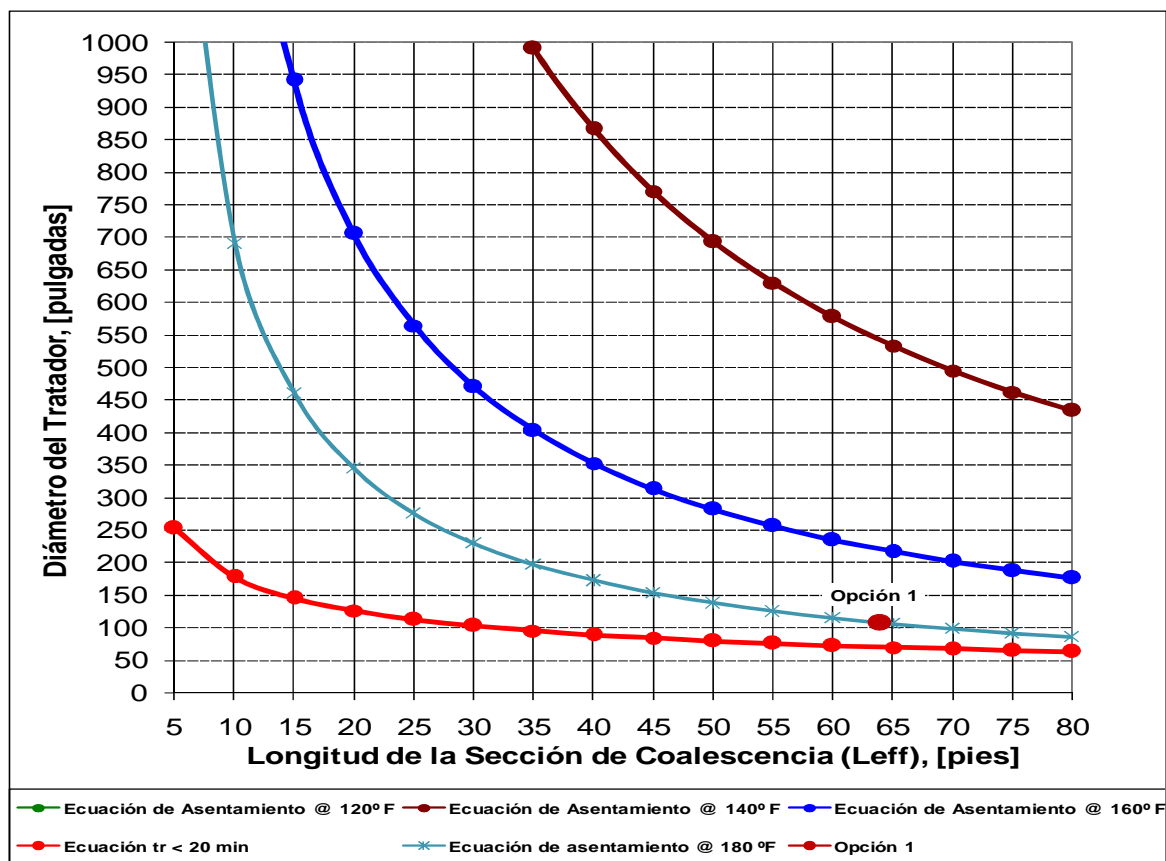
REALIZADA POR: CINTYA JIMÉNEZ

Para este dimensionamiento se debe tomar en cuenta que los valores de L_{eff} y D deben satisfacer la ecuación para el tiempo de retención (2.11):

- $$L_{eff} \times D = \frac{cr \times Q}{1.05} = \frac{20 \times 16800}{1.05}$$

Calculamos el diámetro D para diferentes valores de L_{eff} y graficamos. Estos valores se encuentran en la **Tabla A 3.3.1. Anexo 3.**

Gráfica 3.2: Longitud efectiva vs. Diámetro del tratador térmico.



Realizada por: Cintya Jiménez

El área debajo de la línea roja representa combinaciones de D y L_{eff} que tienen tiempos de residencia menores a 20 minutos.

Determinamos el calor requerido para incrementar la temperatura, tomando en cuenta que la temperatura inicial es $100\text{ }^{\circ}\text{F}$:

$$q = 15 \times Q_o \times \Delta T(0,5 \times SGo + 0,1)$$

$$q = 15 \times 16800 \times \Delta T(0,5 \times 0,898 + 0,1)$$

Los resultados para combinaciones que se encuentran bajo la curva de 20 minutos se encuentran en la **Tabla 3.6**.

Tabla 3.6: Posibles combinaciones de D y L_{eff} para el tratador

Temperatura de tratamiento	D	L _{eff}	q
	° F	pulgadas	pies
180	108	63,9	11,07
	96	71,9	
	84	82,2	
160	108	130,8	8,30
	96	147,2	
	84	168,2	
140	108	321,3	5,54
	96	344,2	
	84	393,3	

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

Para este caso el tratador puede ser de 108 pulgadas de diámetro con una sección de coalescencia de 64 pies, y un quemador que proporcione 11,07 MMBTU/ hora para obtener una temperatura de tratamiento de 180 °F.

3.4 VERIFICACIÓN TÉCNICA DE LOS SEPARADORES BIFÁSICOS 01, 02 Y 03.

En ésta sección se verificará técnicamente que los separadores 1, 2 y 3 actualmente instalados estén en capacidad de manejar la producción de los pozos que tienen un BSW bajo, ya que para el tratamiento de esta producción puede seguir realizándose en el tanque de surgencia.

Consideraciones:

- El sistema de levantamiento es bombeo hidráulico para todos los pozos, es decir, se debe tomar en cuenta el fluido producido y el fluido motriz, así como también el BSW promedio entre fluido de producción y fluido motriz.

- Estos separadores son bifásicos, ya que manejan BSW < 12 %
- Se verificará que los separadores actualmente instalados satisfagan el caudal de producción para los pozos que no fueron tomados en cuenta para el anterior análisis.
- Ya que la producción de gas es baja, el recipiente será dimensionado de acuerdo a la capacidad para manejar líquidos.
- La información de la producción de los pozos direccionados a cada separador bifásico se la puede apreciar en el **Anexo 3.4**.

3.4.1 PROCEDIMIENTO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE UN SEPARADOR BIFÁSICO:

El procedimiento para el dimensionamiento de los separadores bifásicos es similar al usado para dimensionar los separadores trifásicos, por lo tanto se utilizaran los mismos principios.

Cálculo Capacidad del gas:

La capacidad para manejar gas está dada por la **Ecuación 2.2**:

$$Leff \times D = 42 \frac{T Z Qg}{P} K$$

Cálculo capacidad de líquidos

La capacidad para manejar líquidos se la puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$D^2 \times Leff = \frac{tr \times Qi}{0.7} \quad (3.1)$$

Donde:

- D = diámetro del recipiente en pulgadas
- Leff = Longitud efectiva en pies
- tr = tiempo de residencia en minutos
- Qt = Caudal total en barriles

La longitud de junta a junta está dada por la **Ecuación 2.7**:

$$L \text{ s/s} = \frac{4}{3} Leff$$

Y finalmente, la relación longitud-diámetro está dada por la **Ecuación 2.8**:

$$\frac{L}{D} = \frac{L \frac{s}{s} \times 12}{D}$$

Un ejemplo de cálculo para el dimensionamiento de los separadores bifásicos se encuentra en el **Anexo 3.4.4. Anexo 3**.

3.4.2 DIMENSIONAMIENTO SEPARADOR BIFÁSICO 01

Actualmente este separador tiene un diámetro de 84 pulgadas y una longitud de 22 pies, opera con una presión entre 24 a 28 psi a una temperatura de 100 °F en un tiempo de residencia de 10 minutos.

Consideraciones:

- Qi = 17062 BFPD
- Qg = 797 MPCS/día
- P = 30 psi

- $T = 100\text{ }^{\circ}\text{F}$
- $Ge_o = 26,2\text{ }^{\circ}\text{API}$
- $tr = 5\text{ minutos}$

Los resultados de posibles combinaciones entre diámetro y longitud efectiva se encuentran en la **Tabla 3.7**.

Tabla 3.7: Combinaciones de D y Leff para el separador bifásico 01

D (pulg)	Leff (pies)	L s/s (pies)	L/d
72	23,51	31,35	5,22
84	17,27	23,03	3,29
96	13,22	17,63	2,20
108	10,45	13,93	1,55

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

Conclusión: El resultado de este análisis muestra que este caudal de fluido (17062 BPPD) debe ser manejado por un separador de 84" de diámetro por 23' de longitud en un tiempo de retención de 5 minutos, lo que, comparado con las condiciones actuales demuestra que el separador actualmente instalado está en capacidad de tratar dicha cantidad de fluido.

3.4.3 DIMENSIONAMIENTO SEPARADOR BIFÁSICO 02

Actualmente este separador tiene un diámetro de 84 pulgadas y una longitud de 22 pies, opera con una presión entre 24 a 28 psi a una temperatura de 100 °F en un tiempo de residencia de 10 minutos.

Consideraciones:

- $Ql = 15719\text{ BFPD}$
- $Qg = 801\text{ MPCS/día}$
- $P = 30\text{ psi}$

- $T = 100\text{ }^{\circ}\text{f}$
- $G_{e o} = 26,4\text{ }^{\circ}\text{API}$
- $T_r = 5\text{ minutos}$

Los resultados de posibles combinaciones entre diámetro y longitud efectiva se encuentran en la **Tabla 3.8**.

Tabla 3.8 Combinaciones de D y Leff para el separador bifásico 02

D (pulg)	Leff (pies)	l s/s (pies)	L/d
72	21,66	28,88	4,81
84	15,91	21,22	3,03
96	12,18	16,24	2,03
108	9,63	12,83	1,43

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

Conclusión: El resultado de este análisis muestra que este caudal de fluido (15719 BPPD) debe ser manejado por un separador de 84" de diámetro por 21' de longitud que comparado con las condiciones existentes muestra que el separador actualmente instalado si puede manejar dicha cantidad de fluido.

3.4.4 DIMENSIONAMIENTO SEPARADOR BIFÁSICO 03

Actualmente este separador tiene un diámetro de 84 pulgadas y una longitud de 22 pies, opera con una presión entre 24 a 28 psi a una temperatura de 100 °F en un tiempo de residencia de 10 minutos.

Consideraciones:

- $Q_l = 13452\text{ BFPD}$
- $Q_g = 943\text{ MPCS/día}$

- P = 30 PSI
- T = 100 ° F
- $GE_o = 26,6^\circ$ API
- tr = 6 minutos

Los resultados de posibles combinaciones entre diámetro y longitud efectiva se encuentran en la **Tabla 3.9**.

Tabla 3.9: Combinaciones de D y Leff para el separador bifásico 03

D (pulg)	Leff (pies)	L s/s (pies)	L/D
72	22,24	29,66	4,94
84	16,34	21,79	3,11
96	12,51	16,68	2,09
108	9,89	13,18	1,46

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

Conclusión: El resultado de este análisis muestra que este caudal de fluido debe ser manejado por un separador de 84" de diámetro por 22' de longitud, que equivale al diámetro y longitud de los separadores instalados actualmente.

De acuerdo con el análisis anteriormente realizado se puede decir que los separadores bifásicos 1, 2 y 3 son aptos para manejar la producción de los pozos con bajo BSW sin que sea necesaria la modificación de ninguno de ellos. La producción de estos pozos será enviada directamente al tanque de surgencia ya que el BSW es menor a 1%.

3.5 PROPUESTA PARA LA OPERACIÓN

La filosofía de la operación, que se describe a continuación, cubre el proceso operacional de acuerdo a las modificaciones hechas en ésta optimización.

Manifold: El fluido de 33 pozos llega a la estación de producción Sacha Central al manifold. La producción de dos pozos previamente seleccionados pasa a los separadores de prueba a través de líneas de 4". La producción total de los pozos se distribuye en pozos con bajo corte de agua (< 12 %) y alto corte de agua (> 12%) a través de líneas de 6". La producción de los pozos con bajo BSW es enviada hacia los separadores 1, 2, 3. La producción de los pozos con alto BSW es enviada hacia el separador trifásico. Adicionalmente, se tiene la inyección de químicos: antiespumante, antiparafínico y demulsificante.

Separadores de prueba: Existen 2 separadores de prueba de 4 pies de diámetro por 20 pies de longitud para procesar 10000 BFPD cada uno con una presión de diseño de 125 psig. La función de estos separadores es contabilizar la producción de cada pozo individualmente, con la finalidad de conocer la producción de petróleo, gas y agua de un determinado pozo.

Separadores bifásicos de producción 01, 02 y 03: Los separadores bifásicos de producción 01, 02, y 03 procesan la producción de los pozos con BSW < 12 %, tienen un diámetro de 84" y una longitud de 22' con capacidad de 35000 BFPD y una presión de diseño de 125 psig, cada uno; la presión de operación varía de 24 a 28 psi. La función de estos separadores es independizar la fase líquida de la fase gaseosa mediante procesos mecánicos. La producción de estos separadores pasa directamente hacia el tanque de reposo (surge tank).

Separador de producción trifásico: El separador trifásico procesa la producción de los pozos con BSW > 12%. Tiene un diámetro de 108" y una longitud de 33' con capacidad de 20 000 BFPD y una presión de operación de 30 psi. Su función es independizar las tres fases: petróleo, gas y agua mediante procesos mecánicos. El agua separada pasa al tanque de reinyección. Este separador tiene instalado la instrumentación necesaria para una correcta operación y control del equipo. Este separador sería instalado a continuación del separador bifásico 3.

Tratador térmico: Este tratador procesa el fluido proveniente del separador trifásico. Tiene un diámetro de 108" y una longitud de 64' con capacidad para 16800 BFPD. La función del tratador térmico es romper la emulsión mediante el incremento de temperatura y un tiempo de residencia. La producción que sale del tratador térmico pasa hacia el tanque de reposo. Este tratador sería instalado a continuación del separador trifásico.

Salida de gas de los separadores de prueba y producción: Todo el gas separado pasa al depurador de gas (scrubber) para extraer el líquido remanente en la corriente gaseosa, y para que este sea apto para usarlo como combustible en la estación.

Tanque de reinyección: Este tanque tiene una capacidad para almacenar 5000 bls. Su función es almacenar el agua de formación proveniente del separador trifásico para ser bombeada hacia la estación Sur y posteriormente tratada y reinyectada a la formación receptora.

Tanque de reposo (surge tank): La producción de los separadores bifásicos 1, 2 y 3 llega por la línea de 16", primero debe ingresar a la bota de gas para extraer el gas que aun continúa en solución con el líquido. Este tanque tiene un diámetro 30' y una altura de 100', con una capacidad de almacenamiento de 40000 bls. Cuenta con una descarga a 9 pies para extraer el petróleo que será usado como fluido motriz, en los pozos que tengan bombeo hidráulico. Esto es debido a que en este tanque el BSW es menor al 1%.

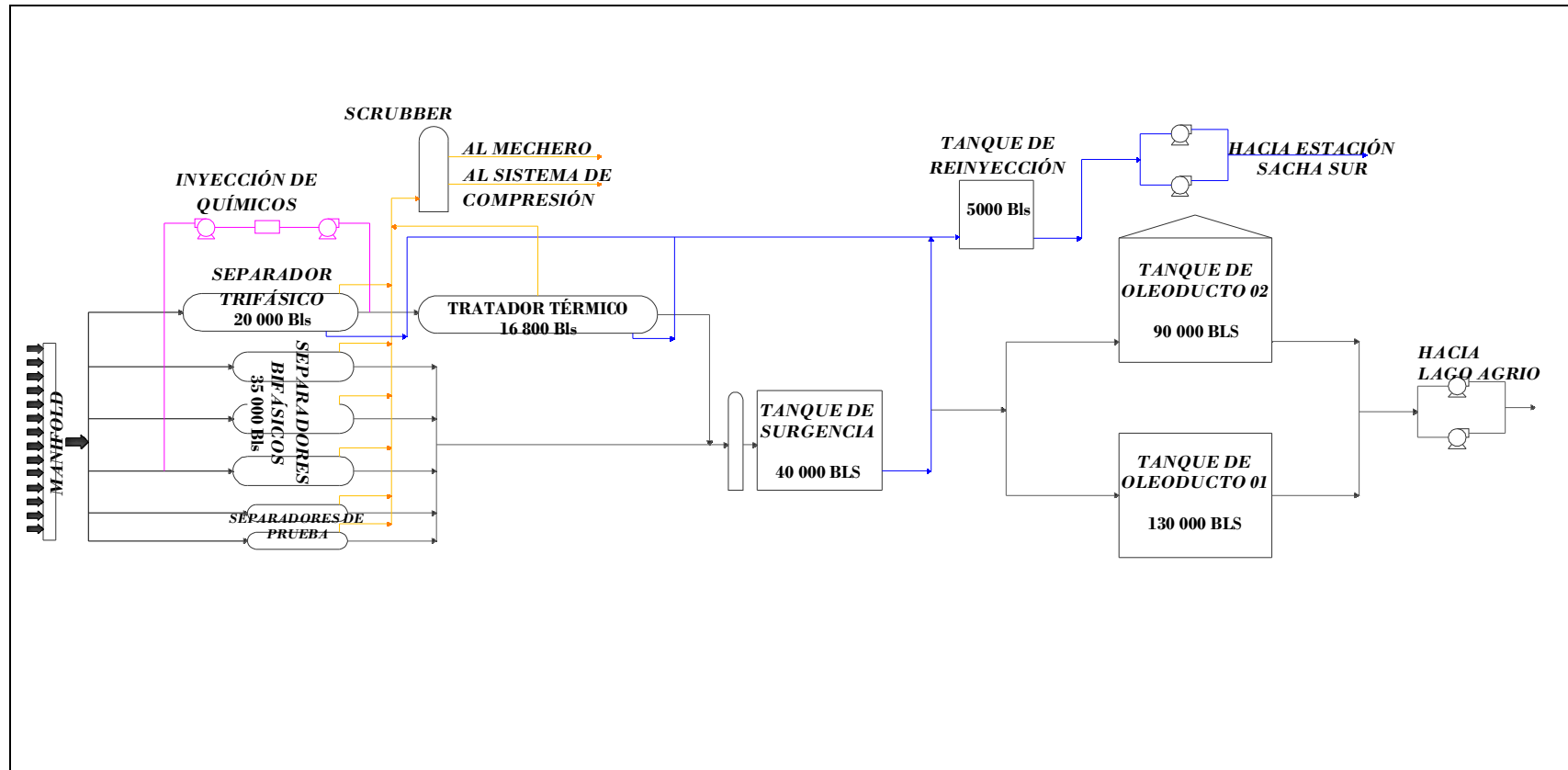
Este tanque también recolecta la producción de las estaciones Norte 1 y Sur. Su función es almacenar crudo y permitir eliminar la mayor cantidad de agua que no haya sido removida en los procesos anteriores por diferencia de densidades y decantación gravitacional, antes de ser enviada a las ACT's y luego hacia los tanques de oleoducto.

Tanques de oleoducto: Existen 2 tanques de oleoducto. El tanque de oleoducto 01 tiene un diámetro de 160' y una altura de 43 pies, con una capacidad de almacenamiento de 130000 bls. El tanque de oleoducto 02 tiene un diámetro de 132' y una altura de 42', con una capacidad de 90000 bls. Estos tanques almacenan la producción proveniente del tanque de reposo de la estación central y las producciones de los campos Auca, Coca – Payamino y Pucuna, que posteriormente es bombeada hacia Lago Agrio por el oleoducto.

Los tanques tienen líneas de 4" para drenaje de agua, las cuales van hacia un sumidero.

La **Figura 3.1** muestra un diagrama de flujo de la propuesta para la optimización del tratamiento de petróleo en la estación Sacha Central.

Figura 3.1: Diagrama de la Estación Sacha Central instalado el separador trifásico y el tratador térmico



REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

3.6 EFICIENCIA DEL PROCESO SEPARACIÓN

Para este caso la eficiencia del proceso de separación se encuentra en relación directa con el ahorro de la cantidad de químico demulsificante usado para separar las fases de petróleo y agua, y con la reducción del tiempo de tratamiento lo que se traduce en reducción de costos.

En el campo Sacha el tratamiento de deshidratación está a cargo de la compañía Baker Petrolite. El tratamiento químico debe cumplir los requisitos exigidos por Petroproducción en condiciones normales de tratamiento de deshidratación de crudo.

La cantidad de químico demulsificante que se usara se la calcula de la siguiente forma:

$$GPD = \frac{ppm\ dac \times BTPD}{23810} \quad (3.2)$$

Donde:

ppm dac: Concentración de químico demulsificante

GPD: Cantidad de químico demulsificante en galones por día

BTPD: Caudal de fluido a tratar por día

Antes de efectuar el análisis correspondiente del ahorro de químico demulsificante, es necesario tener en cuenta ciertas consideraciones:

- Mantener la misma concentración de químico
- El demulsificante no debe ser soluble en agua, porque al eliminar el agua libre en el separador trifásico se elimina el químico.

- El químico demulsificante es inyectado antes que la emulsión ingrese en el tratador térmico, por lo tanto el caudal de fluido tratado por día será el caudal que ingrese al tratador, que en este caso corresponde a 16800 BPD.

En el Capítulo 2 tenemos que en el mes de Diciembre el consumo de químico demulsificante dac es de 68 GPD, la concentración es de 35,81 ppm. Reemplazando estos valores en la ecuación 3.2 tenemos que:

$$GPD = \frac{35,81 \times 16800}{23810}$$

$$GPD = 25$$

Entonces el ahorro en el consumo por día es: $68 \text{ GPD} - 25 \text{ GPD} = 42 \text{ GPD}$

En un año será: $42 \text{ GPD} \times 365 \text{ días} = 15330 \text{ gal/año}$

Según Baker Petrolite el costo de cada galón de químico demulsificante dac es de \$9.5. Entonces en un año el ahorro de químico demulsificante será:

$$15330 \text{ gal/año} \times \$9.5 = 145635 \text{ dólares/año}$$

Este valor constituye un ahorro significativo en las operaciones de la estación Sacha Central.

Ya que la concentración de químico se ha mantenido según los estándares que exige Petroproducción, entonces se el crudo que sale del tratador para pasar al tanque de reposo tendrá menos del 1% de BSW.

En lo que se refiere al cálculo de las trazas de aceite en agua, este requiere un procedimiento mucho más complejo que se realiza en el laboratorio. Este método permite obtener la concentración de aceite en agua de formación utilizando JP- 1 como solvente. Este parámetro es un indicativo de control de los procesos de

deshidratación de petróleo, un buen tratamiento en condiciones operativas estables permitirá obtener un valor de aceite en agua muy bajo (buena separación agua-crudo) en el agua que se reinyecta.

El procedimiento que se sigue en el laboratorio de corrosión por los laboratoristas para determinar el residual de petróleo en agua es el siguiente:

- Colocar 350 ml de muestra de agua en un embudo de separación y añadir 35 ml. de JP-1, agitar vigorosamente y dejar en reposo por 5 minutos.
- Descartar la fase acuosa y la fase aceitosa y verterla en una celda de 25 ml.
- En el espectrofotómetro medir la absorbancia a la longitud de onda seleccionada en la curva de calibración realizada previamente. El valor de absorbancia registrado se pasa a ppm de aceite en agua con la curva respectiva.

El valor del residual de petróleo en agua deberá ser ≤ 15.0 ppm. Esta concentración tiene relación directa con la cantidad de químico demulsificante que se utiliza para el tratamiento de la emulsión.

En lo que se refiere al tiempo de tratamiento, en el capítulo 2 tenemos que el tiempo de residencia en el tanque de lavado se calcula con la ecuación 2.12.

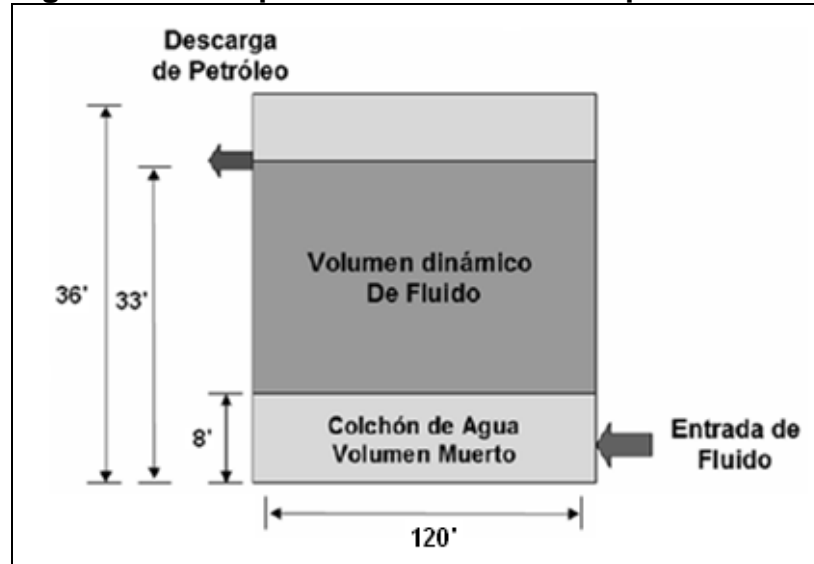
$$\textit{Tiempo de residencia} = \frac{\textit{Volumen dinámico de fluido}}{\textit{Producción diaria}}$$

La altura del volumen dinámico e fluido corresponde a la diferencia entre las alturas de la descarga y el colchón de agua (**Figura 3.2**):

$$H_{\text{volumen dinámico}} = H_{\text{descarga petróleo}} - H_{\text{colchón de agua}} \quad (3.3)$$

$$H_{\text{volumen dinámico}} = 33 \text{ pies} - 8 \text{ pies} = 25 \text{ pies}$$

Figura 3.2: Tiempo de residencia en tanque de lavado



FUENTE: TESIS ING. SANTIAGO CARRILLO Y MARCO YUNDA

El volumen dinámico se calcula con la siguiente ecuación:

$$Volumen\ dinámico = \frac{\pi \times D^2}{4} \times H_{volumen\ dinámico} \quad (3.4)$$

$$Volumen\ dinámico = \frac{\pi \times 120^2}{4} \times 25 = 282743\text{pies}^3 = 50355\text{ bls.}$$

Tomando en cuenta que la producción que ingresa al tanque de lavado proviene solamente de los separadores de producción 1, 2 y 3, entonces la producción diaria corresponde a la sumatoria de la producción de los pozos que ingresan a dichos separadores. Estos valores se encuentran en la **Tabla A 3.4.5. Anexo 3**.

Reemplazando los valores en la ecuación 2.12 tenemos que:

$$Tiempo\ de\ residencia = \frac{50355\text{ bls}}{28876\text{ bls/día}}$$

$$Tiempo\ de\ residencia = 1,74\text{ días} = 42\text{ horas}$$

Este tiempo de residencia es muy largo, comparado con el tiempo de tratamiento en el separador trifásico de 10 minutos y del tratador térmico que es de 20 minutos.

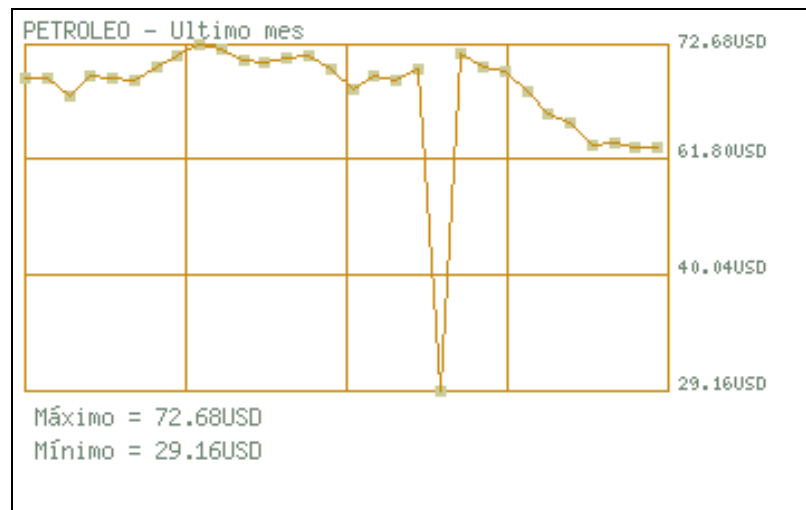
CAPITULO**LO 4: ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO.****4.1 INTRODUCCIÓN**

El análisis técnico del proyecto fue realizado en el Capítulo 3. El análisis económico toma en cuenta las propuestas realizadas y depende principalmente de dos aspectos: tiempo y costos.

En el capítulo 3 se ha demostrado que el tiempo del proceso de tratamiento de los fluidos se reduce debido a que en el diseño de los equipos propuestos ya se han tomado en cuenta aspectos importantes para que este cumpla su función en el tiempo predeterminado.

También se deben tomar en cuenta las variaciones que ha venido presentando el precio del barril de petróleo en los últimos meses. La tendencia en el mes de Junio y Julio del 2009 fijado en base al marcador estadounidense West Texas Intermediate (WTI) cuyo diferencial es establecido mensualmente por Petroecuador se muestra en la **Figura 4.1**.

Figura 4.1: Comportamiento del precio del barril de petróleo



FUENTE: BANCO CENTRAL DEL ECUADOR

4.2 INVERSIONES

Como ya se menciona anteriormente, las inversiones incluyen los costos de ingeniería, costos de equipos y accesorios, costos de obra civil y costos de arranque y puesta en marcha.

4.2.1 COSTOS DE INGENIERIA

Este tipo de costos se refiere al tiempo que el departamento de ingeniería de producción se demora en realizar los estudios pertinentes para la instalación de los equipos propuestos.

El costo de ingeniería alcanza los 10 000 dólares.

4.2.2 COSTOS DE EQUIPOS Y ACCESORIOS

Los costos de equipos y accesorios contemplan la instalación de los equipos propuestos en el **Capítulo 3**.

Los valores de referencia de estos equipos fueron otorgados por el departamento de Proyectos Especiales del campo Sacha y se detallan a continuación.

4.2.2.1 COSTO DEL SEPARADOR TRIFASICO PROPUESTO

El separador trifásico horizontal propuesto es entregado como unidad completa, montado sobre patín (skid) con tuberías de interconexión, soportes, válvulas, manuales de control, instrumentación y tablero de control.

El costo estimado del separador trifásico es de 500 000 dólares.

4.2.2.2 COSTO DEL TRATADOR TÉRMICO PROPUESTO

De igual manera, el tratador térmico horizontal propuesto es entregado como unidad completa, montado sobre patín (skid) con tuberías de interconexión, válvulas, manuales de control, instrumentación y tablero de control.

El costo estimado es de 1 000 000 dólares

4.2.3 COSTOS DE OBRA CIVIL

Este costo representa todas los trabajos necesarios que se deben realizar para acoplar los equipos anteriormente mencionados, y las modificaciones necesarias en la estación de producción.

El costo estimado es de 50 000 dólares.

4.2.4 COSTOS DE ARRANQUE Y PUESTA EN MARCHA

Representan los costos desde que los equipos son instalados, las pruebas preliminares hasta la puesta en marcha; así como también imprevistos que se puedan presentar durante estos trabajos.

Estos costos ascienden al valor de 15 000 dólares.

El costo total de la inversión es de 1 590 000 dólares. Este resultado se lo puede apreciar en la **Tabla 4.1**.

Tabla 4.1: Inversión

EQUIPOS	CANTIDAD	PRECIO TOTAL
SEPARADOR TRIFÁSICO	1	500 000
TRATADOR TÉRMICO	1	1 000 000
OBRA CIVIL	1	50 000
INGENIERÍA	1	10 000
ARRANQUE Y PUESTA EN MARCHA	1	15 000
TOTAL INVERSIONES		1 575 000

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PROYECTOS ESPECIALES SACHA

4.3 INGRESOS

Los ingresos para el campo Sacha están dados por el incremento de la producción debido a la perforación de 14 pozos nuevos en el año 2009, cuya producción promedio esperada es de 425 BPPD.

La **Tabla 4.2** contiene la proyección de la producción para los 14 pozos hasta el año 2025.

Tabla 4.2: Producción esperada de pozos nuevos

PRODUCCION ANUAL ESPERADA	
AÑO	BARRILES PETROLEO
2008	0
2009	155125
2010	140363
2011	127006
2012	114919
2013	103983
2014	94088
2015	85134
2016	77033
2017	69702
2018	63069
2019	57067
2020	51637
2021	46723
2022	42276
2023	38253
2024	34613
2025	31319

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

4.4 EVALUACIÓN DEL PROYECTO

El método de evaluación a utilizar es el centro de costos. Este análisis toma en cuenta los siguientes estudios de rentabilidad:

- El método de Valor Actual Neto (VAN).
- El método de la Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Relación Costo – Beneficio (RCB)
- Período de Recuperación de la Inversión (PRI)

4.4.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Actual Neto es:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (4.1)$$

Donde:

V_t : representa los flujos de caja en cada periodo t.

I_0 : es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n : es el número de períodos considerado.

k : es el tipo de interés.

Si el valor del VAN > 0, entonces se puede decir que el proyecto producirá ganancias y por lo tanto es aceptable, en cambio si el valor del VAN < 0 significa que el proyecto producirá pérdidas y por lo tanto debería ser rechazado.

4.4.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Está definida como la tasa de interés con la cual el valor actual neto (VAN) es igual a cero. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.

La **Ecuación 4.2** se utiliza para calcular la TIR.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_F^t}{(1+TIR)^t} - I_0 = 0 \quad (4.2)$$

4.4.3 RELACION COSTO – BENEFICIO (R C/B)

Es un método de evaluación de proyectos, que muestra la rentabilidad de un proyecto en base a los ingresos generados, gastos e inversión, todos estos calculados en el periodo de la inversión.

La relación costo beneficio se la puede calcular de la siguiente manera:

$$R C/B = \frac{\text{Ingresos}}{\text{Costos} + \text{Inversión}} \quad (4.3)$$

Los criterios para este método de evaluación son los siguientes:

- Si, $R C/B > 1$ se dice que el proyecto es aceptable (los ingresos son mayores que los egresos).
- Si, $R C/B < 1$ se dice que el proyecto no es aceptable (los ingresos son menores a los egresos).

4.4.4 PERIODO DE RECUPERACION DE LA INVERSIÓN (PRI)

Es un instrumento que permite medir el plazo de tiempo que se requiere para que los flujos netos de efectivo de una inversión recuperen su costo o inversión inicial.

Este se puede calcular de la siguiente forma:

$$SFNC = \sum_{n=0}^{PRI} FNC_n = 0 \quad (4.4)$$

Donde:

SFNC: Suma acumulada de los flujos netos de caja

FNC: Flujo neto de caja

PRI: Periodo de recuperación de la inversión

4.4.5 CENTRO DE COSTOS

El centro de costos además toma en cuenta los siguientes criterios para la evaluación del proyecto:

4.4.5.1 Porcentaje de operación – inversión

Es el porcentaje del capital percibido de la producción que se destina para pagar la inversión y la operación del proyecto. Para este proyecto el valor es del 5%.

4.4.5.2 Costo de operación

Es el valor estimado para pagar las inversiones y operaciones del proyecto, el cual no varía con los años.

Este valor se lo puede calcular mediante la ecuación 4.5.

$$\text{Costo de operación} = \text{Inversión} \times \text{Porcentaje de operación – inversión} \quad (4.5)$$

4.4.5.3 Tasa de rendimiento

Ya que Petroproduccion es una empresa estatal, es decir, no tiene fines de lucro la tasa de rendimiento es del 20%.

4.4.5.4 Tasa de descuento

Es igual a la tasa de actualización que para el caso de Petroproducción es del 12%.

4.4.5.5 Valor actual de la inversion

Representa en valor total de la inversión en el año cero. Para este caso en el año 2008. Este valor se encuentra en la **Tabla 4.1**.

4.4.5.6 Valor actual de la produccion

Representa el número de barriles producidos actuales que se tendrían en el año cero (2008). Este valor es calculado con la tasa de rendimiento.

4.4.5.7 Valor actual del costo de mantenimiento

Este valor es calculado con la tasa de rendimiento (20%) y transporta al presente (año cero) a los costos de mantenimiento.

4.4.5.8 Tarifa minima

Es el monto en dólares por cada barril, que se destina para pagar la operación y la inversión.

Su valor se lo puede calcular con la siguiente ecuación:

$$\text{Tarifa mínima} = \frac{\text{Valor actual de la inversion} + \text{Valor actual del costo de mantenimiento}}{\text{Valor actual de la producción}} \quad (4.6)$$

4.4.6 RESULTADOS DE LA EVALUACION

De acuerdo con los criterios antes mencionados, se obtuvieron los siguientes resultados que se encuentran en las **Tablas 4.3:**

- *Costo de operacion = 1.59 MM × 5% = 79500 dólares*

Tabla 4.3: Centro de costos

INVERSIÓN		1,575 MM \$					
TIEMPO DE PRODUCCIÓN		17 AÑOS					
DECLINACIÓN		10,00% ANUAL					
TASA POR POZO		425 BPPD					
PORCENTAJE DE OPE/INV		5%					
COSTO DE OPERACIÓN:		0,07875 MM\$/AÑO					
TASA DE RENDIMIENTO		20% INGRESOS					
TASA DE DESCUENTO		12%					
	PRODUCCIÓN	TARIFA MÍNIMA	INGRESOS ANUALES	INVERSIÓN	COSTOS DE MANTENIMIENTO	FLUJO DE CAJA	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
AÑO	BLS	USD \$/BBL	MM USD \$	USD \$	USD \$/AÑO	MM USD \$	
0	0			1,58		-1,58	-1,58
1	155.125	3,74	0,58		0,08	0,50	-1,07
2	140.363	3,74	0,53		0,08	0,45	-0,63
3	127.006	3,74	0,48		0,08	0,40	-0,23
4	114.919	3,74	0,43		0,08	0,35	0,12
5	103.983	3,74	0,39		0,08	0,31	0,43
6	94.088	3,74	0,35		0,08	0,27	0,71
7	85.134	3,74	0,32		0,08	0,24	0,95
8	77.033	3,74	0,29		0,08	0,21	1,15
9	69.702	3,74	0,26		0,08	0,18	1,34
10	63.069	3,74	0,24		0,08	0,16	1,49
11	57.067	3,74	0,21		0,08	0,13	1,63
12	51.637	3,74	0,19		0,08	0,11	1,74
13	46.723	3,74	0,17		0,08	0,10	1,84
14	42.276	3,74	0,16		0,08	0,08	1,92
15	38.253	3,74	0,14		0,08	0,06	1,98
16	34.613	3,74	0,13		0,08	0,05	2,03
17	31.319	3,74	0,12		0,08	0,04	2,07
TOTAL						2,07	

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PROYECTOS Y EQUIPOS.

De manera que los valores de inversión, producción y costo de mantenimiento son:

- Valor actual de la inversión = \$ 1,6 MM \$
- Valor actual de la producción = 0,521 MM BBL
- Valor actual del costo de mantenimiento = \$ 0,4 MM \$
- *Tarifa mínima* = $\frac{1,6MM+0,4MM}{0,521} = 3,74 \text{ \$/BBL}$

4.4.6.1 Cálculo del VAN

Como ya se explico anteriormente, el VAN se lo calcula con la **Ecuación 4.1**. Como ejemplo de cálculo para el primer periodo tenemos que:

$$VAN_1 = \frac{0,51}{(1 + 0,12)^1} = 0,45MM \$$$

Los resultados para cada año se encuentran en la **Tabla 4.4**.

Tabla 4.4: VAN

AÑO	VAN
	MM \$
0	-1,59
1	0,45
2	0,36
3	0,29
4	0,23
5	0,18
6	0,14
7	0,11
8	0,09
9	0,07
10	0,05
11	0,04
12	0,03

13	0,02
14	0,02
15	0,01
16	0,01
17	0,01
Σ VAN	0,50

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

Ya que el valor del VAN > 0, entonces se puede decir que el proyecto es económicamente rentable.

4.4.6.2 Cálculo de la TIR

La TIR se calcula con la ecuación 4.2.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_F^t}{(1 + TIR)^t} - I_0 = 0$$

Donde tenemos que **TIR = 20%**

4.4.6.3 Cálculo de R C/B

La relación Costo-Beneficio se calcula con la **Ecuación 4.3**.

$$R C/B = \frac{\text{Ingresos}}{\text{Costos} + \text{Inversión}} = \frac{2,09}{1,6 + 0,4}$$

$$R C/B = 1,06$$

Ya que la relación R C/B > 1, se concluye que el proyecto es aceptable (los ingresos son mayores que los egresos).

4.4.6.4 Cálculo de PRI

La PRI lo calculamos de la siguiente forma:

$$PRI = T_1 + \frac{SFNC_1 \times (T_1 + T_2)}{SFNC_1 + SFNC_2} = 0 + \frac{-1,59 \times (0 + 5)}{-1,59 + 0,44}$$

$$\mathbf{PRI = 6,89 \text{ años}}$$

De acuerdo con los resultados anteriores se puede decir que el proyecto es rentable, que la inversión se recuperará en un tiempo menor a 7 años.

CAPÍTULO

LO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Del análisis de las facilidades de superficie usadas actualmente en la estación Sacha Central se puede concluir que los equipos han acabado su vida útil, ya que fueron instalados hace más de 35 años, por lo tanto existe un retraso tecnológico en comparación con los métodos usados actualmente. Además, en estos equipos no es común que se realice mantenimiento preventivo, lo que contribuye a su deterioro.
- Como se menciona en el Capítulo 3, Petroproducción tiene un plan de optimización de personal y tecnología, por lo que es necesario modernizar las facilidades de producción utilizadas actualmente. Para este fin se ha tomado como referencia el modelo de producción utilizado en el Bloque 15 por su alta eficiencia en los procesos de separación la cual es alcanzada por medio de la combinación de dos FWKO y un deshidratador electrostático.
- De acuerdo con el estudio realizado sobre el proceso de producción que se maneja en la estación Sacha Central, es necesario reemplazar los separadores bifásicos por separadores trifásicos de producción con el fin de independizar las fases de petróleo, gas y agua. Para esto se ha diseñado un separador trifásico con capacidad de 20000 BFPD y un tratador térmico con capacidad para 16800 BFPD los cuales tratarán el fluido de producción con alto BSW.

- Esta combinación de separador trifásico y tratador térmico mejora la eficiencia de separación y los tiempos de residencia, dando como resultado una mayor capacidad de tratamiento, es decir una mayor cantidad de volumen tratado por día; así como también reduce el uso de químico demulsificante usado en el proceso de deshidratación lo que se refleja en el ahorro de recursos económicos de la empresa.
- También se comprobó que los separadores bifásicos de producción 1, 2 y 3, actualmente instalados, pueden manejar la producción de los pozos con bajo porcentaje de BSW, por lo que no es necesario realizar ninguna modificación en los mismos.
- Debido a la baja producción de gas en la estación Central, ésta no representa ningún problema en su manejo en los separadores.
- Los separadores de prueba tampoco generan ningún problema, ya que su capacidad es de 10000 barriles, y por lo tanto pueden procesar el caudal de cualquier pozo que se encuentre a prueba.
- El análisis económico demuestra que el proyecto es económicamente rentable, con un VAN mayor a cero correspondiente a \$ 0,5 MM; una tasa interna de retorno de 20% y una Relación costo-beneficio 1,06. El periodo de recuperación indica que se percibirán las ganancias luego del sexto año de haber iniciado el proyecto.

5.2 RECOMENDACIONES

- Es aconsejable realizar mantenimiento preventivo anual a todos los equipos, especialmente a tanques y separadores, debido a que en el fondo suelen

acumularse impurezas. Para esto, el personal que va a realizar la limpieza debe tener los implementos de seguridad adecuados.

- Es necesario implementar sistemas de control automáticos, ya que estos nos ayudan para tener un control en tiempo real de todos los equipos, y de esta manera, optimizar la producción.
- Debido al incremento de BSW en el campo, es necesario diseñar un sistema de reinyección de agua de formación para la estación Sacha central, ya que actualmente no existe.
- Se recomienda modernizar gradualmente todos los equipos de la estación Sacha Central, ya que la mayoría han cumplido con su vida útil generando un alto riesgo y un incremento en el costo de operación.
- El tanque de oleoducto 01 tiene una deformación en la tercera virola, lo que ocasiona una disminución en su capacidad operativa, con el riesgo de colapsar y causar grandes daños al medio ambiente, por esta razón es aconsejable la reparación inmediata del mismo.
- Se debe instalar toma muestras en la entrada y salida de los separadores, con el fin de comprobar su eficiencia. También es necesario realizar cambios en el sistema de medición de pruebas para obtener datos reales de las pruebas de producción y el verdadero potencial del campo.
- Se debe capacitar al personal que opera en la estación de producción para el manejo y operación del separador trifásico y el tratador térmico.

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
ACT	Automatic custody transfer	-
API	American Petroleum Institute	-
BAPD	Barriles de agua por día	L ³ /t
BFPD	Barriles de fluido por día	L ³ /t
BPPD	Barriles de petróleo por día	L ³ /t
BSW	Basemen solids and water	-
°C	Grados Celsius	T
FNC	Flujo neto de caja	-
FWKO	Free water knock out	-
ft	pies	L
°F	Grados Fahrenheit	T
GE _o	Gravedad especifica del petróleo	-
GE _w	Gravedad especifica del agua	-
GOR	Relación Gas – Petróleo	-
HP	Horse power	M L ² /t ³
HPS	High power system	-
Hz	Hertzios	1/t
Km	Kilómetro	L
MPCSD	Miles de pies cúbicos estándar	L ³ /t
Na Cl	Cloruro de Sodio	-
ppm	Partes por millón	M/L ³
psi	Libras fuerza por pulgada cuadrada	M/L t ³
POES	Petróleo original en sitio	L ³
RPM	Revoluciones por minuto	

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- KEN ARNOLD Y MAURICE STEWART, Surface Production Operations, Volumen 1, Segunda edición, 1991.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Specification for Oil and Gas Separators, API Specification 12J, Séptima edición, 1989.
- SHELL. Oil Handling and Treating Handbook
- NEXT, Instalaciones de Superficie para la producción de petróleo y gas, 2007.
- ACINDEC, Separador de Producción, 2009.
- PRODUCTION TESTING SERVICES COLOMBIA, Curso básico para operadores de facilidades de superficie.
- WOOD GROUP, Guía de separadores para entrenamiento de operadores de producción, 2006.
- BENJAMÍN HINCAPIE GRANJA, Estudio y diseño de separadores horizontales y verticales de dos y tres fases, Guayaquil, 1987.
- GUILLERMO LIZANO ACEVEDO, Optimización de los separadores de petróleo automatizando los controladores del proceso y dosificación de químicos en la estación Central Campo Sacha, Quito 2001
- SANTIAGO CARRILLO Y MARCO YUNDA, Redimensionamiento de las Facilidades de Producción del campo VHR, Quito, 2008.
- GUILLERMO VINUEZA Y JOSÉ HOLGUÍN, Evaluación y Optimización de los sistemas de separación de crudo y tratamiento de agua para reinyección.
- PETROPRODUCCIÓN, DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN CAMPO SACHA, Reporte Mensual del Campo Sacha, Diciembre, 2008.
- WILSON VELASCO, BAKER PETROLITE, Reporte Mensual del tratamiento químico de deshidratación en el Campo Sacha, Diciembre, 2008.

ANEXOS

ANEXO 1

ANEXO 1.1
COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL ORIENTE ECUATORIANO
UBICACIÓN DE POZOS Y CARRETERAS DEL CAMPO SACHA

ANEXO 1.2
PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN

ANEXO 1.3
PRODUCCIÓN ESTACIÓN SACHA CENTRAL

ANEXO 1.4
FACILIDADES DE PRODUCCIÓN EXISTENTES EN LA ESTACIÓN SACHA
CENTRAL

FIGURA A 1.1.1: Columna Estratigráfica del Oriente Ecuatoriano

ERA	PERIODO	FORMACION	Alte. Formacion m.	Prof. Formacion m.	ESPEZOR	AMBITO	LITOLOGIA	DESCRIPCION						
MEZOZOICO	PALEOGENO	ORTEGUAZA		5.312'	900'	CONTINENTAL MARINO		lutitas semiduras, semifisiles, gris a gris verde clara. Limalitas blanquecinas. Areniscas cuarzosas, translucidas a transparentes, friable, grano fino a medio.						
									TYUYACU	6.212'	1.485'	FLUVIAL		Arenisca cuarzosa, translucida, grano muy fino a fino, cemento silicio. Arenisca conglomerática, clastos de cuarzo. Arcillolitos grises, café ladrillo, moteado de blanco. Conglomerados con clastos de chert, cemento arcilloso.
		NAPO	8.667'	605'	MARINO		Lutita gris, oscura a negra, laminar, astillosa. Caliza gris a gris negro. Caliza, blanca, crema, masiva, tizosa. Arenisca cuarzosa translucida, grano fino a medio. Caliza gris oscura, medio dura a dura, blacosa, ligeramente fosilifera. Arenisca, grano fino. Caliza dura, gris clara a crema. Arenisca cuarzosa, gris clara, friable, grano fino-medio bien seleccionado. Lutita negra dura. Caliza dura, negra, piritizada.							
								HOLLIN	9.782'	218'	CONTINENTAL		Arenisca cuarzosa, grano fino medio, cemento silicio, buena saturado de Hc.	
	P.T.	10.000												

FUENTE: PETROPRODUCCION – DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS

TABLA A 1.2.1: PRODUCCION ANUAL ESPERADA DEL CAMPO SACHA

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ACTUAL	45361	41045	37139	33604	30407	27513	24895	22526	20382	18442	16687	15099	13663	12362	11186	10121	9158	8287
PRODUCCIÓN ESPERADA (14 POZOS)	0	5950	5384	4871	4408	3988	3609	3265	2955	2674	2419	2189	1981	1792	1622	1467	1328	1201
PETRÓLEO TOTAL	45361	46995	42522	38476	34814	31501	28504	25791	23337	21116	19107	17288	15643	14154	12807	11589	10486	9488
AGUA																		
AGUA TOTAL	45065	46670	48333	50054	51837	53684	55596	57576	59627	61751	63951	66228	68587	71031	73561	76181	78894	81705
PRODUCCIÓN DE FLUIDO TOTAL	90426	93665	90855	88530	86652	85185	84100	83367	82964	82867	83057	83517	84231	85185	86368	87770	89380	91193

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA

**TABLA A 1.2.2: PRODUCCION ANUAL ESPERADA DE LA ESTACION SACHA
CENTRAL**

PETROLEO (BPPD)		AGUA (BAPD)	
AÑO	BPPD	AÑO	BAPD
2008	10722	2008	3585
2009	9702	2009	3713
2010	8778	2010	3845
2011	7943	2011	3982
2012	7187	2012	4124
2013	6503	2013	4271
2014	5884	2014	4423
2015	5324	2015	4580
2016	4818	2016	4743
2017	4359	2017	4912
2018	3944	2018	5087
2019	3569	2019	5269
2020	3229	2020	5456
2021	2922	2021	5651
2022	2644	2022	5852
2023	2392	2023	6060
2024	2165	2024	6276
2025	1959	2025	6500

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA

**TABLA A 1.3.1: PRODUCCIÓN ESTACION SACHA CENTRAL @ 31 DE
DICIEMBRE DEL 2008**

POZO	BFPD	BPPD	BSW	BAPD	TIPO BOMBA	BIPD	V. GAS
							MPCS/D
1	319	284	10,97	35	PISTON PL II 2"1/2x 1"7/8	810	109
13	216	198	8,33	18	JET CLAW PLII 10I	1950	9
17	311	310	0,32	1	PISTON B 2 X A	976	84
18	408	279	31,61	129	PISTON: A 3x48	750	22
19	495	430	13,13	65	JET: 9 A	1510	114
25	535	270	49,53	265	JET: 8-A	1500	93
26	592	523	11,65	69	JET: 8-A	1420	103
28	648	156	76	492	JET: KOBE 3 x 48 9A	2124	40
30	439	296	32,57	143	JET: PL II 9I	1484	
37	294	293	0,38	1	JET: C-5	1576	123
40	533	128	75,98	405	JET: 10 I	1815	97
55	245	233	4,89	12	JET 8-A	1490	179
64	210	208	0,95	2	PISTON KOBE B1XA	590	110
72	400	354	11,5	46	JET PL II 9 I	1507	138
78	834	410	50,83	424	JET: KOBE 3" 9A	1934	57
80	478	139	70,92	339	JET: KOBE 3 x 48 9A	2095	
83	259	166	35,9	93	JET: 9I	1497	145
87	359	221	38,44	138	PISTON: PL I 2"1/2x2"	890	59
88	363	359	1,1	4	PISTON SUPER-A	931	124
91	274	273	0,36	1	JET: 8A	1690	110
98	730	594	18,63	136	JET 9A	1970	120
99	427	403	5,62	24	JET 9H	1570	234
101	771	480	37,74	291	JET: 9A	1800	110
104	362	178	50,82	184	JET: PL-I 8 G	1280	36
108	440	424	3,63	16	PISTON P 3x48	1050	111
112	300	297	0,99	3	PISTON P 3x48	564	33
118	439	430	2,05	9	JET CLAW PL II 10J	1790	65

CONTINÚA EN LA PÁGINA 123.

VIENE DE LA PÁGINA 122.

POZO	BFPD	BPPD	BSW	BAPD	TIPO BOMBA	BIPD	V. GAS MPCS/D
130	544	376	30,88	168	PISTON: 3 x 48	930	73
134	578	572	1,03	6	JET: 9-A	1890	129
139	357	356	0,28	1	JET: KOBE 3x48 8A	1550	68
190D	212	210	0,94	2	PL-II 2 1/2 x 1 7/8	760	33
191	315	255	19,04	60	PL-II 2 1/2 x 1 1/2	1106	9
197D	234	232	0,8	1	PISTON PL-II 2 1/2 x 1 7/8	450	157
225D	390	385	1,28	1	JET KOBE 8A	1540	71
TOTAL	14311	10722	25,05	3585		44665	2997

Realizado por: Cintya Jiménez

Fuente: PETROPRODUCCIÓN – Departamento de Producción-Sacha

TABLA A 1.3.2: Propiedades de los fluidos producidos en Sacha Central

POZO	BSW TOTAL	SALINIDAD ppm ClNa	TEMPERATURA ° F	API 60°F	GE
1	4,0	BSW BAJO	92	26,5	0,896
13	2,4	BSW BAJO	84	24,8	0,905
17	1,0	BSW BAJO	68	26,4	0,896
18	12,0	1230	100	24,7	0,906
19	3,0	BSW BAJO	94	26,4	0,896
25	20,0	7500	104	26,6	0,895
26	4,0	17600	78	26,3	0,897
27	CERRADO				
28	18,0	11400	74	26,4	0,896
30	9,0	10300	74	25,9	0,899
37	1,0	BSW BAJO	70	27,0	0,893
40	18,0	12100	90	26,2	0,897
49	CERRADO				
55	1,0	BSW BAJO	78	26,6	0,895
64	1,0	BSW BAJO	58	26,1	0,898
72	3,4	BSW BAJO	78	25,8	0,900
78	16,0	15800	78	25,9	0,899
80	6,0	46300	80	26,3	0,897
82	6,0	17800	68	26,5	0,896
83	7,0	3500	82	26,1	0,898
87	12,0	12300	74	25,9	0,899
88	1,2	BSW BAJO	76	26,6	0,895
89	CERRADO				
91	3,0	BSW BAJO	26	26,4	0,896
98	5,4	BSW BAJO	90	25,6	0,901
99	2,0	BSW BAJO	84	26,2	0,897
101	12,0	4600	82	26,2	0,897
104	12,0	25400	92	24,9	0,905
108	1,4	BSW BAJO	80	27,1	0,892

CONTINÚA EN LA PÁGINA 129

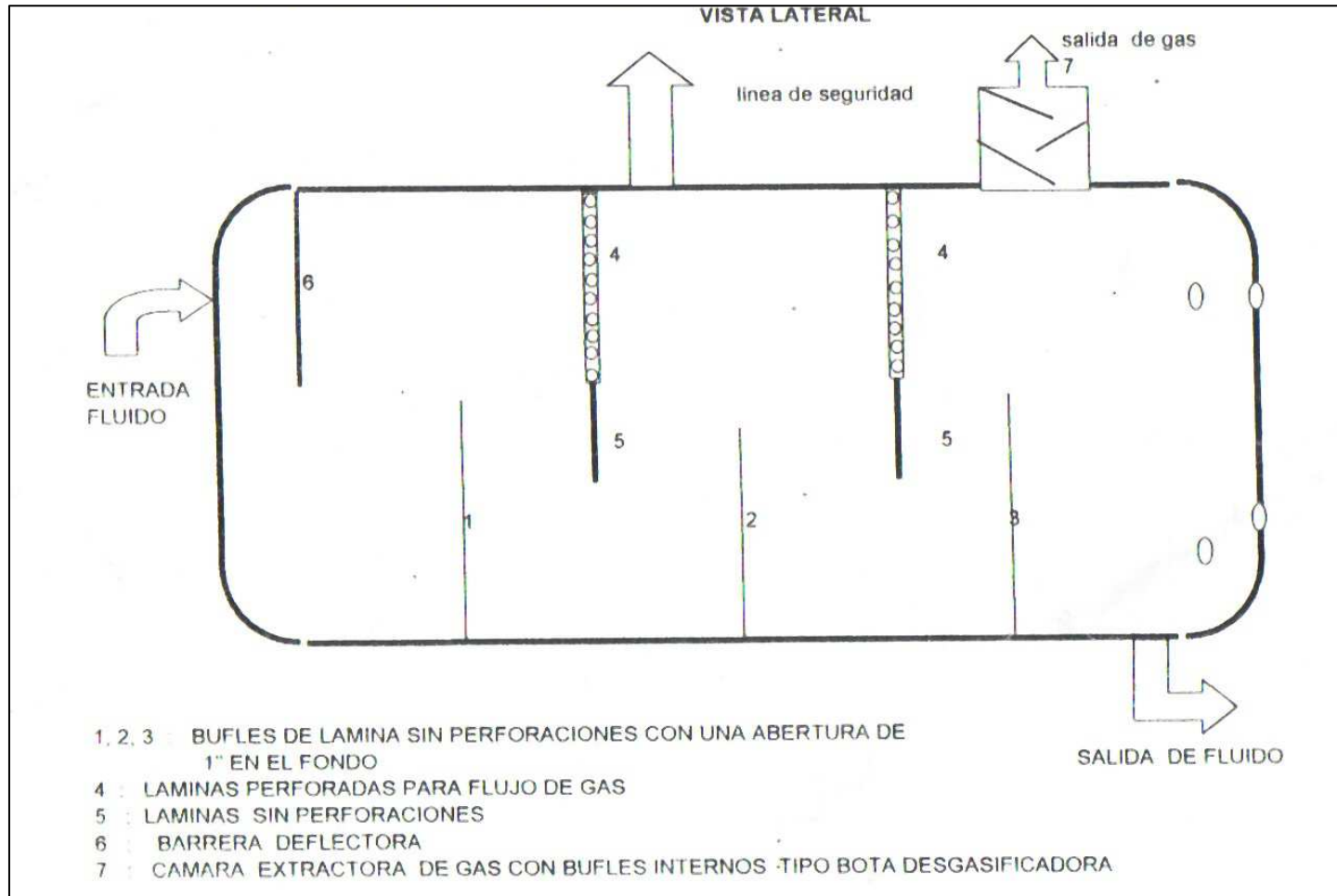
VIENE DE LA PÁGINA 128

POZO	BSW TOTAL	SALINIDAD ppm ClNa	TEMPERATURA ° F	API 60°F	GE
112	0,8	BSW BAJO	72	28,2	0,886
116	CERRADO				
118	1,4	BSW BAJO	80	27,1	0,892
130	12,0	16850	78	26,1	0,898
134	1,2	BSW BAJO	90	26,6	0,895
139	1,4	BSW BAJO	84	26,2	0,897
190	1,0	BSW BAJO	80	26,8	0,894
191	5,0	1500	84	26,2	0,897
197	0,8	BSW BAJO	86	26,6	0,895
225	1,0	BSW BAJO	69	26,4	0,896

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

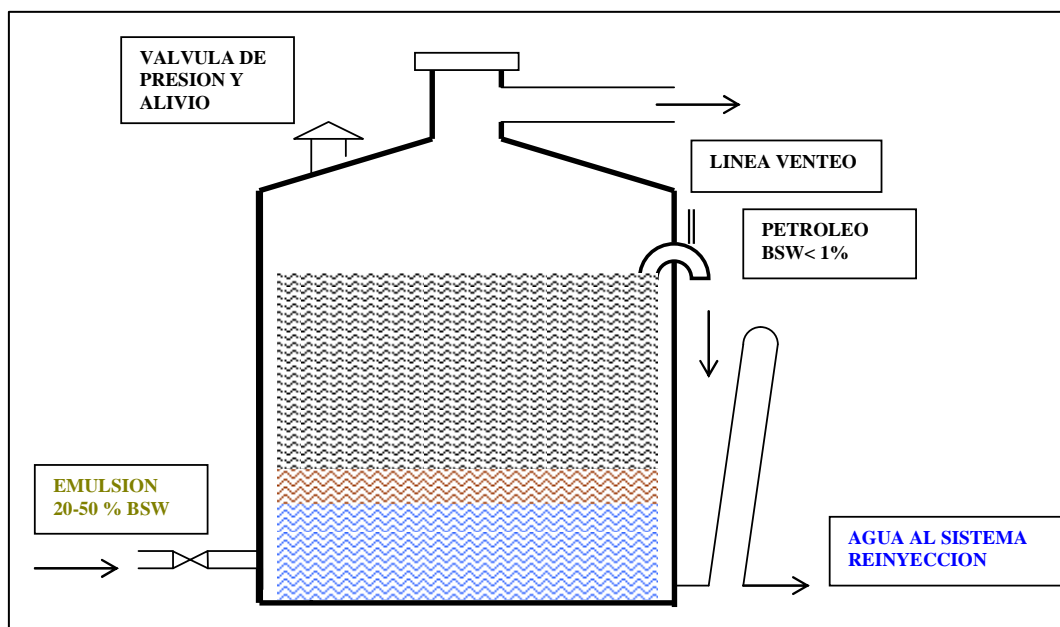
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE CORROSIÓN-SACHA

FIGURA A 1.4.1: Separador de Producción



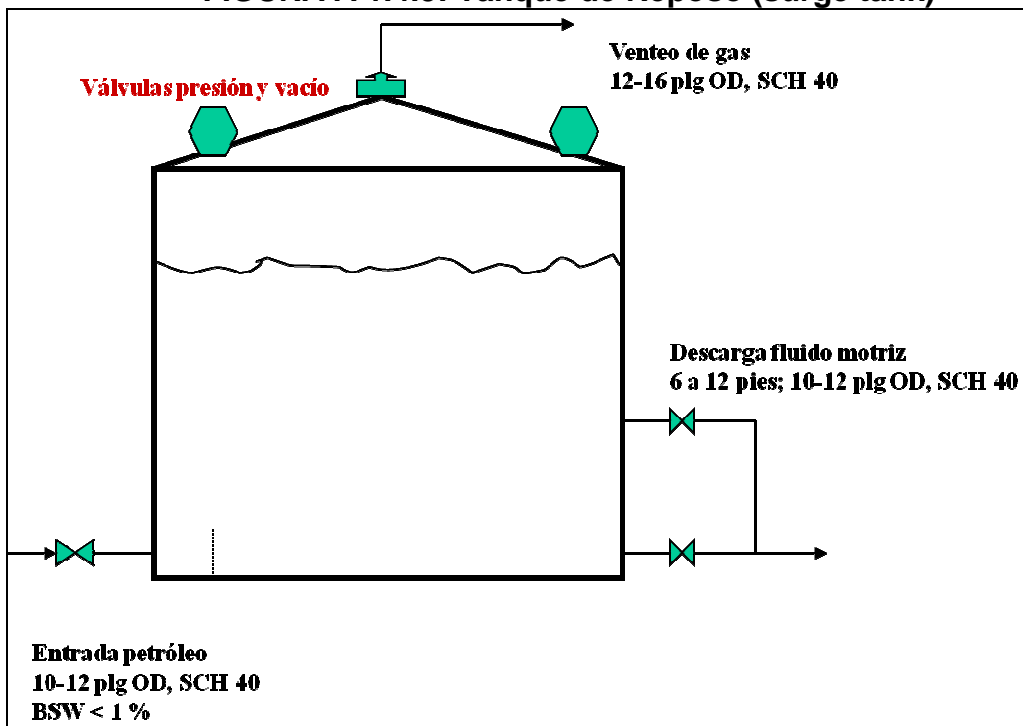
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA

FIGURA A 1.4.2: Tanque de Lavado (wash tank)



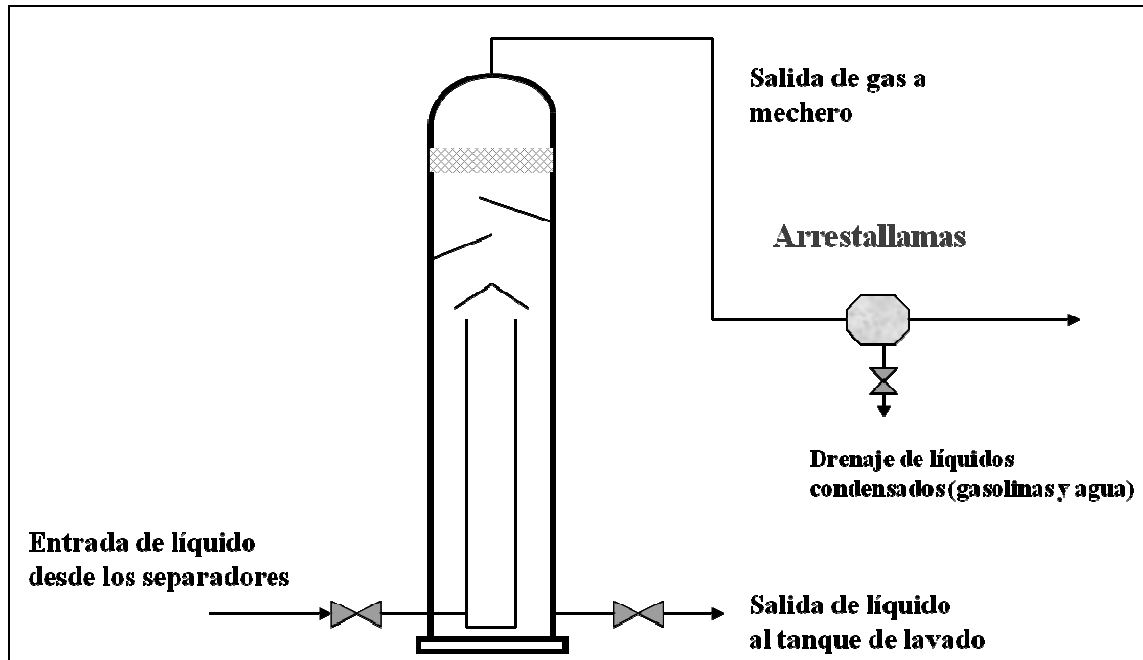
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA

FIGURA A 1.4.3: Tanque de Reposo (surge tank)



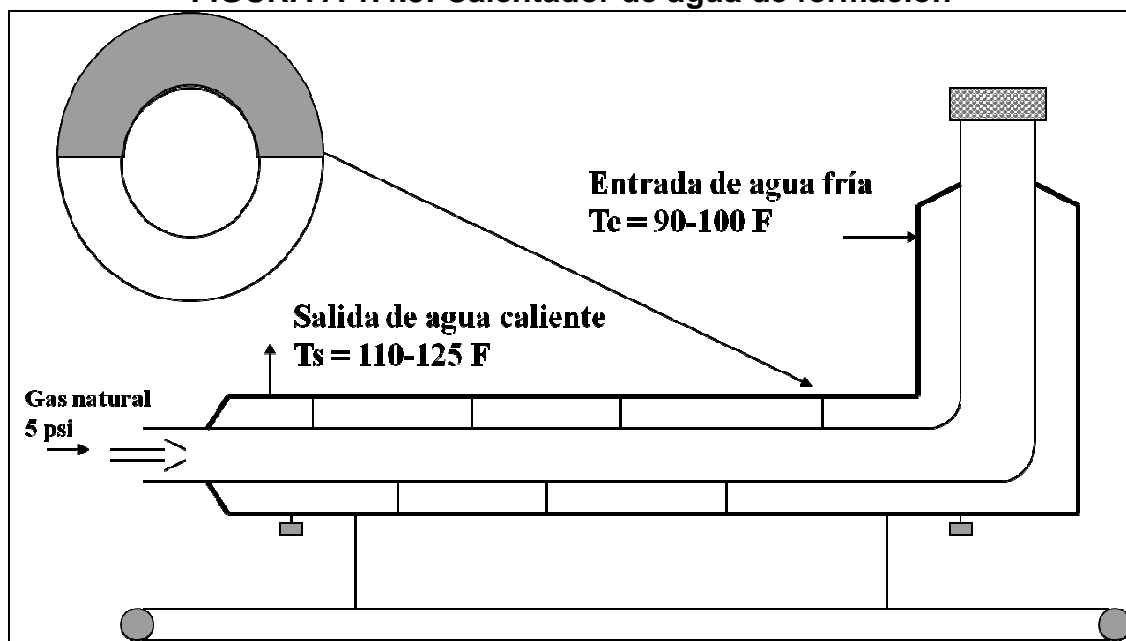
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA

FIGURA A 1.4.4: Bota de Gas



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA

FIGURA A 1.4.5: Calentador de agua de formación



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA

ANEXO 2

**ANEXO 2.1
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS EN LA ESTACION
SACHA CENTAL**

TABLA A 2.1.1: Análisis Físico Químico del crudo de la Estación Sacha Central

PARAMETROS	UNIDADES	NORMAS	ESTACIÓN SACHA CENTRAL
API OBSERVADO			27,7 / 70
API 60 °F			27,1
API SECO	° API / °F	D 1298-85	27,15
GRAVEDAD ESPECIFICA			0,8921
AGUA LIBRE			0,3
EMULSION			0
SEDIMENTOS		D 96-88	0
PARAFINA			1,3
BSW			0,3
BSW POR DESTILACIÓN			0,500
BSW TOTAL	%	D 4006-81	0,529
AZUFRE	% peso	D 3240-90	1,0619
VISCOSIDAD A 80° F			23,36
VISCOSIDAD A 104° F		D 445-88	22,72
VISCOSIDAD A 120° F	cSt		22,32

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE CORROSIÓN-SACHA.

TABLA A 2.1.2: Cromatografía de gases Estación Sacha Central

		Salida separadores	Entrada turbina
P/T	Psi/F	25/84	170/98
N₂	%molar	2,55	2,83
CO₂	%molar	9,35	10,34
CH₄	%molar	58,54	58,84
C₂H₆	%molar	10,54	10,48
C₃H₈	%molar	13,77	13,19
iC₄H₁₀	%molar	4,43	3,81
nC₄H₁₀	%molar	0,00	0,00
iC₅H₁₂	%molar	0,82	0,51
nC₅H₁₂	%molar	0	0,00
Gravedad del gas		0,919	0,909
H₂O Teórica	lb/MMscf	699,686	243,99
Contenido liquido del gas		5,528	5,053
Peso molecular del gas		26,621	26,326
Octanaje	Calculado	99,292	98,145
Z	Adimensional	0,990	0,956
Ug	Cp	0,01	0,0105
Cg	1/psia	0,025	0,0057
Bg	ft³/scf	0,384	0,0817

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE CORROSIÓN-SACHA.

ANEXO 3

ANEXO 3.1

**PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CON BSW TOTAL MAYOR AL 12 % EN LA
ESTACIÓN SACHA CENTRAL**

ANEXO 3.2

**PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DIARIA DE LOS POZOS CON BSW TOTAL
MAYOR A 12% EN LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL**

ANEXO 3.3

DIMENSIONAMIENTO TRATADOR TÉRMICO HORIZONTAL

ANEXO 3.4

DIMENSIONAMIENTO SEPARADORES BIFÁSICOS 1, 2 Y 3

ANEXO 3.5

EFICIENCIA DE SEPARACIÓN

TABLA A 3.1.1: Producción Pozo Sacha-18

FECHA	BSW POZO	BSW TOTAL	BPPD	BIPD	BFPD	BAPD
01/11/2008	54,58	12	109	895	1135	131
13/11/2008	54,85	12	107	890	1127	130
22/11/2008	53,00	12	132	1010	1292	149
06/12/2008	51,20	12	140	1010	1277	147
15/12/2008	58,40	12	101	1002	1245	142
20/12/2008	53,38	12	124	995	1261	142
28/11/2008	58,36	12	102	1000	1245	143
TOTAL	54,82	12,00	116,43	971,71	1.226,00	140,49

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA

TABLA A 3.1.2: Producción Pozo Sacha-25

FECHA	BSW POZO	BSW TOTAL	BPPD	BIPD	BFPD	BAPD
03/11/2008	63,26	12,00	151,00	920,00	1331,00	260
10/11/2008	67,76	12,00	128,00	980,00	1376,00	269
19/11/2008	59,10	12,00	88,00	885,00	1100,00	127
03/12/2008	64,06	12,00	69,00	900,00	1092,00	123
10/12/2008	54,66	12,00	114,00	960,00	1212,00	137
20/12/2008	54,05	12,00	136,00	1095,00	1391,00	160
29/11/2008	58,67	12,00	112,00	1105,00	1376,00	159
TOTAL	60,22	12,00	114,00	977,86	1268,29	176,51

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA

TABLA A 3.1.3: Producción Pozo Sacha-28

FECHA	BSW POZO	BSW TOTAL	BPPD	BIPD	BFPD	BAPD
15/10/2008	77,98	18	131	2075	2670	464
06/11/2008	77,4	18	134	2070	2663	459
20/11/2008	74,14	18	162	2050	2678	464
05/12/2008	75,29	18	152	2070	2685	463

CONTINÚA EN LA PÁGINA 134

VIENE DE LA PÁGINA 133

FECHA	BSW POZO	BSW TOTAL	BPPD	BIPD	BFPD	BAPD
17/12/2008	78,81	18	124	2070	2655	461
30/12/2008	71,64	18	188	2120	2693	475
TOTAL	75,88	18,00	148,50	2075,83	2674,00	464,42

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA

TABLA A 3.1.4: Producción Pozo Sacha-40

FECHA	BSW POZO	BSW TOTAL	BPPD	BIPD	BFPD	BAPD
02/11/2008	67,56	18	205	1800	2432	427
13/11/2008	67,6	18	204	1787	2417	426
24/11/2008	72,65	18	157	1790	2364	417
07/12/2008	72,71	18	154	1790	2356	410
18/12/2008	66,22	18	211	1770	2394	414
25/12/2008	69,14	18	187	1780	2386	419
30/11/2008	68,7	18	194	1790	2409	426
TOTAL	69,2	18,0	187,4	1786,7	2394,0	419,8

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA

TABLA A 3.1.5: Producción Pozo Sacha-78

FECHA	BSW POZO	BSW TOTAL	BPPD	BIPD	BFPD	BAPD
20/10/2008	60	16	110	780	1055	165
14/11/2008	59	16	118	785	1070	170
21/11/2008	62,21	16	99	800	1062	163
02/12/2008	61,54	16	107	830	1107	171
12/12/2008	64,12	16	96	850	1122	172
25/12/2008	64,89	16	94	830	1092	174
TOTAL	61,96	16,00	104,00	812,50	1084,67	169,05

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA

TABLA A 3.1.6: Producción Pozo Sacha-87

FECHA	BSW POZO	BSW TOTAL	BPPD	BIPD	BFPD	BAPD
15/10/2008	51,23	12	178	1258	1623	187
31/10/2008	54,12	12	156	1260	1601	184
08/11/2008	55,43	12	152	1290	1631	189
16/12/2008	53,56	12	163	1265	1616	188
29/12/2008	58,9	12	134	1320	1646	192
08/12/2008	54,8	12	125	1290	1601	152
18/11/2008	59,8	12	125	1290	1601	186
28/11/2008	57	12	142	1300	1631	188
TOTAL	55,61	12,00	146,88	1284,13	1618,75	183,22

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA

TABLA A 3.1.7: Producción Pozo Sacha-101

FECHA	BSW POZO	BSW TOTAL	BPPD	BIPD	BFPD	BAPD
03/11/2008	39,28	12	463	1810	2573	300
10/11/2008	39,46	12	471	1840	2618	307
19/11/2008	40,52	12	436	1870	2603	297
01/12/2008	38,38	12	496	1850	2655	309
11/12/2008	39	12	472	1830	2603	302
17/12/2008	39	12	471	1840	2618	301
27/11/2008	40,77	12	430	1815	2541	296
TOTAL	39,49	12,00	462,71	1836,43	2601,57	301,62

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA

TABLA A 3.1.8: Producción Pozo Sacha-104

FECHA	BSW POZO	BSW TOTAL	BPPD	BIPD	BFPD	BAPD
05/11/2008	73,52	12	64	1300	1543	178
14/11/2008	76,5	12	54	1290	1520	176
26/11/2008	73,8	12	63	1310	1550	177

CONTINÚA EN LA PÁGINA 136

VIENE DE LA PÁGINA 135

FECHA	BSW POZO	BSW TOTAL	BPPD	BIPD	BFPD	BAPD
09/12/2008	75,37	12	57	1290	1520	174
19/12/2008	73,62	12	62	1300	1535	173
27/12/2008	68,6	12	80	1270	1528	175
TOTAL	73,57	12,00	63,33	1293,33	1532,67	175,53

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA

TABLA A 3.1.9: Producción Pozo Sacha-130

FECHA	BSW POZO	BSW TOTAL	BPPD	BIPD	BFPD	BAPD
02/11/2008	34,68	12	358	1120	1668	190
15/11/2008	32,69	12	416	1110	1728	202
28/11/2008	32,62	12	411	1110	1720	199
02/12/2008	33,97	12	383	1140	1720	197
09/12/2008	33	12	408	1070	1728	201
14/12/2008	34,2	12	377	1110	1683	196
26/11/2008	34,54	12	364	1090	1646	192
TOTAL	33,67	12,00	388,14	1107,14	1699,00	196,73

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA

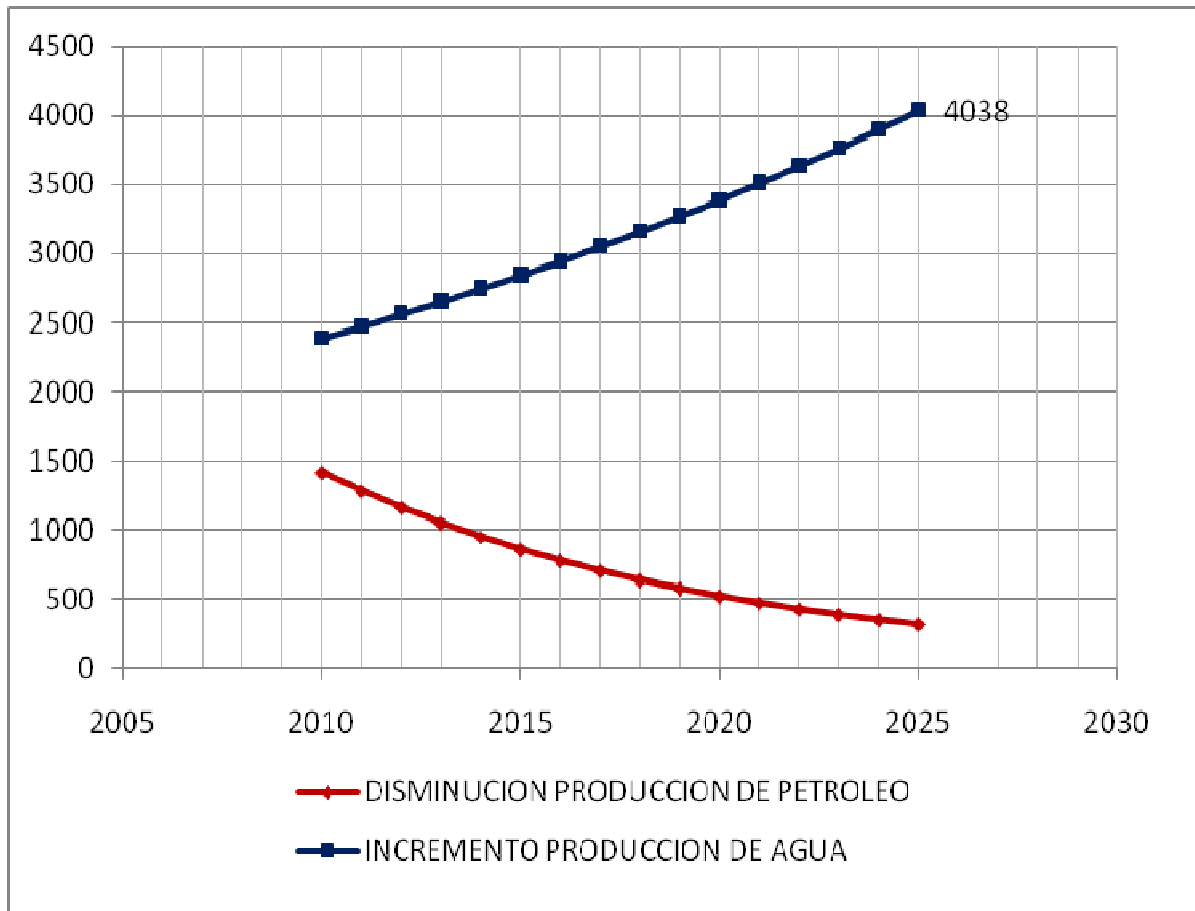
TABLA A 3.2.1: Proyección de la producción diaria de los pozos con BSW mayor al 12% en la estación Sacha Central

AÑO	DISMINUCION PRODUCCION DE PETROLEO	INCREMENTO PRODUCCION DE AGUA
2008	1731	2227
2009	1567	2307
2010	1418	2389
2011	1283	2474
2012	1161	2562
2013	1050	2653
2014	950	2748
2015	860	2846
2016	778	2947
2017	704	3052
2018	637	3161
2019	576	3273
2020	521	3390
2021	472	3511
2022	427	3636
2023	386	3765
2024	350	3899
2025	316	4038

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCION – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA

GRÁFICA A 3.2.2: Proyección de la producción diaria de los pozos con BSW mayor al 12% en la estación Sacha Central



REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCION – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA

TABLA A 3.3.1: Longitud efectiva del tratador térmico para diferentes valores de diámetro y temperatura.

	120	140	160	180	tr ≤ 20 min
Leff	d	d	d	d	d
5	22534	6941	2826	1381	253
10	11267	3470	1413	690	179
15	7511	2314	942	460	146
20	5634	1735	706	345	126
25	4507	1388	565	276	113
30	3756	1157	471	230	103
35	3219	992	404	197	96
40	2817	868	353	173	89
45	2504	771	314	153	84
50	2253	694	283	138	80
55	2049	631	257	126	76
60	1878	578	235	115	73
65	1733	534	217	106	70
70	1610	496	202	99	68
75	1502	463	188	92	65
80	1408	434	177	86	63

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

TABLA A 3.4.1: Producción pozos direccionados hacia el separador bifásico 01

Pozos	BFPD	BSW TOTAL	GAS	BIPD	API
17	311	1	84	976	26,4
19	495	3	114	1510	26,4
30	439	9	90	1484	25,9
72	400	3,4	138	1507	25,8
80	478	6	109	2095	26,3
83	259	7	22	1497	26,1
98	730	5,4	120	1970	25,6
108	440	1,4	111	1050	27,1
191	315	5	9	1106	26,2
TOTAL	3867	4,6	797	13195	26,2

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA

TABLA A 3.4.2: Producción pozos direccionados hacia el separador bifásico 02

Pozos	BFPD	BSW TOTAL	GAS	BIPD	API
13	216	2,4	9	1950	24,8
26	592	4	103	1420	26,3
88	363	1,2	124	931	26,6
91	274	3	110	1690	26,4
118	439	1,4	65	1790	27,1
134	578	1,2	129	1890	26,6
190	212	1	33	760	26,8
197	234	0,8	157	450	26,6
225	390	1	71	1540	26,4
TOTAL	3298	1,8	801	12421	26,4

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA

TABLA A 3.4.3: Producción pozos direccionados hacia el separador bifásico 03

Pozos	BFPD	BSW TOTAL	GAS	BIPD	API
1	319	4,0	109	810	26,5
17	311	1,0	84	976	26,4
37	294	1,0	123	1576	27
55	245	1,0	179	1490	26,6
64	210	1,0	110	590	26,1
82	513	6	3,2	1350	26,5
99	427	2,0	234	1570	26,2
112	300	0,8	33	564	28,2
139	357	1,4	68	1550	26,2
TOTAL	2976	2,0	943,2	10476	26,6

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA

ANEXO 3.4.4: Ejemplo de cálculo para el dimensionamiento de los separadores bifásicos

- Cálculo capacidad de líquidos

La capacidad para manejar líquidos está dada por la siguiente ecuación:

$$D^2 \times Leff = \frac{tr \times Ql}{0,7}$$

Para el caso del separador bifásico 01, tenemos que:

$$D^2 \times Leff = \frac{5 \times 17062}{0,7}$$

$$D^2 \times Leff = 121871$$

Para una diámetro de 72 pulgadas tenemos que el valor de Leff es:

$$Leff = \frac{121871}{72^2} = 23,51 \text{ pies}$$

Con estos valores de D y Leff, la longitud de junta a junta es:

$$L_{s/s} = \frac{4}{3} Leff = \frac{4}{3} (23,51)$$

$$L_{s/s} = 31.35$$

Y finalmente, la relación longitud-diámetro es:

$$\frac{L}{D} = \frac{L \frac{s}{s} \times 12}{D} = \frac{31,35 \times 12}{72}$$

$$L/D = 5.22$$

TABLA A 3.5.1: Barriles de fluido diarios que ingresan al tanque de lavado

POZO	BFPD	BPPD	BSW	BAPD	BIPD	BFPD+BIPD
18	408	279	31,61	129	750	1158
26	592	523	11,65	69	1420	2012
28	648	156	76	492	MTU	648
40	533	128	75,98	405	1815	2348
55	245	233	4,89	12	1490	1735
72	400	354	11,5	46	1507	1907
78	834	410	50,83	424	1934	2768
82		0		0		0
83	259	166	35,9	93	1497	1756
87	359	221	38,44	138	890	1249
98	730	594	18,63	136	1970	2700
99	427	403	5,62	24	1570	1997
101	771	480	37,74	291	1800	2571
104	362	178	50,82	184	1280	1642
108	440	424	3,63	16	1050	1490
130	544	376	30,88	168	930	1474
191	315	255	19,04	60	1106	1421
TOTAL						28876

REALIZADO POR: CINTYA JIMÉNEZ

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-SACHA