

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

REDIMENSIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS Y DE REINYECCIÓN DE AGUAS DE FORMACIÓN, EN LAS ESTACIONES SACHA NORTE 1, SACHA NORTE 2 Y SACHA SUR, PARA QUE CUMPLAN LOS ESTÁNDARES DE PRODUCCIÓN DEL BLOQUE 15

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERAS EN PETRÓLEOS

KARLA DE LOURDES FERNÁNDEZ PÉREZ

kl.fer86@gmail.com

NATHALY OFELIA GAIBOR COSTTA

nathalyofelia@hotmail.com

DIRECTOR: ING. VLADIMIR CERÓN

ivcgoil@yahoo.es

Quito, julio 2009

DECLARACIÓN

Nosotras, Karla de Lourdes Fernández Pérez y Nathaly Ofelia Gaibor Costta, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

Karla de Lourdes Fernández Pérez

Nathaly Ofelia Gaibor Costta

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Karla de Lourdes Fernández Pérez y Nathaly Ofelia Gaibor Costta, bajo mi supervisión.

Ing. Vladimir Cerón

DIRECTOR DEL PROYECTO

DEDICATORIA

Prefiero dedicar mis versos a quien encuentre belleza en ellos,
Mis sonrisas a mis seres amados,
Mi vida a quienes me la dieron,
Mis pasos, decisiones y acciones al Dios que siempre me mira,
Y mi corazón a la incansable búsqueda de la felicidad.....
Que unos cuantos y tristes cálculos a alguien que en realidad
No los inspiró.....

Karla Fernández

DEDICATORIA

A mis padres por guiarme y acompañarme cada día,
a mis hermanos por su apoyo y amistad,
a mi familia y amigos por todo el cariño.

Nathaly Gaibor Costta

AGRADECIMIENTO

A quien es el causante de mi existencia, y quien me diseñó extrañamente normal el que dibujó para mí un camino que recorro con plena felicidad, mi Dios.

A quienes me amaron desde que supieron de mi existencia, me guiaron, educaron, inculcando rectitud y honestidad, haciendo de mi vida un caminar bajo miles de soles espléndidos, a mis amadísimos padres mi amor y gratitud eterna les debo todo lo que soy lo que tengo y lo que seré.

Gracias por el apoyo, el cariño, la paciencia gracias por mi independencia y por ser algo más que espectadores de mi obra.

A mis amados hermanos en especial mi princesa, que acompañaron mi vida infantil y hoy lo hacen aunque lejos de mí, todo lo que hemos hecho, vivido y lo que falta ha sido y es pura felicidad.

A los viejos amigos, a los nuevos amigos, a los amigos de siempre, con los que los días han venido con risas interminables y esporádicos llantos.

A Guillermo, quién más que tú sabe todo lo que te quiero y agradezco.

A mi musa inspiradora porque desde hace buen tiempo ya no me guía con la fatal ceguera de una ola de mar.

A mi corazón de poeta, ojalá algún nunca escuches a mi razón, somos muy felices como estamos.

Muchas gracias.

Karla Fernández

AGRADECIMIENTO

A Dios porque me ha enseñado el camino por el cual llegué hasta aquí.

A mis padres por ser mis amigos, mi ejemplo, mi apoyo y mi refugio. Por ser la fuerza y la inspiración de cada día en mi vida. Por mostrarme que el amor verdadero existe y que si se lo cuida dura para siempre.

A mis hermanos por ser mi luz, en quienes puedo confiar sin lugar a dudas, por ser mis cómplices de tantas aventuras, por todos los juegos, las risas, por las palabras de apoyo, por quererme y dejar que los quiera.

A mis sobrinos por regalarme sus sonrisas y hacer que renazca la niña que llevo dentro.

A Socorrito por ser el ángel que me cuida y me entiende.

A mi abuelito por su sabiduría y cariño, y a mi abuelita por su alegría y optimismo.

A mis tíos porque cada uno ha dejado su huella en mi corazón.

A mis primos porque junto con mis hermanos han sido mis amigos con quienes he compartido buenos momentos, aventuras, alegrías y tristezas y todas las que nos faltan por vivir.

A mis amigos por cada momento compartido. Por escucharme, por la confianza que han depositado en mí y por todas las cosas que he aprendido junto a ellos.

A quienes hoy ya no están a mi lado, pero de quienes aprendí muchas cosas importantes y que se llevaron una parte de mi corazón, gracias por ser mi inspiración en los momentos que más lo necesitaba y por estar aquí aunque no los vea.

Por ser lo que soy y por darme una razón para buscar quien quiero ser, a todos muchas gracias.

Nathaly Gaibor Costta

CONTENIDO

CAPÍTULO 1	1
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SACHA	1
1.1 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO	1
1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO	2
1.3 LITOLOGÍA LOCAL.....	3
1.3.1 FORMACIÓN HOLLÍN INFERIOR.....	3
1.3.2 FORMACIÓN HOLLÍN PRINCIPAL	3
1.3.3 FORMACIÓN HOLLÍN SUPERIOR	3
1.3.4 ARENA T	4
1.3.5 ARENA U.....	5
1.4 RESERVAS DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES DE SACHA	5
1.5 HISTORIAL DE PRODUCCION DE LAS ESTACIONES SACHA NORTE 1, SACHA NORTE 2 Y SACHA SUR	6
1.6 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	10
1.6.1 MANIFOLDS.....	10
1.6.2 SEPARADORES	10
1.6.2.1 Componentes de un Separador	11
1.6.2.1.1 Sección primaria.....	11
1.6.2.1.2 Sección secundaria	11
1.6.2.1.3 Sección de extracción de niebla.	11
1.6.2.1.4 Sección de almacenamiento y descarga.....	11
1.6.2.2 Separadores Bifásicos	11
1.6.2.2.1 Platina Deflectora.....	12
1.6.2.2.2 Tipo Ciclón.....	12
1.6.2.2.3 Placas antiespumantes	12
1.6.2.2.4 Vanes	12
1.6.2.3 FWKO (Free Water Knock Out)	13
1.6.2.3.1 Funcionamiento.....	13
1.6.3 BOTA DE GAS	14
1.6.4 SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS.....	15
1.6.5 TANQUES	15
1.6.5.1 Definición.....	15
1.6.5.2 Partes Constituyentes de un Tanque.....	16
1.6.5.2.1 Base del tanque	16
1.6.5.2.2 Cubeto del tanque.....	16

1.6.5.2.3	Techo del tanque.....	16
1.6.5.2.4	Cuerpo del tanque.....	17
1.6.5.2.5	Fondo del tanque	17
1.6.5.3	Clasificación.....	17
1.6.5.3.1	Por su forma:.....	17
1.6.5.3.2	Por el tipo de unión de las láminas (juntas):.....	17
1.6.5.3.3	Por el producto a almacenarse:.....	17
1.6.5.4	Selección de un Tanque.....	18
1.6.5.5	Normas de Diseño.....	18
1.6.6	INTERCAMBIADOR DE CALOR	18
1.6.7	UNIDADES AUTOMÁTICAS DE CUSTODIA CARGA Y TRANSFERENCIA LACT.....	19
1.6.7.1	Descripción de una Unidad Lact	20
1.6.8	SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA	20
1.6.8.1	Consideraciones Generales para el Tratamiento y Desecho de Agua Residual	20
1.6.8.2	Sistema Cerrado.....	21
1.6.8.3	Sistema Abierto	23
1.6.9	EQUIPOS DE TRATAMIENTO Y REINYECCIÓN	24
1.6.9.1	Tratamiento Mecánico.....	24
1.6.9.1.1	Tanques desnatadores	24
1.6.9.1.2	Filtros.....	24
1.6.10	EQUIPOS DE REINYECCIÓN.....	25
1.6.10.1	Bombas de Transferencia o Booster	25
1.6.11	SISTEMA DE TRANSPORTE POR OLEODUCTO.....	26
1.6.12	SISTEMA SCADA	27
1.6.12.1	Necesidad de un Sistema Scada.....	29
1.6.12.2	Funciones de un Sistema Scada	29
1.7	ESTACIONES DEL CAMPO SACHA	30
1.7.1	ESTACIÓN SACHA NORTE 1.....	30
1.7.2	ESTACIÓN SACHA NORTE 2	35
1.7.3	ESTACIÓN SACHA SUR	39
	CAPITULO 2.....	44
	DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN Y DE REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN USADA EN EL BLOQUE 15	44
2.1	LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.....	44

2.2	FACILIDADES DE PRODUCCIÓN.....	46
2.2.1	CICLO OPERATIVO DE LA ESTACIÓN EDÉN PRODUCTION FACILITIES...	48
2.3	DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS.....	53
2.3.1	DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO:.....	54
2.3.1.1	Principio de Funcionamiento.....	54
2.3.1.2	Funcionamiento.....	56
2.3.1.3	Requerimientos para el uso del Deshidratador Electrostático.....	56
2.3.1.4	Ventajas del uso del Deshidratador Electrostático.....	57
2.3.1.5	Desventajas del uso del Deshidratador Electrostático.....	57
2.3.2	OIL FLASH VESSEL.....	58
2.3.2.1	Funcionamiento.....	58
2.3.2.2	Especificaciones.....	59
2.3.3	SISTEMA DE CONTROL.....	60
2.3.3.1	Fundamentos de Control Automatizado.....	60
2.3.3.1.1	Procesos Estables.....	60
2.3.3.1.2	Procesos No Estables.....	60
2.3.3.2	Controladores.....	60
2.3.3.2.1	Control Local.....	60
2.3.3.2.2	Control Central – Analógico – Neumático.....	60
2.3.3.2.3	Control Computarizado.....	61
2.3.3.3	Instrumentos de Control.....	61
2.3.3.3.1	Transmisores.....	61
2.3.3.3.2	Transductores.....	62
2.3.3.3.3	Controladores – Indicadores.....	62
2.3.3.3.4	Válvulas de Control.....	62
2.4	ESTUDIO COMPARATIVO DE EQUIPOS BLOQUE 15 – ESTACIONES CAMPO SACHA.....	63
CAPITULO 3.....		66
REDIMENSIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS Y REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN.....		66
3.1	ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN.....	66
3.1.1	CRONOGRAMA DE POZOS A PERFORARSE EN LOS AÑOS 2009, 2010, 2011 Y 2012.....	66
3.1.2	PROYECCIÓN DEL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN.....	67
3.1.3	PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN TOTAL.....	73
3.2	REDIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS.....	80

3.2.1	PROCESO DE SEPARACIÓN.....	80
3.2.1.1	Mecanismos de Separación	80
3.2.1.1.1	Separación por Gravedad.....	80
3.2.1.1.2	Separación por Fuerza Centrífuga	81
3.2.1.1.3	Separación por Choque	81
3.2.1.2	Factores que afectan la Eficiencia de Separación del Gas y Líquido	81
3.2.1.2.1	Tamaño de las Partículas	81
3.2.1.2.2	Distribución del tamaño de las partículas de líquido y el volumen de líquido que entre al separador	82
3.2.1.2.3	Velocidad del Gas	82
3.2.1.2.4	Presión de separación	82
3.2.1.2.5	Temperatura de separación.....	83
3.2.1.2.6	Densidad del líquido y del gas.....	83
3.2.1.2.7	Viscosidad del gas	83
3.2.2	DISEÑO DEL SEPARADOR HORIZONTAL CAPACIDAD DEL GAS	84
3.2.3	DISEÑO DEL SEPARADOR HORIZONTAL CAPACIDAD DEL LIQUIDO.....	84
3.2.4	DISEÑO DEL SEPARADOR FREE WATER KNOCKOUT	85
3.3	ANÁLISIS Y REDIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE SEPARACIÓN EXISTENTES.....	85
3.3.1	SEPARADORES	85
3.3.1.1	Separador de Prueba Bifásico	85
3.3.1.2	Separador de Producción.....	87
3.3.1.2.1	Separador Estación Sacha Norte 1	87
3.3.1.2.2	Separador Estación Sacha Norte 2	91
3.3.1.2.3	Separador Estación Sacha Sur.....	95
3.3.2	TRATADOR HORIZONTAL	99
3.3.2.1	Descripción.....	99
3.3.2.2	Diseño del Tratador.....	99
3.3.2.3	Tratador Estación Sacha Norte 1	100
3.3.2.4	Tratador Estación Sacha Norte 2.....	103
3.3.2.5	Tratador Estación Sacha Sur	105
3.3.3	BOTA DE GAS	107
3.3.3.1	Bota de Gas Estación Sacha Norte 1	107
3.3.3.2	Bota de Gas Estación Sacha Norte 2	109
3.3.3.3	Bota De Gas Estación Sacha Sur.....	110
3.3.4	TANQUES	111

3.3.4.1	Tanque De Lavado	111
3.3.4.1.1	Tanque de Lavado Estación Sacha Norte 1	111
3.3.4.1.2	Tanque de Lavado Estación Sacha Norte 2	116
3.3.4.1.3	Tanque de Lavado Estación Sacha Sur	118
3.3.4.2	Tanque de Surgencia	121
3.3.4.2.1	Tanque de Surgencia Estación Sacha Norte 1	121
3.3.4.2.2	Tanque de Surgencia Estación Sacha Norte 2	125
3.3.4.3.2	Tanque de Surgencia Estación Sacha Sur.....	128
3.4	ANALISIS DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA	131
3.4.1	CARACTERISTICAS DEL AGUA DE FORMACION.....	131
3.4.1.2	Agua de Formación	131
3.4.1.2	Tanque Desnatador.....	132
3.4.1.3	Filtración	133
3.4.1.4	Bombas de Inyección	133
3.4.1.5	Tratamiento Químico.....	134
3.4.1.5.1	Biocidas	134
3.4.1.5.2	Floculantes	134
3.4.1.5.3	Inhibidores de Corrosión.....	134
3.4.1.6	Pozo Inyector.....	135
3.4.1.7	Efecto de la Composición del Agua	135
3.4.2	REDIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA CONSIDERANDO LA PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FUTURA.....	136
3.4.1.8	Diseño del Desnatador.....	137
3.4.1.8.1	Desnatador Estación Sacha Norte 1	137
3.4.1.8.2	Desnatador Estación Sacha Norte 2	140
3.4.1.8.3	Estación Sacha Sur.....	142
3.5	OPTIMIZACIÓN DEL GAS PRODUCIDO EN LAS ESTACIONES.....	145
3.5.1	CARACTERÍSTICAS DEL GAS DEL CAMPO SACHA.....	145
3.5.2	PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA POR CAPTACIÓN DE GAS	146
CAPITULO 4.....	148	
ANALISIS ECONÓMICO	148	
4.1	INTRODUCCIÓN DEL PROYECTO	148
4.2	EVALUACIÓN DEL PROYECTO.....	149
4.2.1	INVERSIONES	150
4.2.2	INGRESOS.....	151
4.3	CRITERIOS DE EVALUACIÓN	152

4.3.1	CENTRO DE COSTOS	152
4.3.2	VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	153
4.3.3	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	153
4.3.4	RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB)	154
4.3.5	PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN.....	154
4.4	PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS.....	155
4.4.1	CENTRO DE COSTOS	155
4.4.2	VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	157
4.4.3	RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB)	158
4.4.4	PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)	158
CAPÍTULO 5	159
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	159
5.1	CONCLUSIONES.....	159
5.2	RECOMENDACIONES	162
ANEXOS	166
ANEXO 1	167
ANEXO 1.1	COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CUENCA ORIENTE ECUATORIANA ...	168
ANEXO 1.2	TUBERÍAS.....	169
1.2.1	LINEAS DE FLUJO Y TRANSFERENCIA.....	169
1.2.2	PROPIEDADES MECÁNICAS.....	169
1.2.3	PARÁMETROS PARA CUMPLIR LAS NORMAS API.....	169
1.2.3.1	ESPECIFICACIONES API	169
1.2.4	NORMAS API.....	170
1.2.5	NÚMERO DE CÉDULA.....	171
	TABLA A 1.2.1 DESCRIPCIÓN DE DIÁMETROS DE TUBERÍA SEGÚN SU CÉDULA	171
	TABLA A 1.2.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	171
1.2.6	IDENTIFICACIÓN DE TUBERÍAS	173
1.2.7	IDENTIFICACIÓN DE TUBERÍAS POR SUS COLORES	173
	TABLA A 1.2.3 CLASIFICACIÓN DE FLUIDOS:.....	174
ANEXO 1.3	POZOS ASOCIADOS A LAS ESTACIONES ANALIZADAS	175
ANEXO 1.4	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	181
	TABLA A 1.4.1 ESTACIÓN SACHA NORTE 1.....	181
	TABLA A 1.4.2 ESTACIÓN SACHA NORTE 2.....	181
	TABLA A 1.4.3 ESTACIÓN SACHA SUR.....	182
ANEXO 3	183

ANEXO 3.1 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN CAMPO SACHA AÑO 2009	183
ANEXO 3.2 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN CAMPO SACHA AÑO 2010	183
ANEXO 3.3 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN CAMPO SACHA AÑO 2011	183
ANEXO 3.4 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ACTUAL	183
ANEXO 3.5 PROYECCIÓN TOTAL DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS A PERFORARSE.....	183
ANEXO 3.6 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN TOTAL	183
ANEXO 3.7 NÚMERO DE CÉDULA, PRESIONES ANSI EN LAS SECCIONES DE UNA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN	183
ANEXO 3.8 EJEMPLO DE CÁLCULO DIMENSIONAMIENTO SEPARADOR TRIFÁSICO ESTACIÓN SACHA NORTE 2	183
ANEXO 3.9 EJEMPLO DE CÁLCULO DIMENSIONAMIENTO TRATADOR HORIZONTAL ESTACIÓN SACHA NORTE 2.....	184
ANEXO 3.9.1 PRESENTACIÓN DE TABLAS CALCULADAS PARA TRATADOR HORIZONTAL DE LAS ESTACIONES SACHA NORTE 1 Y SACHA SUR .	184
ANEXO 3.10 EJEMPLO DE CÁLCULO DIMENSIONAMIENTO BOTA DE GAS.....	184
ANEXO 3.11 EJEMPLO DE CÁLCULO TIEMPOS DE RESIDENCIA TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN SACHA NORTE 2.....	184
ANEXO 3.12 EJEMPLO DE CÁLCULO TIEMPOS DE RESIDENCIA TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA NORTE 2.....	184
ANEXO 3.13 EJEMPLO DE CÁLCULO DIMENSIONAMIENTO DESNATADOR ESTACIÓN SACHA NORTE 2.....	184
ANEXO 3.14 CONSTANTE K PARA BOTA DE GAS.....	184
ANEXO 3.1 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN 2009 CAMPO SACHA	185
ANEXO 3.2 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN 2010 CAMPO SACHA	186
ANEXO 3.3 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN 2011 CAMPO SACHA	187
ANEXO 3.4 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ACTUAL SIN INCLUIR LOS POZOS A PERFORARSE	188
TABLA A 3.4.1 ESTACIÓN SACHA NORTE 1	188
TABLA A 3.4.2 ESTACIÓN SACHA NORTE 2	189
TABLA A 3.4.3 ESTACIÓN SACHA SUR	190
ANEXO 3.5 PROYECCIÓN TOTAL DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS A PERFORARSE.....	191
TABLA A 3.5.1 ESTACIÓN SACHA NORTE 1	191
TABLA A 3.5.2 ESTACIÓN SACHA NORTE 2	192
TABLA A 3.5.3 ESTACIÓN SACHA SUR	193

ANEXO 3.6 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN TOTAL (PRODUCCIÓN ACTUAL MÁS PRODUCCIÓN TOTAL DE LOS POZOS A PAERFORARSE)	194
TABLA A 3.6.1 ESTACIÓN SACHA NORTE 1	194
TABLA A 3.6.2 ESTACIÓN SACHA NORTE 2	195
TABLA A 3.6.3 ESTACIÓN SACHA SUR	196
ANEXO 3.7 NÚMERO DE CÉDULA, PRESIONES ANSI EN LAS SECCIONES DE UNA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN	197
ANEXO 3.8 EJEMPLO DE CÁLCULO DIMENSIONAMIENTO SEPARADOR TRIFÁSICO ESTACIÓN SACHA NORTE 2	198
ANEXO 3.9 EJEMPLO DE CÁLCULO DIMENSIONAMIENTO TRATADOR HORIZONTAL ESTACIÓN SACHA NORTE 2	200
ANEXO 3.9.1 PRESENTACIÓN DE TABLAS CALCULADAS PARA TRATADOR HORIZONTAL DE LAS ESTACIONES SACHA NORTE 1 Y SACHA SUR	207
TABLA A 3.9.1 ESTACIÓN SACHA NORTE 1	207
TABLA A 3.9.2 ESTACIÓN SACHA SUR	209
ANEXO 3.10 EJEMPLO DE CÁLCULO DIMENSIONAMIENTO BOTA DE GAS	212
ANEXO 3.11 EJEMPLO DE CÁLCULO TIEMPOS DE RESIDENCIA TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN SACHA NORTE 2	213
GRÁFICA A 3.11.1 TIEMPOS DE RESIDENCIA TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN SACHA NORTE 2	216
ANEXO 3.12 EJEMPLO DE CÁLCULO TIEMPOS DE RESIDENCIA TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA NORTE 2	217
GRÁFICA A 3.12.1 TIEMPOS DE ALMACENAMIENTO TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA NORTE 2	220
ANEXO 3.13 EJEMPLO DE CÁLCULO DIMENSIONAMIENTO DESNATADOR ESTACIÓN SACHA NORTE 2	220
GRÁFICA 3.13.1 DIMENSIONAMIENTO DEL DESNATADOR ESTACIÓN SACHA NORTE 2	223
ANEXO 3.14 CONSTANTE K PARA BOTA DE GAS	224
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	225

ÍNDICE DE TABLAS

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	RESERVAS DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES	6
1.2	PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDO	
1.3	FACILIDADES DE PRODUCCIÓN ESTACIÓN SACHA NORTE 1	31
1.4	ESTACIÓN SACHA NORTE 1 SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA	32
1.5	CAPACIDAD DE SEPARADORES ESTACIÓN SACHA NORTE 1	32
1.6	CAPACIDAD DE BOTAS DE GAS ESTACIÓN SACHA NORTE 1	33
1.7	CAPACIDAD DE TANQUES ESTACIÓN SACHA NORTE 1	33
1.8	PARÁMETROS FÍSICOS DEL CRUDO ESTACIÓN SACHA NORTE1	33
1.9	ESTACIÓN SACHA NORTE 2 SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA	34
1.10	CAPACIDAD DE SEPARADORES ESTACIÓN SACHA NORTE 2	37
1.11	CAPACIDAD DE BOTAS DE GAS ESTACIÓN SACHA NORTE 2	37
1.12	CAPACIDAD DE TANQUES ESTACIÓN SACHA NORTE 2	37
1.13	PARÁMETROS FÍSICOS DE CRUDO SACHA NORTE 2	38
1.14	ESTACIÓN SACHA SUR SISTEMA POWER OIL	40
1.15	ESTACIÓN SACHA SUR SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA	41
1.16	CAPACIDAD DE SEPARADORES ESTACIÓN SACHA SUR	41
1.17	CAPACIDAD DE TANQUES ESTACIÓN SACHA SUR	42
1.18	CAPACIDAD DE BOTAS DE GAS ESTACIÓN SACHA	42

	SUR	
1.19	PARÁMETROS FÍSICOS DEL CRUDO ESTACIÓN SACHA SUR	42
2.1	DESCRIPCIÓN DE PLATAFORMAS DE PRODUCCIÓN	46
2.2	ESTACIÓN EDEN PRODUCTION FACILITIES SISTEMA DE REINYECCION DE AGUA	50
2.3	ESTACIÓN EDEN PRODUCTION FACILITIES SISTEMA DE TRANSPORTE DE CRUDO	50
2.4	CAPACIDAD DE SEPARADORES ESTACIÓN EDEN PRODUCTION FACILITIES TREN 1	50
2.5	CAPACIDAD DE SEPARADORES ESTACIÓN EDEN PRODUCTION FACILITIES TREN 2	51
2.6	CAPACIDAD DE TANQUES ESTACIÓN EDEN PRODUCTION FACILITIES	51
2.7	PARÁMETROS FÍSICOS DE CRUDO ESTACIÓN EDEN PRODUCTION FACILITIES	52
2.8	ESTUDIO COMPARATIVO DE EQUIPOS	64
3.1	SEPARADORES DE PRODUCCIÓN ESTACION SACHA NORTE 1	88
3.2	CARÁCTERÍSTICAS DE FLUIDO ESTACIÓN SACHA NORTE 1	88
3.3	COMPROBACIÓN DE SEPARADORES POR RELACIÓN DE SLENDERNESS ESTACIÓN SACHA NORTE 1	89
3.4	COMPROBACIÓN DE LOS TIEMPOS DE RETENCIÓN PARA CADA SEPARADOR ESTACIÓN SACHA NORTE 1	90
3.5	DATOS NECESARIOS PARA REDIMENSIONAMIENTO DE SEPARADOR FREE WATER KNOCK OUT	90
3.6	PRESENTACIÓN DE DATOS SEGÚN LA CAPACIDAD DE MANEJO DE GAS	91
3.7	PRESENTACIÓN DE DATOS SEGÚN LA CAPACIDAD DE MANEJO DE LÍQUIDO	91
3.8	SEPARADORES DE PRODUCCIÓN ESTACION SACHA NORTE 2	92

3.9	CARÁCTERÍSTICAS DE FLUIDO ESTACIÓN SACHA NORTE 2	92
3.10	COMPROBACIÓN DE SEPARADORES POR RELACIÓN DE SLENDERNESS ESTACIÓN SACHA NORTE 2	93
3.11	COMPROBACIÓN DE LOS TIEMPOS DE RETENCIÓN PARA CADA SEPARADOR ESTACIÓN SACHA NORTE 2	93
3.12	DATOS NECESARIOS PARA REDIMENSIONAMIENTO DE SEPARADOR FREE WATER KNOCK OUT	94
3.13	PRESENTACIÓN DE DATOS SEGÚN LA CAPACIDAD DE MANEJO DE GAS	94
3.14	PRESENTACIÓN DE DATOS SEGÚN LA CAPACIDAD DE MANEJO DE LÍQUIDO	95
3.15	SEPARADORES DE PRODUCCIÓN ESTACION SACHA SUR	95
3.16	CARÁCTERÍSTICAS DE FLUIDO ESTACIÓN SACHA SUR	96
3.17	COMPROBACIÓN DE SEPARADORES POR RELACIÓN DE SLENDERNESS ESTACIÓN SACHA SUR	96
3.18	COMPROBACIÓN DE LOS TIEMPOS DE RETENCIÓN PARA CADA SEPARADOR ESTACIÓN SACHA SUR	97
3.19	DATOS NECESARIOS PARA REDIMENSIONAMIENTO DE SEPARADOR FREE WATER KNOCK OUT	97
3.20	PRESENTACIÓN DE DATOS SEGÚN LA CAPACIDAD DE MANEJO DE GAS	98
3.21	PRESENTACIÓN DE DATOS SEGÚN LA CAPACIDAD DE MANEJO DE LÍQUIDO	98
3.22	DATOS NECESARIOS PARA DISEÑO DEL TRATADOR	100
3.23	PRESENTACIÓN DE CÁLCULOS REALIZADOS	101
3.24	DIMENSIONES SELECCIONADAS PARA EL TRATADOR DE LA ESTACIÓN SACHA NORTE 1	102
3.25	DATOS NECESARIOS PARA DISEÑO DEL TRATADOR	103
3.26	PRESENTACIÓN DE CÁLCULOS REALIZADOS	103
3.27	DIMENSIONES SELECCIONADAS PARA EL TRATADOR	104

	DE LA ESTACIÓN SACHA NORTE 2	
3.28	DATOS NECESARIOS PARA DISEÑO DEL TRATADOR	105
3.29	PRESENTACIÓN DE CÁLCULOS REALIZADOS	105
3.30	DIMENSIONES SELECCIONADAS PARA EL TRATADOR	106
	DE LA ESTACIÓN SACHA SUR	
3.31	BOTAS DE GAS ESTACIÓN SACHA NORTE 1	107
3.32	DATOS NECESARIOS PARA EVALUACION DE BOTA DE GAS	108
3.33	BOTAS DE GAS ESTACIÓN SACHA NORTE 2	109
3.34	DATOS NECESARIOS PARA EVALUACION DE BOTA DE GAS	109
3.35	BOTAS DE GAS ESTACIÓN SACHA SUR	110
3.36	DATOS NECESARIOS PARA EVALUACION DE BOTA DE GAS	110
3.37	TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN SACHA NORTE 1	112
3.38	DATOS NECESARIOS PARA EVALUACIÓN DE TANQUE DE LAVADO	113
3.39	TIEMPO DE RESIDENCIA CALCULADO PARA TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN SACHA NORTE 1	114
3.40	TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN SACHA NORTE 2	116
3.41	DATOS NECESARIOS PARA EVALUACIÓN DE TANQUE DE LAVADO	116
3.42	TIEMPO DE RESIDENCIA CALCULADO PARA TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN SACHA NORTE 2	117
3.43	TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN SACHA SUR	119
3.44	DATOS NECESARIOS PARA EVALUACIÓN DE TANQUE DE LAVADO	119
3.45	TIEMPO DE RESIDENCIA CALCULADO PARA TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN SACHA SUR	120
3.46	TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA NORTE 1	122
3.47	DATOS NECESARIOS PARA EVALUACIÓN DE TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA NORTE 1	123
3.48	TIEMPO DE ALMACENAMIENTO CALCULADO PARA	124

	TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA NORTE 1	
3.49	TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA NORTE 2	126
3.50	DATOS NECESARIOS PARA EVALUACIÓN DE TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA NORTE 2	126
3.51	TIEMPO DE ALMACENAMIENTO CALCULADO PARA TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN S.NORTE 2	127
3.52	TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA SUR	128
3.53	DATOS NECESARIOS PARA EVALUACIÓN DE TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA SUR	129
3.54	TIEMPO DE ALMACENAMIENTO CALCULADO PARA TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA SUR	130
3.55	DATOS NECESARIOS PARA DISEÑO DE DESNATADOR	137
3.56	CÁLCULOS REALIZADOS POR EL DIÁMETRO DE LA MOLÉCULA	138
3.57	CÁLCULOS REALIZADOS POR TIEMPO DE RETENCIÓN	138
3.58	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DESNATADOR	139
3.59	DATOS NECESARIOS PARA DISEÑO DE DESNATADOR	140
3.60	CÁLCULOS REALIZADOS POR EL DIÁMETRO DE LA MOLÉCULA	140
3.61	CÁLCULOS REALIZADOS POR TIEMPO DE RETENCIÓN	141
3.62	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DESNATADOR	142
3.63	DATOS NECESARIOS PARA DISEÑO DE DESNATADOR	142
3.64	CÁLCULOS REALIZADOS POR EL DIÁMETRO DE LA MOLÉCULA	143
3.65	CÁLCULOS REALIZADOS POR TIEMPO DE RETENCIÓN	143
3.66	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DESNATADOR	144
3.67	COMPONENTES DEL GAS PRODUCIDO	145

3.68	PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	146
3.69	GENERACIÓN DE ENERGÍA ESPERADA	147
3.70	DISPONIBILIDAD DE GAS	147
4.1	DETALLE DE INVERSIONES	150
4.2	PRODUCCIÓN ESPERADA DE PETRÓLEO DE LOS NUEVOS POZOS PERFORADOS	151
4.3	CENTRO DE COSTOS	155
4.4	DETALLE DE VALOR ACTUAL NETO	157

ÍNDICE DE MAPAS

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO SACHA	2
2.1	LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL BLOQUE 15	44
2.2	UBICACIÓN GEOGRÁFICA CAMPO EDÉN YUTURI	45

ÍNDICE DE FIGURAS

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	SEPARADOR BIFÁSICO	12
1.2	FREE WATER KNOCK OUT	13
1.3	BOTA DE GAS	14
1.4	TANQUES	16
1.5	INTERCAMBIADOR DE CALOR	19
1.6	UNIDAD LACT	19
1.7	DIAGRAMA DE UN SISTEMA CERRADO	21
1.8	DIAGRAMA DE UN SISTEMA ABIERTO	23
1.9	ESQUEMA DE APLICACIONES SISTEMA SCADA	27
1.10	ELEMENTOS COMPONENTES DE SISTEMA SCADA	28
1.11	ESQUEMA DE PROCESOS ESTACIÓN SACHA NORTE 1	34
1.12	ESQUEMA DE PROCESOS ESTACIÓN SACHA NORTE 2	38
1.13	ESQUEMA DE PROCESOS ESTACIÓN SACHA SUR	43
2.1	LOCALIZACIÓN ISLAS DE PRODUCCIÓN	47
2.2	DIAGRAMA ESTACIÓN EDÉN PRODUCTION FACILITIES	52
2.3	DIAGRAMA SISTEMA INYECCIÓN DE AGUA	53
2.4	DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO	54
2.5	OIL FLASH VESSEL	58
4.1	COMPORTAMIENTO DEL PRECIO DEL PETRÓLEO MES DE MAYO 2009	149

ÍNDICE DE GRÁFICAS

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN ESTACIÓN SACHA NORTE 1	7
1.2	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN ESTACIÓN SACHA NORTE 2	8
1.3	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN ESTACIÓN SACHA SUR	9
3.1	PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ESTACIÓN SACHA NORTE 1	69
3.2	PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE AGUA ESTACIÓN SACHA NORTE 1	69
3.3	PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE GAS ESTACIÓN SACHA NORTE 1	70
3.4	PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ESTACIÓN SACHA NORTE 2	70
3.5	PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE AGUA ESTACIÓN SACHA NORTE 2	71
3.6	PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE GAS ESTACIÓN SACHA NORTE 2	71
3.7	PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ESTACIÓN SACHA SUR	72
3.8	PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE AGUA ESTACIÓN SACHA SUR	72
3.9	PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE GAS ESTACIÓN SACHA SUR	73
3.10	PRODUCCIÓN ESPERADA DE PETRÓLEO POR LA PERFORACIÓN DE 8 POZOS ESTACIÓN SACHA NORTE 1	74

3.11	PRODUCCIÓN ESPERADA DE AGUA POR LA PERFORACIÓN DE 8 POZOS ESTACIÓN SACHA NORTE 1	74
3.12	PRODUCCIÓN ESPERADA DE GAS POR LA PERFORACIÓN DE 8 POZOS ESTACIÓN SACHA NORTE 1	75
3.13	PRODUCCIÓN ESPERADA DE PETRÓLEO POR LA PERFORACIÓN DE 6 POZOS ESTACIÓN SACHA NORTE 2	75
3.14	PRODUCCIÓN ESPERADA DE AGUA POR LA PERFORACIÓN DE 6 POZOS ESTACIÓN SACHA NORTE 2	76
3.15	PRODUCCIÓN ESPERADA DE GAS POR LA PERFORACIÓN DE 6 POZOS ESTACIÓN SACHA NORTE 2	76
3.16	PRODUCCIÓN ESPERADA DE PETRÓLEO POR LA PERFORACIÓN DE 7 POZOS ESTACIÓN SACHA SUR	77
3.17	PRODUCCIÓN ESPERADA DE AGUA POR LA PERFORACIÓN DE 7 POZOS ESTACIÓN SACHA SUR	77
3.18	PRODUCCIÓN ESPERADA DE GAS POR LA PERFORACIÓN DE 7 POZOS ESTACIÓN SACHA SUR	78
3.19	PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN TOTAL DE PETRÓLEO, AGUA Y GAS TOTAL ESTACIÓN SACHA NORTE 1	78
3.20	PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN TOTAL DE PETRÓLEO, AGUA Y GAS TOTAL ESTACIÓN SACHA NORTE 2	79
3.21	PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN TOTAL DE PETRÓLEO, AGUA Y GAS TOTAL ESTACIÓN SACHA SUR	79

3.22	DIMENSIONAMIENTO DE TRATADOR ESTACIÓN SACHA NORTE 1	102
3.23	DIMENSIONAMIENTO DE TRATADOR ESTACIÓN SACHA NORTE 2	104
3.24	DIMENSIONAMIENTO DE TRATADOR ESTACIÓN SACHA SUR	106
3.25	TIEMPOS DE RESIDENCIA TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN SACHA NORTE 1	115
3.26	TIEMPOS DE RESIDENCIA TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN SACHA NORTE 2	118
3.27	TIEMPOS DE RESIDENCIA TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN SACHA SUR	121
3.28	TIEMPOS DE ALMACENAMIENTO TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA NORTE 1	125
3.29	TIEMPOS DE ALMACENAMIENTO TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA NORTE 2	128
3.30	TIEMPOS DE ALMACENAMIENTO TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA SUR	131
3.31	DIMENSIONAMIENTO DEL DESNATADOR ESTACIÓN SACHA NORTE 1	139
3.32	DIMENSIONAMIENTO DEL DESNATADOR ESTACIÓN SACHA NORTE 2	141
3.33	DIMENSIONAMIENTO DEL DESNATADOR ESTACIÓN SACHA SUR	144
4.1	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ESPERADA DE LOS NUEVOS POZOS	152

ÍNDICE ECUACIONES

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.1	ECUACIÓN GENERAL DE LA TASA DE PRODUCCIÓN	67
3.2	INTEGRAL DE LA ECUACIÓN GENERAL DE LA TASA DE PRODUCCIÓN	67
3.3	ECUACIÓN PARA LA DECLINACIÓN EXPONENCIAL	68
3.4	CAPACIDAD DEL GAS	84
3.5	CAPACIDAD DEL LÍQUIDO	84
3.6	ECUACIÓN PARA EL DISEÑO DEL SEPARADOR FREE WATER KNOCK OUT	85
3.7	PRODUCCIÓN PROMEDIO ACTUAL DE CADA POZO	86
3.8	PRODUCCIÓN PROMEDIA FUTURA DE CADA	86
3.9	RELACIÓN DE SLENDERNESS	88
3.10	ECUACIÓN DE LA LONGITUD EFECTIVA	89
3.11	VISCOSIDAD EN BASE DEL FACTOR X	99
3.12	CÁLCULO DE X EN FUNCIÓN DEL FACTOR Y Y DE LA TEMPERATURA	99
3.13	CÁLCULO DE Y EN FUNCIÓN DEL FACTOR Z	99
3.14	CÁLCULO DE Z EN FUNCIÓN DE LA GRAVEDAD ESPECÍFICA	99
3.15	DIÁMETRO DE LA MOLÉCULA	99
3.16	ECUACIÓN PARA EL DISEÑO DEL TRATADOR EN BASE DEL DIÁMETRO DE LA MOLÉCULA	99
3.17	CALOR REQUERIDO	99
3.18	ECUACIÓN PARA EL DISEÑO DEL TRATADOR EN BASE DEL TIEMPO DE RETENCIÓN	100
3.19	CÁLCULO DE LA CONSTANTE S	107
3.20	CAPACIDAD OPERATIVA DEL GAS	108
3.21	VOLUMEN DINÁMICO PARA EL TANQUE DE LAVADO	112
3.22	TIEMPO DE EVACUACIÓN PARA EL TANQUE DE LAVADO	112

3.23	TIEMPO DE RESIDENCIA PARA EL TANQUE DE LAVADO	113
3.24	VOLUMEN DINÁMICO A TRANSFERENCIA PARA EL TANQUE DE SURGENCIA	122
3.25	TIEMPO DE EVACUACIÓN PARA EL TANQUE DE SURGENCIA	122
3.26	TIEMPO DE ALMACENAMIENTO PARA EL TANQUE DE SURGENCIA	122
3.27	DISEÑO DEL DESNATADOR EN FUNCIÓN DEL DIÁMETRO DE LA PARTÍCULA	137
3.28	DISEÑO DEL DESNATADOR EN FUNCIÓN DEL TIEMPO DE RETENCIÓN	137
3.29	CAUDAL A CONSIDERARSE	137
4.1	COSTO DE OPERACIÓN	153
4.2	RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB)	154
4.3	SUMA ACUMULADA DE LOS FLUJOS NETOS DE CAJA	155
4.4	VALOR ACTUAL NETO (VAN)	157
4.5	PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)	158

RESUMEN

En el presente estudio se redimensionan los equipos de separación de fluido y reinyección de agua de formación, de las estaciones Sacha Norte 1, Sacha Norte 2 y Sacha Sur del campo Sacha. Dada la madurez del campo se registra un incremento en la producción de agua, por lo que, las facilidades de producción existentes evidencian un pobre manejo del agua producida y además un sobredimensionamiento lo que ocasiona que el tiempo de retención en los separadores sea demasiado grande. En consecuencia, se requiere conocer las reservas del campo, las características del fluido de cada estación, los equipos que existen en cada una y el funcionamiento de ellos.

El objetivo del proyecto es cumplir con los estándares de producción del Bloque 15, dado esto se toma como referencia a la estación Eden Production Facilities, se estudia el sistema cerrado de reinyección y se analizan los equipos existentes en esta estación que difieren de aquellos que se pueden encontrar en el campo Sacha.

Inicialmente con un listado de los equipos de cada estación se verifica teóricamente su funcionamiento con la producción actual y se comprueba su operación con las máximas producciones esperadas. Para esto, las proyecciones de la producción actual (sin tomar en cuenta los pozos) y la proyección total de los pozos a perforarse (8 en Sacha Norte 1, 6 en Sacha Norte 2 y 7 en Sacha Sur) son obtenidas, sumadas y presentadas hasta el 2025.

Finalmente, mediante un estudio técnico – económico, se comprueba la rentabilidad del proyecto. Ya que el objetivo principal es manejar una eficiencia similar a la de Bloque 15, se diseñan separadores (los separadores existentes se encuentran sobredimensionados), tratadores térmicos y desnatadores que cumplan con este objetivo. La implementación de estos equipos, como puede observarse, es totalmente rentable para la empresa. En cuanto a aquellos equipos que funcionan todavía y no han necesitado redimensionamiento, se recomienda

su cambio en base al tiempo de trabajo que llevan ya que pueden representar un riesgo para el personal que labora en las estaciones. Es igualmente importante la implementación de un sistema de control y supervisión automatizado en las estaciones.

PRESENTACIÓN

El presente estudio tiene como fin rediseñar las facilidades de producción de las estaciones Sacha Norte 1, Sacha Norte 2 y Sacha Sur de modo que cumplan los estándares de producción del Bloque 15.

Dado que en los próximos años se perforarán nuevos pozos en el campo Sacha, los equipos utilizados tanto para la separación de los fluidos como la reinyección del agua de formación deben ser redimensionados de forma que puedan manejar la producción de los nuevos pozos.

La mayoría de los equipos tienen un tiempo de vida útil mayor a los 20 años, por lo cual se hace necesario cambiarlos, para asegurar la seguridad y la integridad de los trabajadores de cada una de las estaciones.

En el primer capítulo se realiza la descripción del campo Sacha, su ubicación y su litología. Luego se describen las reservas del campo, así como el historial de producción de cada una de las estaciones de producción desde el año 2002 hasta el año 2008. En cada una de las gráficas del historial de producción vemos como la producción de petróleo, gas y agua varía en función del tiempo.

Luego en el mismo capítulo, se describen de las facilidades de producción de una estación tipo, las características y el funcionamiento de cada uno de los equipos que la conforman y a continuación se detalla cada uno de los componentes de las estaciones de producción analizadas así como el estado en el que se encuentran.

En el capítulo 2 se describen la ubicación y las características del campo Edén Yuturi, así como el detalle de los equipos instalados en el mismo, se detallan también las características del crudo que se encuentran en el campo. Además se realiza una descripción de los equipos que se encuentran instalados en este campo pero que no se encuentran en las facilidades de producción de las Estaciones del Campo Sacha. En este caso el Tratador Electrostático y el Oil Flash Vessel. También se describe el sistema de control utilizado en este campo. Finalmente se realiza un estudio comparativo de los equipos del Bloque 15 y los de las estaciones Campo Sacha.

En el capítulo tres se realizan las proyecciones de producción de cada una de las estaciones tomando en cuenta la producción de los nuevos pozos a perforarse entre los años 2009 y 2012. En base a estas proyecciones se redimensionan los equipos de las tres estaciones tomando como base la producción máxima esperada para la realización de los cálculos. Primero se analiza a los separadores de prueba, estos deben de manejar la producción de un pozo cuando se realiza una prueba. Luego, se observan los separadores de producción tanto bifásicos como trifásicos o Free Water Knock Out, tomando en cuenta que se encuentren dentro de los parámetros óptimos de producción por medio de la relación de Slenderness y del tiempo de retención. Una vez realizado este análisis se redimensionan los separadores tomando como base la producción máxima esperada, se diseñan dos separadores que puedan manejar esta producción en base de la capacidad del gas y de la capacidad del líquido, finalmente se escogen los separadores que cumplan con la relación de Slenderness.

De igual manera se diseñan los tratadores térmicos para cada una de las estaciones, esto se hace en base a los parámetros del fluido producido y de la producción máxima esperada.

Para continuar, la capacidad de manejo de gas de las Botas de Gas en base a su producción máxima esperada es comprobada.

A continuación se estudia la capacidad de manejo de fluido mediante el tiempo de retención de cada tanque tanto de los tanques de lavado como de los tanques de surgencia. Esto, en base a la producción máxima de fluido esperada para los

tanques de lavado y en base a la producción máxima de petróleo esperada para los tanques de surgencia.

Seguidamente, se estudia el sistema de reinyección de agua de las tres estaciones de producción, para lo cual se diseña un desnatador para tratar el agua de formación que será reinyectada.

Finalmente, se implementa el diseño de una planta de generación eléctrica por captación de gas, tomando como base la producción de gas máxima esperada, y mediante un parámetro de conversión sabemos cuantos Mega Vatios por día podremos generar, también sabemos que el 40% del gas producido en cada estación es utilizado para producir energía por lo cual contamos con 60% de la producción de gas para la planta de generación eléctrica.

En el capítulo cuatro se desarrolla el análisis económico el cual se ha realizado en base al análisis técnico desarrollado en el Capítulo 3, la evaluación del proyecto será calculada en base a los equipos que se han diseñado para cada una de las estaciones. Tomando como base el precio actual del barril de petróleo y mediante un método llamado Centro de Costos se verifica la rentabilidad del proyecto, así como el tiempo en el que se pagará la inversión.

Finalmente en el capítulo cinco se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas luego de realizar los análisis tanto técnico como económico.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SACHA

1.1 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO

El campo Sacha es un campo grande y de estructura de muy bajo relieve que está orientado en la región axial de la cuenca Oriental. La estructura fue descubierta por analogía y prospección sísmica digital, y el primer pozo, Sacha 1, fue perforado por helicóptero de apoyo instalado en la zona a comienzos de 1969. Posteriormente el pozo fue oficialmente completado en la zona de Hollín el 25 de Febrero de 1969 con una producción de 1.328 BFPD¹, de un crudo de 29.91°API a través de un choque de ¼ de pulgada.

El campo está en un anticlinal de muy bajo relieve más o menos 28 Kilómetros de longitud y un promedio de 6.5 Kilómetros de ancho. El cierre vertical alcanza a 60 metros y hay 41000 acres de cierre areal en el tope del reservorio principal.

La arenisca Cretácica en las profundidades perforadas entre los 9300 y 10000ft² suministra un excelente reservorio, en las perforaciones en Hollín la arenisca Cretácica es el reservorio principal. Habiendo producido el 80% del petróleo a través de 1980 y conteniendo alrededor del 68% de las reservas originales.

Ambas arenas la Napo T y U tenían petróleo pero no se las probaron en este pozo. Tres estructuras adicionales fueron exploradas siendo posteriormente perforadas en el límite del campo y se determinó que el descubrimiento era bastante grande como para autorizar la realización de una carretera para el área de desarrollo.

El desarrollo de las perforaciones se iniciaron en Marzo de 1971 y fue puesto el campo en producción en Julio de 1972. En Noviembre de 1981 el campo Sacha tiene ya una producción aproximada de 60000 BFPD.

El campo se desarrolló inicialmente en unos 250 acres, expandiéndose luego con las perforaciones de relleno a lo largo de cresta en unos 87 acres más. El

¹ BFPD: Barriles de fluido por día

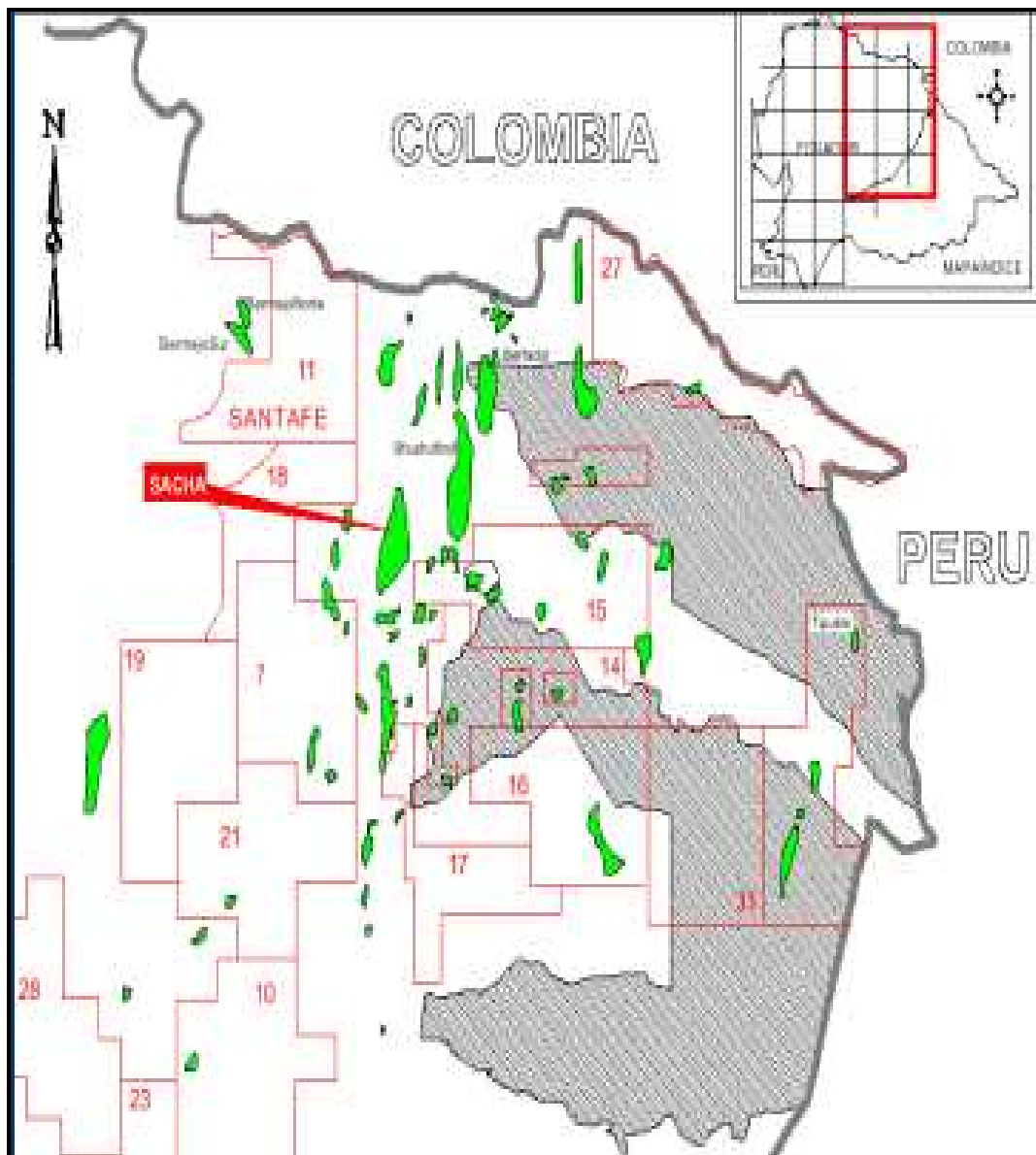
² ft: pies

promedio de las perforaciones de los pozos están sobre 9900ft.

El recobro de reservas primarias en el campo Sacha está estimada en 632'430.000bls en todo el reservorio. La recuperación secundaria por inyección de agua deberá incrementar esta cantidad considerablemente.

1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO

MAPA 1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO SACHA



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

El campo Sacha se encuentra ubicado en la Provincia de Napo, al Nororiente de la Región Amazónica de la República del Ecuador. Está delimitado al Norte por las Estructuras Palo Rojo, Eno, Ron, Vista; al Sur por los Campos Culebra-Yulebra, al Este por los Campos Shushufindi-Aguarico y al Oeste por los Campos, Paraíso y Huachito. La producción de petróleo promedio del campo es de aproximadamente 44.276 BPPD³, 8,0 MMPCPD⁴ de gas y 44 % de agua; con 121 pozos produciendo y 54 pozos cerrados a diciembre de 2008.

1.3 LITOLOGÍA LOCAL

1.3.1 FORMACIÓN HOLLÍN INFERIOR

Consiste en un cuarzo granítico de arenisca conglomerada separada de la arenisca principal de Hollín por una persistente y delgada capa de esquistos. Hay también un cambio de las salinidades del agua con salubridades o transporte de agua salada en la arena basal al agua dulce en la arenisca principal (menor a 500 ppm Cl⁻).

1.3.2 FORMACIÓN HOLLÍN PRINCIPAL

Es clara, brillante y blanca, generalmente de grano fino a grano mediano y ocasionalmente de grano grueso medio duro a friable, cuarzoso, poroso y permeable, bastante bien ordenado y generalmente subangular y subredondeado, unas pocas señales de cemento calcáreo, pero generalmente la sección no es calcárea.

1.3.3 FORMACIÓN HOLLÍN SUPERIOR

Son discontinuas y tienen aguas salinas intersticiales, calcáreas, duros esquistos están mezclados en la estratificación con la arenisca y usualmente unos pocos estratos delgados de color marrón brillante, denso, calizo y limos calcáreos están

³ BPPD: Barriles de petróleo por día

⁴ MMPCPD: Millones de pies cúbicos por día

presentes. Esas arenas son generalmente muy finas a medio granuladas con algunas capas de granos gruesos, sólidos, angulares a subangulares, y tiene una clasificación de pobre a regular. Casi no hay tanta porosidad y permeabilidad como en la arenisca Hollín principal. Los esquistos, que comprenden casi el 50% de la sección, son eléctricamente resistivas, muestra en mayor parte densidades generalmente más altas que las areniscas, y no son propensas a derrumbarse.

La arena Hollín está separada de la Napo T por cerca de 100ft de una zona gris oscura a negra, firme, mayormente no calcáreas, arenas ligeramente propensas a la fisión. Esta arena, a diferencia de la Hollín Superior frecuentemente sufre derrumbes. Algunas capas de calizas finas son usualmente desplegadas en la parte más alta de la arena, casi en la base de la zona de la arena NapoT.

1.3.4 ARENA T

Contiene múltiples capas de arenisca, con lo más grueso y productivo localizado en la parte baja de la zona. La parte baja o principal de la arena T es usualmente gris a marrón, pero en ciertos lugares es verdusco debido a la presencia de glauconita. Es de grano fino a mediano, firme y friable, bien ordenado, subangular y subredondeado, no calcáreo y cuarzoso.

La arena es mayoritariamente continental, y muestran restos de plantas y localmente abunda el ámbar. La arena T Superior es ligeramente calcárea, glauconítica a muy glauconítica, y arcillosa. Hay generalmente menos permeabilidad que en la arena superior y es lateralment discontinua.

Inmediatamente después de la zona de la arena T está una caliza lamada Caliza "B" con rangos de grosor que van entre 15 a 30ft. Es variable en color gris claro a café y de gris oscuro a negro y comúnmente son arcillosos y glauconíticas.

Después de la caliza "B" está otra, gris oscura a negra, firme, fragmentada, generalmente esquistos no calcáreos. Estos esquistos comúnmente tiende a derrumbarse pero no mucho como la arena posterior de la formación Hollín. Cerca de estos esquistos está la segunda zona imporante de la arena Napo.

1.3.5 ARENA U

La arena de la zona U es más continua que la de la zona T en el campo Sacha y la misma es una de las más importantes zonas productoras, aunque inferior a la de Hollín.

La arena es usualmente gris, grano muy fino a mediano, subredondeado y se muestra pobre a medianamente ordenada. Las arenas superiores a la zona son glauconíticas y a menudo arcillosas.

Esquistos grises oscuros a negro, duro, fisibles, cerca de 15ft de grosor separa la zona arena U de la prominente "Arcilla A".

La arcilla "A" promedia los 55ft de grosor en el campo Sacha. Es usualmente gris clara a gris pero ocasionalmente gris oscuro a negro. Es fosilero (erizo de mar, anemonitas, etc.), denso a firmemente cristalino.

Sobre la caliza "A" en Sacha, y comprendiendo el resto de la formación Napo es alrededor de 550ft de color gris oscuro a negra, ligeramente calcárea, firme a dura, localmente esquistos con poca inter-estratificación de color ante (amarillo oscuro) a gris, de blando a firme, calizas terrosas.

Sobre la formación Napo, la arena base de la formación Tena está un reservorio menor de Sacha. Está irregularmente distribuida sobre el área y con anchos de pocos pies alrededor de 30 ft. La arena es de grano fino a grueso, firme, angular y subangular, y comúnmente arcilloso.

1.4 RESERVAS DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES DE SACHA

Las características de los yacimientos productores y las reservas del Campo Sacha se describen en la siguiente tabla.

TABLA 1.1 RESERVAS DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES

RESERVAS DE PETRÓLEO DEL CAMPO SACHA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008							
YACIMIENTO	PETRÓLEO IN SITU	RESERVAS ORIGINALES				PRODUCCION ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES
		RESERVAS PROBADAS		PROBA BLES	TOTA LES		
		DESARRO LLADAS	NO DESARRO LLADAS				
	Bls	Bls	Bls	Bls	Bls	Bls	Bls N
BASAL TENA	94.9	26.9		21.9	48.8	17.11	9.8
U	810	315.0	53.5	92.0	460.5	188.47	126.5
T	374	124.0	12.0		136.0	89.19	34.8
HOLLÍN	2,406	791.4			791.4	444.01	347.4
TOTAL	3,685	1,257.3	65.5	113.9	1436.7	738.8	518.5

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 1.2 PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDO

ARENA	POROSIDAD PROMEDIO (%)	PERMEABILIDAD PROMEDIO (MD ⁵)	GRAVEDAD DEL PETRÓLEO °API	RESERVAS RECUPERABLES MMBLS ⁶	FACTOR DE RECOBRO (%)	GOR
Hollín	16	690	29.3	431.1	33	14
Napo (T)	14	325	31.5	53.9	33	325
Napo (U)	17	210	27.1	135.1	39	220
Basal Tena	19	-	25.0	12.4	20 – 30	-

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

1.5 HISTORIAL DE PRODUCCION DE LAS ESTACIONES SACHA NORTE 1, SACHA NORTE 2 Y SACHA SUR

Se conoce que la producción del campo Sacha inició en febrero de 1969 con una producción de 1.328 BFPD, de un crudo de 29.91°API. La producción del campo se encuentra repartida entre 4 estaciones de producción de Petroecuador, Sacha

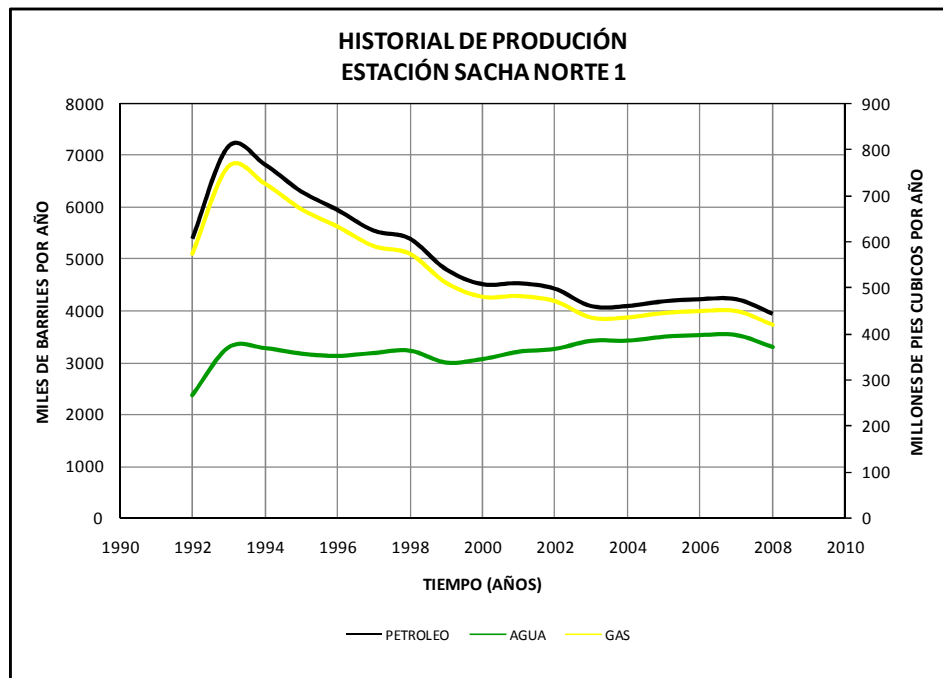
⁵ md: milidarcis⁶ MMbbls: millones de barriles

Central, Sacha Norte 1, Sacha Norte 2 y Sacha Sur; la estación Pucuna y la concesión a Sipec.

El presente análisis de producción se realizará para las estaciones Sacha Norte 1, Sacha Norte 2 y Sacha Sur, información de las cuales es presentada a continuación.

Actualmente existen 123 pozos en funcionamiento, divididos en 51 pozos que llegan hacia la estación Sacha Norte 1, 26 pozos que llegan hacia la estación Sacha norte 2 y 46 pozos que llegan hacia la estación Sacha Sur. Se cuenta con información de la producción que llega a cada estación mencionada en este análisis desde el año 1992 (ANEXO 1.4)

GRÁFICA 1.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN ESTACIÓN SACHA NORTE 1



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

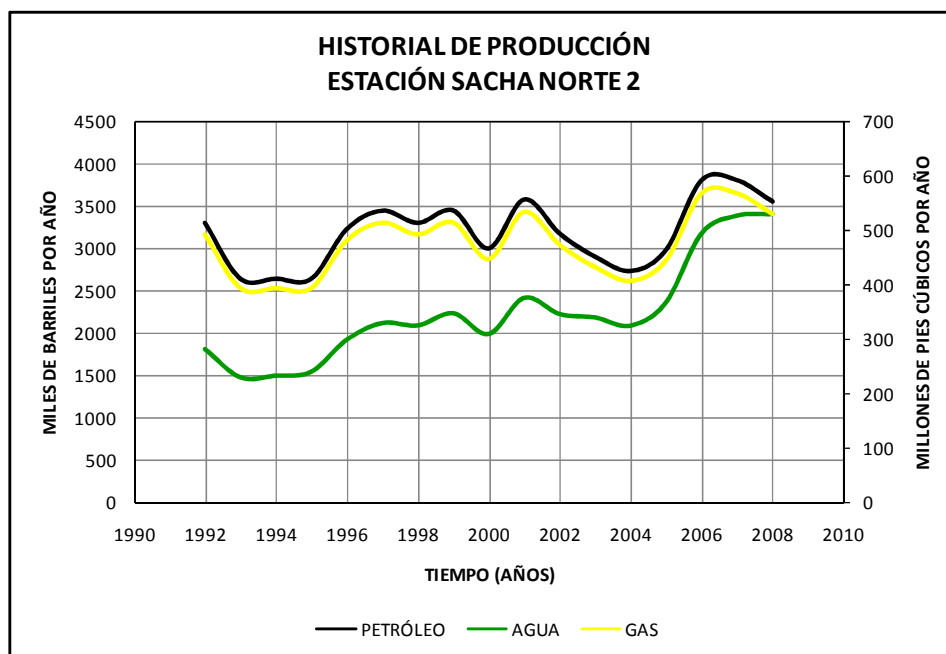
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Como puede observarse, la producción petróleo de esta estación tiene tendencia a disminuir, existe un pico de máxima producción de 7174487.87 BPPA en el año 1993 y una producción actual al año 2008 de 3943026.45 BPPA.

La curva de producción de gas muestra la misma tendencia, el pico de máxima producción es de 763921.13 MPCSA en 1993 y registra una producción de 419843.38 MPCSA en 2008.

Por el contrario, la producción de agua tiene una clara tendencia incremental con un pico de producción de 3539932.89 BAPA en 2007 y una producción de 3305587.01 en 2008.

GRÁFICA 1.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN ESTACIÓN SACHA NORTE 2



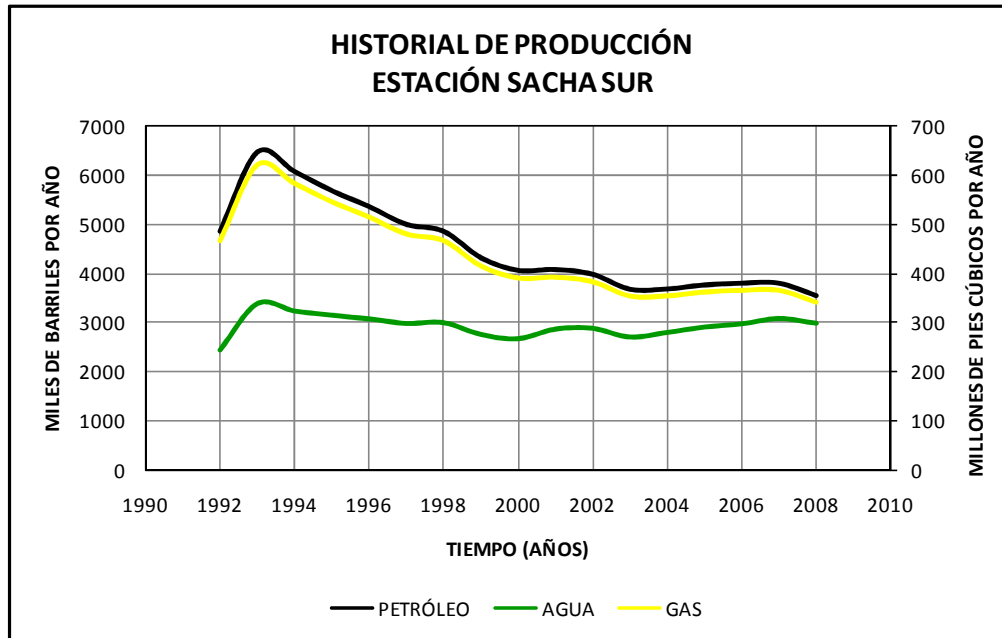
ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

En esta estación, la producción petróleo de esta tiende a aumentar y disminuir, existe un pico de máxima producción de 3800982.19 BPPA en 2006 y una producción actual al año 2008 de 3549266 BPPA.

La curva de producción de gas muestra la misma tendencia a la curva de petróleo, el pico de máxima producción es de 567355.8 MPCSA en 2007 y registra una producción de 529783.25 MPCSA en 2008.

De igual forma, la producción de agua tiene una clara tendencia incremental con un pico de producción de 3404965.69 BAPA en 2008.

GRÁFICA 1.3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN ESTACIÓN SACHA SUR



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Como puede observarse, la producción petróleo de esta estación tiene tendencia a disminuir, existe un pico de máxima producción de 6471118.38 BPPA en el año 1993 y una producción actual al año 2008 de 3556462 BPPA.

La curva de producción de gas muestra la misma tendencia que la curva de petróleo, el pico de máxima producción es de 621068.43 MPCSA en 1993 y registra una producción de 341333 MPCSA en 2008.

Por el contrario, la producción de agua tiene una clara tendencia incremental con un pico de producción de 3378376.87 BAPA en 1993, otro pico de 3078555.29 BAPA y una producción de 2981151.97 en 2008.

1.6 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

Son todos aquellos dispositivos, herramientas, máquinas, equipos, etc., que ayudan a un Ingeniero a optimizar la producción de un campo petrolífero de manera segura, eficiente y económica

1.6.1 MANIFOLDS

Se usan como el primer medio de centralizar o recolectar el petróleo producido por los pozos, al igual que como medio de distribución hacia los diferentes separadores.

Mediante las bombas para inyección de químico, el manifold o múltiple permite dar tratamiento al crudo.

Antes de la entrada al múltiple tenemos una válvula check la cual une la línea del flujo que sale del pozo, e impide el regreso del fluido a la línea del pozo.

El manómetro y la válvula de aguja que marca la presión existente en la línea de flujo.

1.6.2 SEPARADORES

Existen 2 clases de separadores dependiendo el número de fases a separar

- Separador de 2 fases
- Separadores trifásicos

Por su forma se dividen en:

- Horizontales
- Verticales
- Esféricos (muy costosos)

Para realizar el diseño de un separador debemos realizar un análisis de las características del fluido que vamos a procesar.

En todo el distrito amazónico, Petroproducción, ha estandarizado el tamaño de los separadores de prueba en 54" x 16' con una capacidad para manejar fluido de 5000 BFPD, ya que no existe un pozo que produzca o produjera más de ese valor de fluido por día, además se debe considerar las restricciones de la D.N.H. (*Dirección Nacional de Hidrocarburos*) en las tasas de producción.

1.6.2.1 Componentes de un Separador

1.6.2.1.1 Sección primaria.

Es donde se produce la mayor separación de líquido. Existe un deflector que obliga al fluido a chocar y se produce una reducción violenta del movimiento y el gas se separa de la fase líquida.

1.6.2.1.2 Sección secundaria.

La fase continua en esta zona es gas, pero este contiene partículas de petróleo que son arrastradas por la corriente de gas. Existe un movimiento uniforme, pero se puede levantar partículas dependiendo de su tamaño.

Para lograr la mayor separación de gotas de hidrocarburos se combinan bajo turbulencia y alta velocidad del gas

1.6.2.1.3 Sección de extracción de niebla.

Tienen como función eliminar el flujo tipo niebla. Los extractores de neblina más usados son: mallas de alambre y vanes.

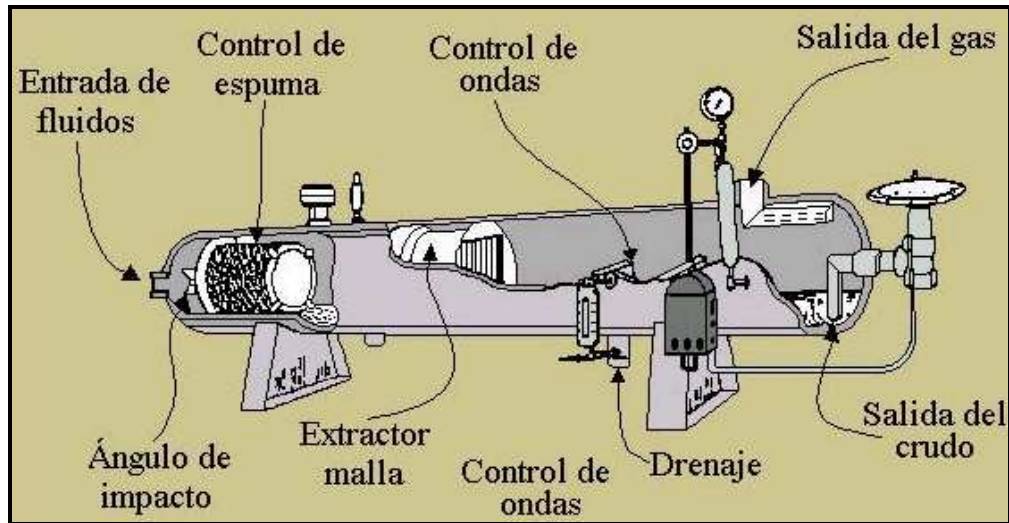
1.6.2.1.4 Sección de almacenamiento y descarga.

Esta zona es líquida, posiblemente puede tener atrapadas burbujas de gas. Utiliza el tiempo de retención para eliminar estas burbujas.

1.6.2.2 Separadores Bifásicos

En estos equipos, las partículas de líquido se asentaran y las de gas irán hacia arriba.

FIGURA 1.1 SEPARADOR BIFÁSICO



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

1.6.2.2.1 *Platina Deflectora*

Es una platina que puede tener la forma de un arco o puede ser recta, se encuentra a la entrada del fluido, de tal forma que el líquido a su ingreso choque con el mismo

1.6.2.2.2 *Tipo Ciclón*

Este se usa en separadores verticales para lo cual el fluido entra tangencialmente al recipiente aplicándose la fuerza centrífuga la cual hace que se libere el gas del petróleo.

1.6.2.2.3 *Placas antiespumantes*

Son láminas superpuestas para que la neblina pase entre ellos, como se puede apreciar.

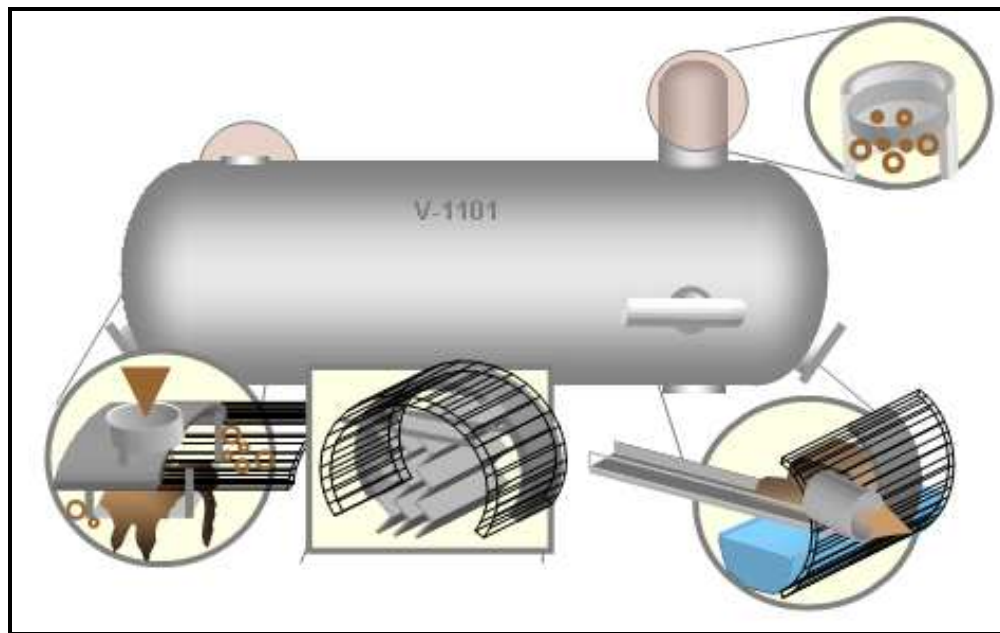
1.6.2.2.4 *Vanes*

Son los denominados elementos coalescentes, las gotas de petróleo se quedan entre las celdas y el gas sale más seco, sirve inclusive como eliminador de ondas.

1.6.2.3 FWKO (Free Water Knock Out)

Los separadores trifásicos son también llamados Free Water Knock Out. Recipiente horizontal o vertical dentro del cual el crudo o emulsión es procesado para permitir que cualquier agua no emulsionada con el crudo (agua libre) se separe.

FIGURA 1.2 FREE WATER KNOCK OUT



FUENTE: MANUAL REPSOL YPF

1.6.2.3.1 Funcionamiento

El fluido ingresa al separador y choca con el baffle de ingreso produciendo un cambio de momentum que inicia la separación del vapor del líquido. La fuerza de gravedad causa que las gotas del líquido se desprendan de la corriente de gas y se recojan en el fondo del recipiente. El recipiente por su geometría debe proveer suficiente tiempo para que la fase líquida recolectada se separe en sus diferentes capas, crudo en la parte superior, emulsión y finalmente agua en el fondo.

Un control de nivel mantiene el nivel de agua, el crudo se descarga sobre el vertedero, otro control de nivel mantiene el nivel de crudo. Un control de presión

mantiene la presión de separación constante.

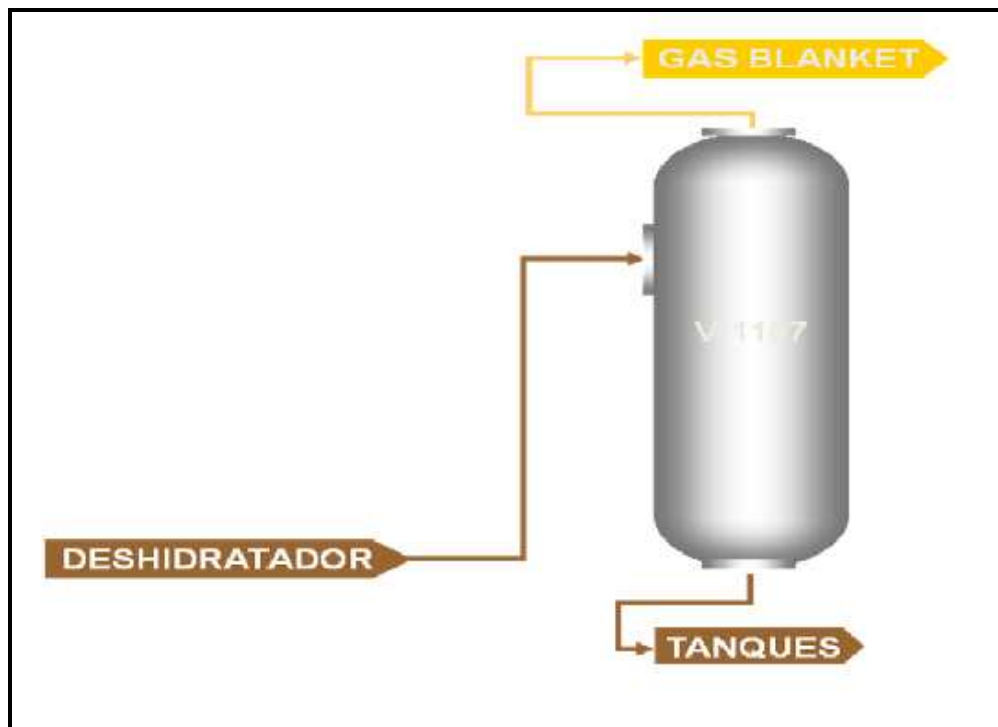
FWKO se utilizan con fluidos de:

- Elevado % de Agua Libre
- Bajo % de Sólidos
- Elevada relación GOR

1.6.3 BOTA DE GAS

Está formada de dos cilindros verticales concéntricos, y sirve para eliminar una cantidad adicional de gas que todavía permanece en solución en el fluido. 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 de lavado.

FIGURA 1.3 BOTA DE GAS



1.6.4 SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS

Este sistema permite inyectar químicos en las cabeceras de cada uno de los pozos de producción, en el skid de medición, y en la línea de transporte.

Los químicos a ser inyectados son tomados de tanques, los cuales están colocados dentro de un dique construido para el efecto.

Las bombas que se usan en servicio de líneas de recolección son del tipo duplex de pistón de doble acción, movidas ya sea por máquinas de vapor directamente conectadas o por motores eléctricos.

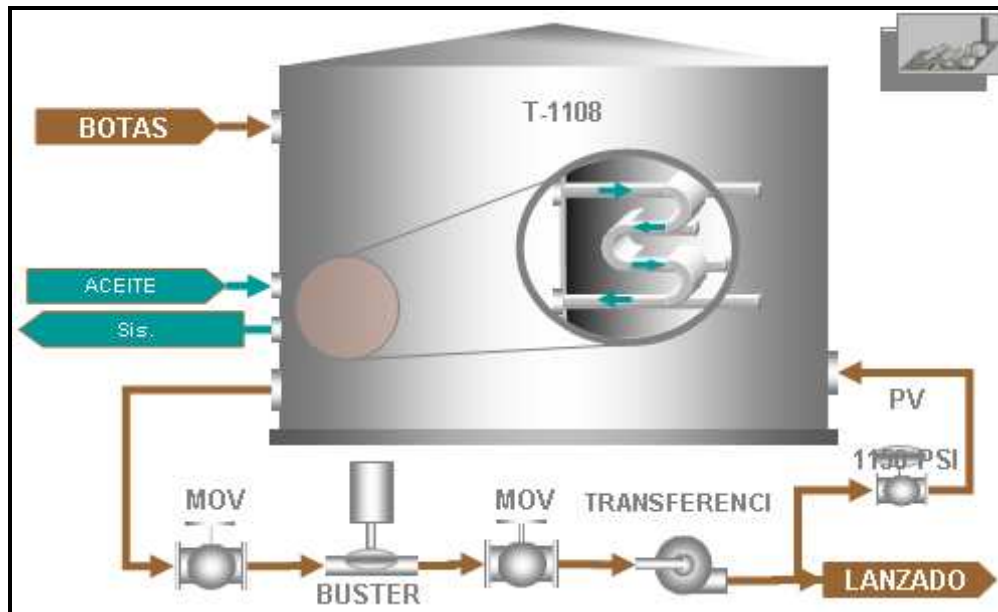
Las bombas para la inyección de químicos tienen conexión hacia las diferentes líneas que van desde el múltiple a los separadores.

1.6.5 TANQUES

1.6.5.1 Definición

Son estructuras metálicas formadas por láminas de acero soldada o empernadas entre sí, para formar un recipiente, de formas geométricas, esféricas, que permiten almacenar grandes volúmenes de productos hidrocarburíferos, bajo un diseño de construcción apegado a las normas y especificaciones utilizadas en la industria petrolera.

FIGURA 1.4 TANQUES



FUENTE: MANUAL REPSOL YPF

1.6.5.2 Partes Constituyentes de un Tanque

1.6.5.2.1 Base del tanque

Comprende a la estructura soportante del tanque, formado por un anillo de cimentación periférica en cuyo interior se encuentra material arenoso.

1.6.5.2.2 Cubeto del tanque

Representa un cerramiento de forma cuadrada o rectangular en cuya área se encuentra el tanque. Esta estructura está constituida por muros de hormigón o por diques de tierra compactada que permiten almacenar una y media veces el volumen de producto.

1.6.5.2.3 Techo del tanque

Puede ser de tipo fijo o flotante, su estructura permite que el producto no este expuesto directamente a la intemperie, lluvia, rayos solares, etc.

1.6.5.2.4 Cuerpo del tanque

Corresponde a las paredes de forma cilíndrica del tanque, formado por varios anillos circulares, que ubicados uno a continuación de otros suma la altura total del cuerpo.

1.6.5.2.5 Fondo del tanque

Comprende el piso del tanque, y está formado por la unión de planchas de acero distribuidas en forma simétrica en esta área.

1.6.5.3 Clasificación

Los sistemas de almacenamiento de hidrocarburos o tanques se pueden clasificar:

1.6.5.3.1 Por su forma:

- Cilíndricos con techo cónico fijo
- Cilíndricos con tapa cóncavos
- Cilíndricos con techo flotante
- Cilíndricos con membrana flotante
- Tanques de cono radial
- Tanques esféricos y esferoidales
- Tanques de techo flexible

1.6.5.3.2 Por el tipo de unión de las láminas (juntas):

- Tanques soldados
- Tanques atornillados o empernados
- Tanques remachados de techo cónico

1.6.5.3.3 Por el producto a almacenarse:

- Para almacenar petróleo crudo
- Para almacenar productos derivados de la refinación
- Para almacenar residuos
- Para almacenar gas licuado de petróleo (GLP)

1.6.5.4 Selección de un Tanque

La clasificación o selección se da de acuerdo algunos criterios tales como:

- Volatilidad de los productos a contener.
- Tensión de vapor.
- Costos de los materiales.
- Construcción y mantenimiento que estos requieran.

1.6.5.5 Normas de Diseño

La American Petroleum Institute (API) desarrolló normas, de acuerdo a capacidad de almacenamiento y al producto a almacenarse, la norma más utilizada es la API STANDARD 650 para tanques de almacenamiento para toda capacidad.

Existen otros códigos que son más específicos en referencia al API STANDARD 650 tales como:

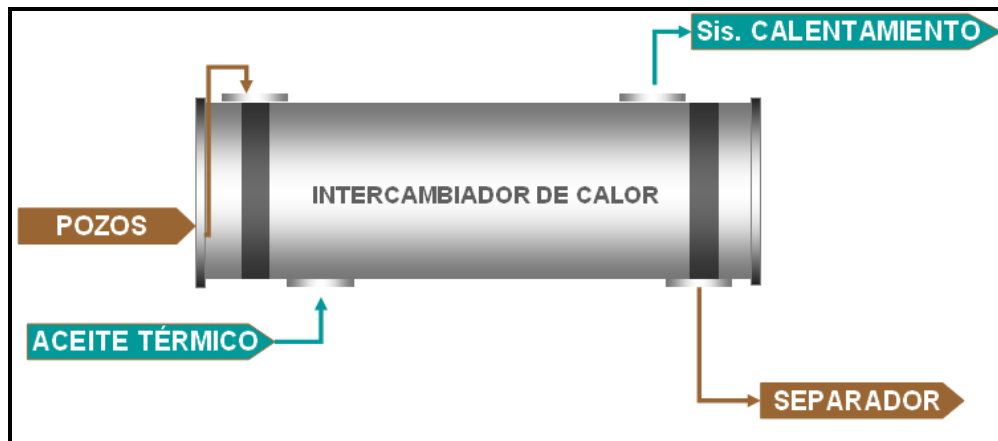
1. API 620
2. API 653
3. API 12 D
4. API 12 D

1.6.6 INTERCAMBIADOR DE CALOR

Es un dispositivo mecánico cuyo objetivo es elevar la temperatura del crudo con el fin de reducir su viscosidad y mejorar la separación del agua emulsionada tanto para el separador de producción como para el deshidratador.

El fluido utilizado es aceite térmico el que ingresa con una temperatura de 260 a 265 °F y a una presión de 35 -38 PSI y sale con una temperatura de 200 - 205 °F y a una presión de 30 a 35 PSI.

FIGURA 1.5 INTERCAMBIADOR DE CALOR

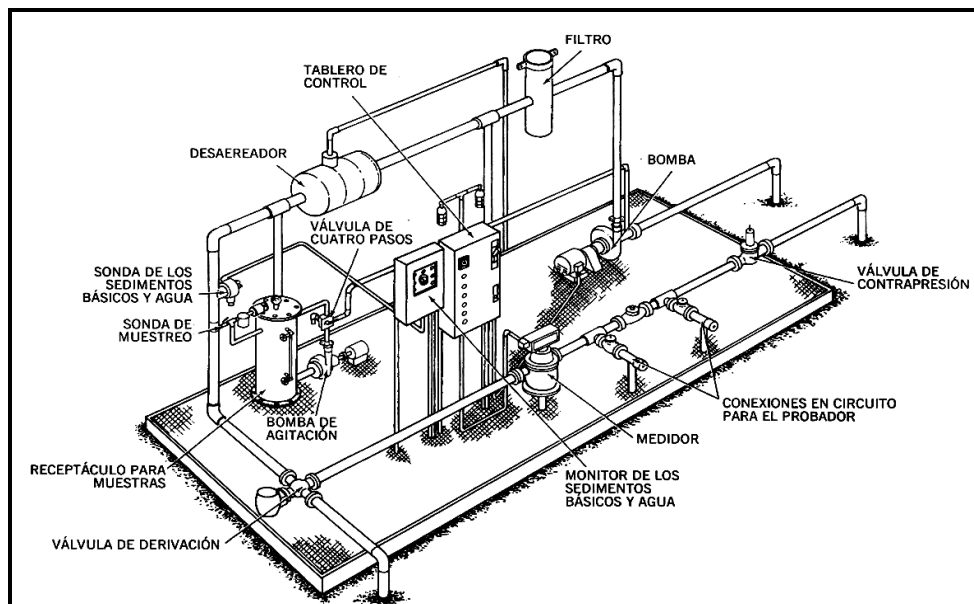


FUENTE: MANUAL REPSOL YPF

1.6.7 UNIDADES AUTOMÁTICAS DE CUSTODIA CARGA Y TRANSFERENCIA LACT

Una Unidad LACT transporta el petróleo tratado y almacenado en los tanques, detecta directamente el exceso de sedimentos básicos y agua, la gravedad API, mide el volumen, lo corrige a 60°F y lo transfiere, todo esto de manera automática.

FIGURA 1.6 UNIDAD LACT



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

1.6.7.1 Descripción de una Unidad Lact

La unidad LACT cuenta con los siguientes dispositivos:

- Bomba para desplazar el aceite de un lugar a otro.
- Medidor de flujo para cuantificar el volumen de aceite entregado.
- Conexiones para la instalación de manómetros que permitan verificar la presión de flujo continuamente.
- Dispositivos para hacer un muestreo o coleccionar continuamente el aceite que fluye a través de la unidad.
- Dispositivos automáticos para detener el flujo cuando la cantidad de impurezas es alta. En este caso el aceite es desviado a un depósito o tanque de aceite contaminado o a una unidad de tratamiento.
- Adicionalmente estas unidades cuentan con los siguientes dispositivos:
- Extractor de niebla para separar y extraer el gas que está contenido en el aceite. Filtro para remover basura y partículas sólidas que arrastra el aceite.
- Bomba para inyectar inhibidor de corrosión en el aceite.
- Regulador de presión para tener presión constante en la unidad.
- Instrumentos para medir la presión y temperatura (manómetros y termómetros).

1.6.8 SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA

1.6.8.1 Consideraciones Generales para el Tratamiento y Desecho de Agua Residual

Se debe considerar algunos de los siguientes aspectos cuando se analicen planes para el desecho de agua:

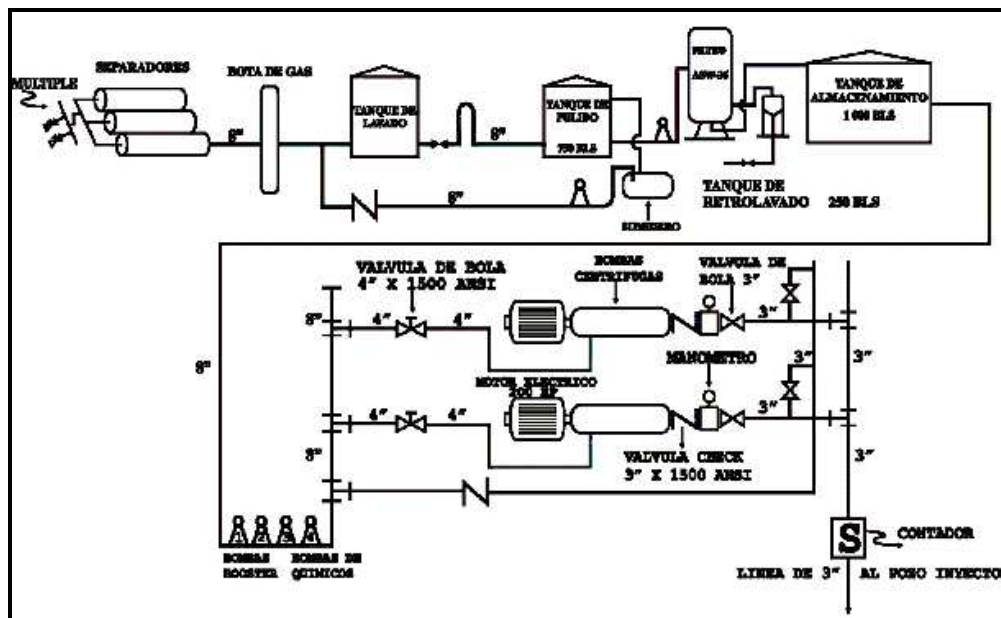
1. El grado de corrosividad del agua; esto se manifiesta de acuerdo al contenido de gases tales como el H₂S, O₂ y CO₂.

2. El contenido de petróleo en el agua.- Este petróleo puede causar problemas en los pozos de inyección formando bloques de emulsión, forma sólidos y puede taponar los filtros.
3. La posibilidad de mezclar aguas de mezclar aguas de diferentes fuentes ya que el agua de una fuente a otra contiene diferentes características.
4. El agua que se desecha es o no compatible con el agua de la formación.
5. El contenido de bacterias de agua.- Estas pueden crecer hasta formar grandes masas las cuales pueden causar taponamientos o corrosión.

La meticulosa consideración de todas las propiedades de agua residual determinara que equipo se requiere para una operación sin problemas.

1.6.8.2 Sistema Cerrado

FIGURA 1.7 DIAGRAMA DE UN SISTEMA CERRADO



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Este está diseñado para excluir por completo el oxígeno del agua residual, al excluirlo nos estamos deshaciendo de problemas de corrosión de nuestro sistema, por lo cual no será necesario cubrir nuestros equipos usando una capa protectora.

El agua de formación que viene de los tanques de lavado pasa a través de un tanque de tratamiento, un filtro, tanque de almacenamiento, sistema de tratamiento químico, equipo de bombeo y se reinyecta en la formación Tiyuyacu.

Los equipos más relevantes de los sistemas cerrados son:

- **Tanque de tratamiento:** Permite la separación del aceite remanente que viene del tanque de lavado.
- **Filtro:** permite la retención de los sólidos de hasta 8 micrones.
- **Tanque de retrolavado:** se almacena el material recuperado de la filtración, el mismo es retirado y depositado en piscinas para **desechos**.
- **Tanque de almacenamiento:** se recibe el agua filtrada que es desplazada por las unidades booster a los equipos de alta presión.
- **Tanque sumidero:** Se trata de un tanque rectangular de hormigón, con tapa de metal ubicado en el subsuelo al lado de las unidades de alta presión, y conectada al tanque de lavado por una tubería.

Cuando el nivel del fluido es alto se enciende automáticamente una bomba booster, la cual transporta el fluido desde el sumidero hasta el tanque de lavado.

- **Tanque de retrolavado:** Para el buen funcionamiento del filtro es necesario de dicho tanque, cuyo volumen es de acuerdo a las medidas del filtro. Cabe señalar que el agua de retrolavado también es reinyectada.

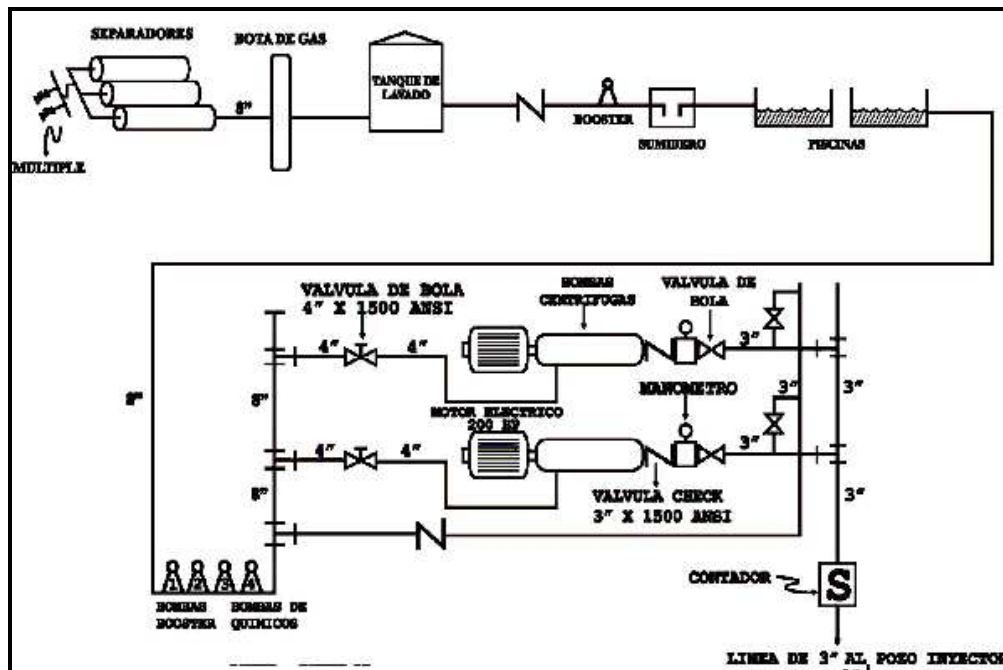
1.6.8.3 Sistema Abierto

Cuando el agua residual contiene agua superficial que ha estado en contacto con la atmósfera, no se hace ningún intento de excluir el oxígeno del sistema. El sistema abierto generalmente requiere de revestimientos internos, forros, o tuberías de plástico para el control de la corrosión.

El agua de formación que viene de los tanques de lavado en varias estaciones pasa directamente a las piscinas y se reinyecta a la formación Tiyuyacu mediante los sistemas de reinyección que constan de:

- Una piscina de almacenamiento, en la que se retira el aceite remanente que pasa del tanque de lavado.
- Un sistema de bombeo conformado por bombas booster, manifold de baja y alta presión, bombas centrífugas horizontales, sistema de tratamiento químico, contadores, línea de alta presión y pozos inyectoros.

FIGURA 1.8 DIAGRAMA DE UN SISTEMA ABIERTO



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

1.6.9 EQUIPOS DE TRATAMIENTO Y REINYECCIÓN

1.6.9.1 Tratamiento Mecánico

1.6.9.1.1 Tanques desnatadores

En este tipo de tanques ocurre la dispersión y la coalescencia (propiedad o capacidad de ciertas sustancias y cosas para unirse o fundirse con otras en una sola). La dispersión es la separación de las gotas de agua, y la coalescencia es, como ya se estableció, el aglutinamiento de las mismas.

A este tipo de tanques se conoce como tanques de pulido porque es ahí donde ocurre la separación de petróleo residual que contiene el agua que sale del tanque de lavado.

Conviene anotar que aún después de este proceso todavía quedan minúsculas cantidades de aceite en el agua.

1.6.9.1.2 Filtros

Son sistemas donde se separan los sólidos del agua, cuyo proceso consiste en hacer pasar el agua a través de varias capas de tamaño de poro escalonado, para que retengan sucesivamente los sólidos los cuales se retiran del filtro en el proceso de retrolavado.

Las capas del filtro consisten básicamente de arena, carbón (grafito) y carbón de antracita hasta que la caída de presión sea de 3,5 ps⁷i.

Los filtros de lecho escalonado deben retener partículas por debajo de 50 μm , pero se obstruye fácilmente por el exceso de petróleo. Este filtro no es útil para sistemas de reinyección debido a la incapacidad para retener partículas finas.

En los filtros de alta velocidad de lecho profundo, el agua fluye en forma ascendente desde la capa del medio más grueso hasta la capa de medio más fino.

⁷ psi: libra por pulgada cuadrada

En los filtros de flujo ascendente el agua fluye de abajo hacia arriba. El lecho del filtro está sujetado por una rejilla de acero.

El retrolavado se lleva a cabo en la misma dirección de la filtración y se realiza con una combinación de aire y agua sin filtrar. El aire se inyecta para hacer circular el fluido o dilatar el lecho.

En los filtros de flujo descendente el agua entra en el filtro por la parte superior y fluye en forma descendente a través de un lecho de medio único de uno o dos escalones y de lecho multimedio.

Conviene anotar que operan a mayor velocidad que los de flujo ascendente, requieren velocidades de retrolavado más bajas, pero retienen partículas de tamaño más grandes.

Los filtros de cáscara de nuez son característicos de flujo descendente de lecho profundo y utilizan una mezcla de cáscaras de pacana y nuez como medio filtrante, aunque la utilización es amplia, se prefiere en la remoción de sólidos suspendidos y de petróleo en el agua de formación.

1.6.10 EQUIPOS DE REINYECCIÓN

1.6.10.1 Bombas de Transferencia o Booster

Este tipo de bombas proporcionan la presión necesaria de succión a las bombas horizontales de alta presión. Las bombas de transferencia se encuentran instaladas en todas las estaciones.

En todos los casos se encuentran instaladas dos bombas booster.

Los equipos de tratamiento y reinyección han estado sin operar en algunas ocasiones debido al mantenimiento de los mismos, lo que indudablemente conducen a cambios en los valores de los costos.

1.6.11 SISTEMA DE TRANSPORTE POR OLEODUCTO

Generalmente se debe aplicar la presión de bomba en el extremo corriente arriba, los oleoductos varían en diámetro desde 5.08 a 78.7 cm, siendo la mayoría de las líneas principales de 15 a 30 cm, mientras que las líneas de recolección varían de 5.08 a 15.2 cm

Esas líneas son capaces de resistir presiones de operación de 56 kg/cm² o más, con juntas promedio son de 6,10 m de largo

Las capacidades de tubería solas varían hasta 300 000 barriles por cada 24 h, dependiendo del diámetro de la tubería, viscosidad del aceite y presión de la bomba ejercida.

Las tuberías generalmente se entierran de 0.3 a 0.9 m de profundidad en trincheras llenas con tierra y generalmente se pintan o envuelven con material resistente a la corrosión.

Las bombas de aceite usadas en el servicio de líneas principales pueden ser, ya sea del tipo reciprocante o centrífuga y pueden estar impulsadas por vapor, o máquinas de gas o diesel o por motores eléctricos

Las bombas centrífugas se usan solo para bombear los aceites menos viscosos. Cada bomba varía en capacidad de 12 000 a 48 000 barriles por día (1 900 a 7 830 m³).

Las presiones de bomba impuestas raras veces exceden de 56 kg/cm².

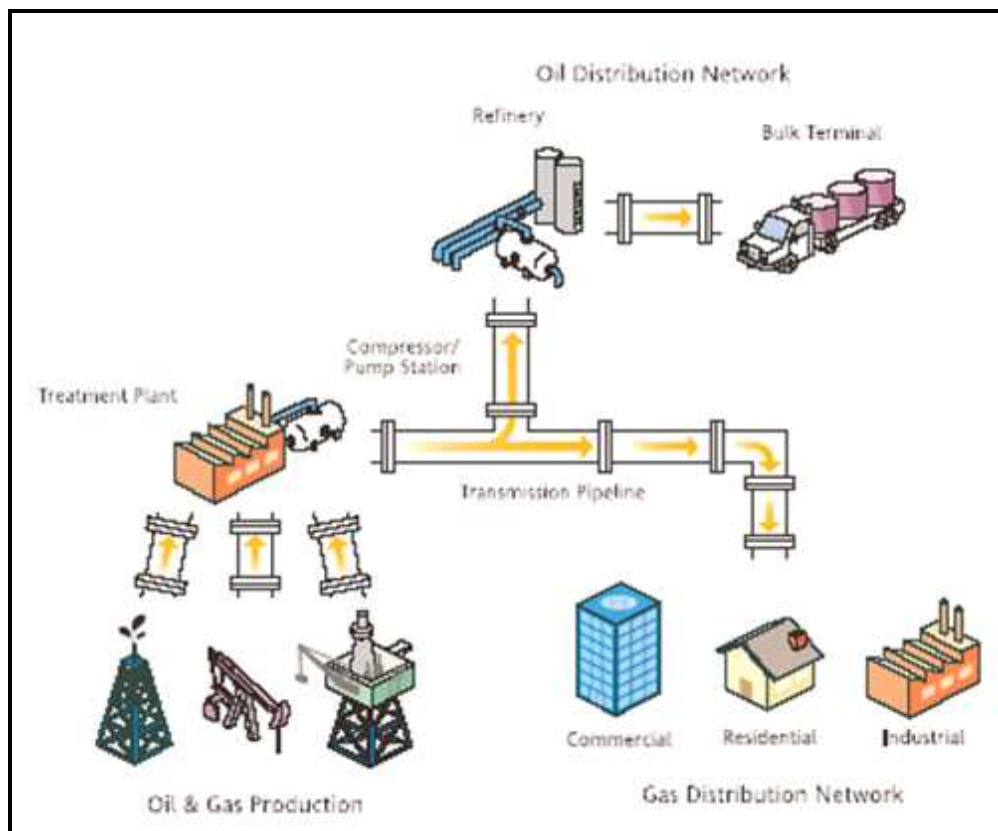
Las estaciones de bombeo están separadas a distancias que varían de 12.9 a 96 km dependiendo de la resistencia al flujo ofrecida por la línea. Las velocidades de desplazamiento del aceite por la tubería varía de 1.6 a 8 km/h

1.6.12 SISTEMA SCADA

SCADA viene de las siglas "Supervisory Control and Data Acquisition", es decir que hace referencia a un sistema de adquisición de datos y control supervisor empleados en la distribución de gas, electricidad, petróleo, etc.

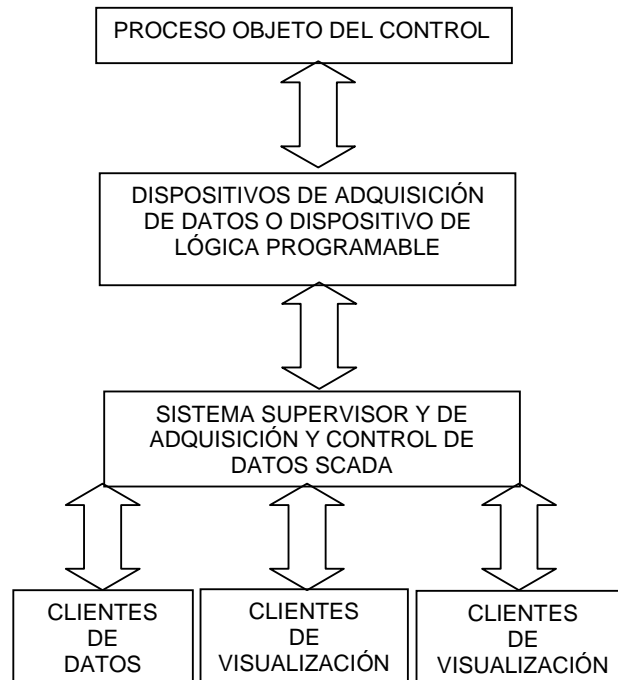
Se lo define como un sistema que permite supervisar una planta o proceso por medio de una estación central que hace de estación maestra y una o varias estaciones remotas, por medio de las cuales se hace el control/adquisición de datos hacia/desde el campo.

FIGURA 1.9 ESQUEMA DE APLICACIONES SISTEMA SCADA



FUENTE: DEPARTAMENTO DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL, EPN

Un sistema SCADA conectado a un proceso automatizado consta de las siguientes partes:

FIGURA 1.10 ELEMENTOS COMPONENTES DE SISTEMA SCADA

FUENTE: DEPARTAMENTO DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL, EPN

En donde:

- **PROCESO OBJETO DE CONTROL:** Es el proceso que se desea supervisar. Es el origen de los datos que se requiere coleccionar y distribuir, tal como presión, temperatura, flujo o nivel.
- **ADQUISICIÓN DE DATOS:** Conjunto de instrumentos de medición.
- **SCADA:** combinación de hardware y software que permita la colección y visualización de los datos proporcionados por los instrumentos.
- **CLIENTES:** Aplicaciones que utilizan los datos obtenidos por el sistema SCADA.

Es importante recalcar que es un operador humano quien tiene la última decisión

sobre operaciones, generalmente críticas de una planta industrial.

1.6.12.1 Necesidad de un Sistema Scada

Para evaluar si un sistema SCADA es necesario, el proceso a controlar debe cumplir las siguientes características:

1. Alto número de variables
2. El proceso debe tener transmisores y actuadores geográficamente distribuidos.
3. La información es requerida en tiempo real.
4. Necesidad de optimizar y facilitar las operaciones de la planta.
5. Que los beneficios en el proceso a ser controlado justifiquen la inversión de un sistema SCADA.
6. Necesidad de que la mayoría de las acciones de control sean iniciadas por un operador.

1.6.12.2 Funciones de un Sistema Scada

1. Automatización: Recabar, almacenar y mostrar información en forma continua y confiable desde los equipos de campo. Ejecutar automáticamente disparo de alarmas en caso de procesos anormales.
2. Supervisión: Mostrar y/o alertar al operador sobre cambios detectados en la planta; tanto procesos anormales (alarmas), como procesos normales (eventos). El operador podrá iniciar acciones tales como: abrir o cerrar válvulas, etc.
3. Manejo de alarmas: Disparar alarmas automáticamente de forma que el usuario pueda ejecutar acciones que controlen a las situaciones anómalas que las generaron.
4. Generación de reportes: Generar reportes, gráficos de tendencia, historia

de variables, etc, en base a la información obtenida por el sistema.

1.7 ESTACIONES DEL CAMPO SACHA

En las 3 estaciones que forman parte de estudio, se evidencia un incremento en la producción de agua. Se conoce que en 1972 el BSW existente era del 2% promedio del campo y actualmente del 43% con una proyección a seguir incrementando.

Por lo tanto, los equipos de separación no satisfarían las necesidades de separación de agua debido a este incremento.

A continuación se detallan los componentes de cada estación.

1.7.1 ESTACIÓN SACHA NORTE 1

La estación Sacha Norte 1 maneja una producción aproximada de 27.2 MBFPD⁸ (provenientes de 51 pozos que llegan a ella) ANEXO 1.3; de donde se extraen 11.8 MBPPD⁹ de crudo y 15.4 MBAPD¹⁰ de agua.

Esta estación posee una capacidad de separación instalada de 141.5 MBFD; adicionalmente posee dos (2) separadores de prueba de 10 MBFPD cada uno; para un total de 161.5 MBFPD, así como dos (2) tanques, uno de lavado con capacidad de 105880bbls y uno de reposo con capacidad de 70580bbls.

⁸ MBFPD: Miles de barriles de fluido por día

⁹ MBPPD: Miles de barriles de petróleo por día

¹⁰ MBAPD: Miles de barriles de agua por día

**TABLA 1.3 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN ESTACIÓN SACHA NORTE 1
SISTEMA POWER OIL**

ESTACIÓN SACHA NORTE 1 SISTEMA POWER OIL		
ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCIÓN GENERAL	ESTADO
2 TURBO BOMBAS	BOMBA CENTRIF. UNITED SER. 45220	FUNCIONANDO
8 BOMBAS QUÍMICO	1/4 HP-GENERAL E./FRANKLIN E./MARATHON E.	FUNCIONANDO
3 BOMBAS PARA SUMIDERO	4 HP/ MARCA MARATHON	FUNCIONANDO
1 COMPRESOR GAS	MARCA AJAX DPC-360/ SER. 81914	FUNCIONANDO
2 TURBINAS TB	5000 HP C/U- MARCA RUSTON	FUNCIONANDO
2 COMPRESORES AIRE ELÉCTRICO	40 HP – MARCA LINCON TECO	FUNCIONANDO
1 COMPRESOR DE AIRE A DIESEL	MARCA LISTER HR2	FUNCIONANDO
1 TANQUE DE AGUA TRATADA	CAPACIDAD 10000 BLS.	FUNCIONANDO
1 BOMBA DE RECIRCULACIÓN	20 HP	FUNCIONANDO
1 PSCINA API		
1 BOMBA JOKEY A DIESEL		FUNCIONANDO
2 BOMBAS DURCO		FUERA DE SERVICIO
2 BOTAS DE GAS		FUNCIONANDO
2 SCRUBER DE GAS PARA COMPRESOR		FUNCIONANDO
1 SCRUBER DE GAS PARA CALENTADOR		FUNCIONANDO
1 SCRUBER DE GAS PARA MECHEROS		FUNCIONANDO
1 DESHIDRATADOR DE GAS	4 MECHEROS ECOLÓGICOS	FUNCIONANDO
2 BOMBAS	UNITED PUMP/ SER. 45220-1/2	FUNCIONANDO
1 BOOSTER A DIESEL	MARCA CATERPILLAR SER-61801241	FUNCIONANDO
1 BOOSTER ELÉCTRICA	200 HP- MARCA GENERAL ELECTRIC	FUNCIONANDO
1 TRANSFORMADOR	1000KVA-RTE-480V	FUNCIONANDO
1 TANQUE	3000 BARRILES DE DIESEL	
1 TRANSFORMADOR	225KVA-208V-WESTINGHOUSE	FUNCIONANDO

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 1.4 ESTACIÓN SACHA NORTE 1 SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA

ESTACIÓN SACHA NORTE 1 SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA		
ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCIÓN GENERAL	ESTADO
1 TANQUE DE AGUA TRATADA	CAPACIDAD 10000 BLS.	FUNCIONANDO
1 PANEL DE OPERACIÓN		FUNCIONANDO
1 COMPRESOR DE AIRE ELÉCTRICO	20 HP- MARCA MARATHON SER # 11421	FUNCIONANDO
5 BOMBAS DE QUÍMICO	1/4 HP-MARCA FRANKLIN E.	FUNCIONANDO
1 BOMBA		FUNCIONANDO
1 BOMBA LISTER A DIESEL	29-50 HP-2200 RPM	FUNCIONANDO
1 BOMBA ELÉCTRICA	MARCA MAC- 40 HP	FUNCIONANDO
1 TRANSFORMADOR	1000 KVA - 480V RTE	FUNCIONANDO
1 TRANSFORMADOR	225 KVA - 208V WESTINGHOUSE	FUNCIONANDO
1 CENTRO DE CARGA	480V - 765A - 6 PTOS. GENERAL ELECTRIC	FUNCIONANDO
1 BOMBA ELÉCTRICA	MARCA RELIANCE - 50 HP	FUNCIONANDO
2 BOMBAS BOOSTER BB3. CENTRÍFUGAS	450 HP PUMP DIVISION	

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 1.5 CAPACIDAD DE SEPARADORES ESTACIÓN SACHA NORTE 1

ESTACIÓN SACHA NORTE 1							
DESCRIPCION	AÑO	PRESION DE DISEÑO (PSI)	TEMPERATURA DE DISEÑO (°F)	PRESION DE OPERACIÓN (PSI)	DIAMETRO EXTERNO (PULG)	LONGITUD (PIES)	CAPACIDAD (BFPD)
SEPARADOR PRUEBA 1	1984	125	180	24 - 28			10000
SEPARADOR PRUEBA 2	1971	125	180	24 - 28			10000
SEPARADOR PRODUCCIÓN 1	1984	125	120	24 - 28	84	22	25000
SEPARADOR PRODUCCIÓN 2	1995	125	125	24 - 28	84	22	25000
SEPARADOR PRODUCCIÓN 3	1989	125	120	24 - 28	84	22	25000
SEPARADOR PRODUCCIÓN 4	1983	130	180	25 - 28	90	27	35000
FWKO	1997	125	150	24 - 28	84	27	31500

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 1.6 CAPACIDAD DE BOTAS DE GAS ESTACIÓN SACHA NORTE 1

ESTACIÓN SACHA NORTE 1			
DESCRIPCION	PRESION DE OPERACIÓN (PSI)	DIAMETRO EXTERNO (PULG)	LONGITUD (PIES)
BOTA DE GAS 1	14.7	70	
BOTA DE GAS 2	14.7	70	

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 1.7 CAPACIDAD DE TANQUES ESTACIÓN SACHA NORTE 1

ESTACIÓN SACHA NORTE 1				
TIPO	ALTURA Pies	DIAMETRO Pies	CAPACIDAD (Bls)	
			NOMINAL	OPERATIVA
TANQUE DE LAVADO	36	145	105880	97053
TANQUE DE SURGENCIA	24	145	70580	52939

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

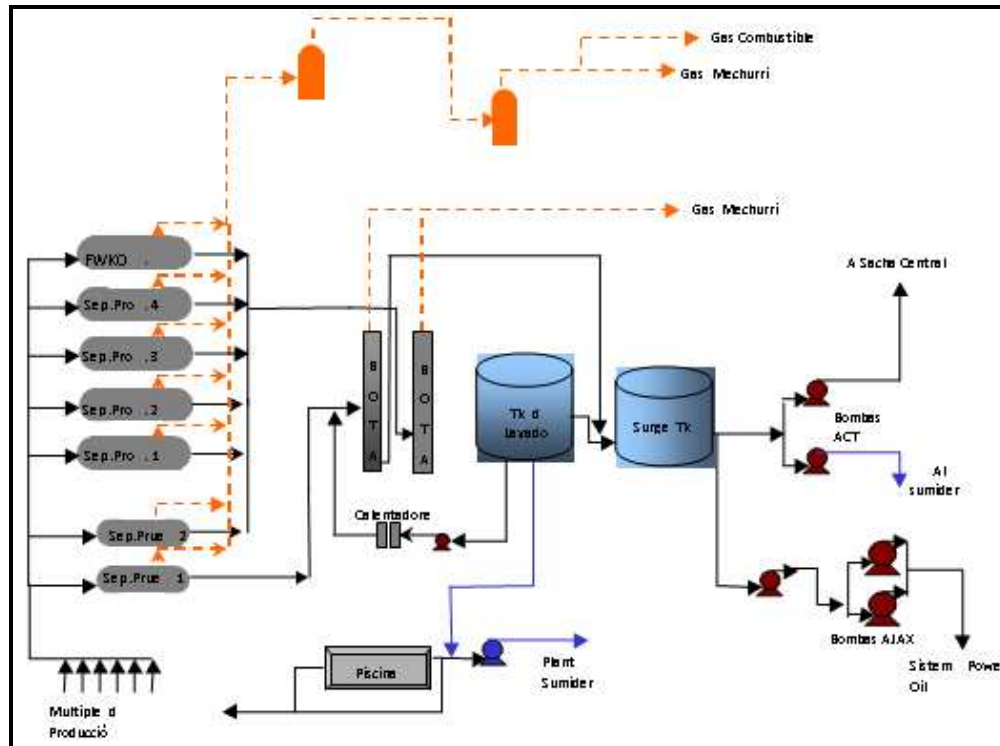
TABLA 1.8 PARÁMETROS FÍSICOS DEL CRUDO ESTACIÓN SACHA NORTE1

ESTACIÓN SACHA NORTE 1	
PARAMETROS	VALOR
GRAVEDAD API 60°F	25.2
GRAVEDAD ESPECÍFICA PETROLEO	0.903
GRAVEDAD ESPECIFICA GAS	1.4
PORCENTAJE DE AGUA (%A Y S)	56.61
VISCOSIDAD CP @ 80°F	58.74
VISCOSIDAD CP @ 120°F	21.63

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

FIGURA. 1.11 ESQUEMA DE PROCESOS ESTACIÓN SACHA NORTE 1



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

El gas separado en la estación es utilizado como combustible para los motores de combustión interna que generan la potencia para el sistema de bombas que se utiliza para el fluido motriz del sistema de levantamiento, el restante es enviado al mechero ó tea existente en la estación donde es quemado mas del 70% del gas producido.

La producción de agua en esta estación es la mayor del campo Sacha, alcanzando hasta un 60% ,la cual es dispuesta en una piscina o fosa API donde por un proceso de decantación y por efectos de densidad se separa el crudo que es arrastrado. El agua es enviada a través de un sistema de bombas a los pozos inyectoros que se encuentra en el área dispuestos en la zona para este fin.

Adicionalmente la estación posee un sistema de inyección de químicos del tipo antiespumante, demulsificante, antiparafrínico, antiescala y anticorrosivo, los cuales ayudan a los procesos de separación y a la preservación de las

instalaciones.

En cuanto al control y supervisión de las variables de proceso la estación Sacha Norte 1 opera en forma manual, ya que no existe una sala de control. Las condiciones de operación en esta estación son: presión aproximada entre 25 - 30 psi y una temperatura de 100°F¹¹.

1.7.2 ESTACIÓN SACHA NORTE 2

La estación Sacha Norte 2 maneja una producción aproximada de 16 MBFPD (proveniente de 26 pozos) ANEXO 1.3, de donde se extraen 10,3 MBPPD de crudo y 5,6 MBAPD de agua.

Es la de menor capacidad del grupo de estaciones existentes en el campo Sacha con una capacidad de separación instalada de 82.543 MBFPD.

El separador de mayor capacidad es usado para manejar pozos con alto contenido de agua; adicionalmente posee un (1) separador de prueba de 12 MBFPD para un total de 94.543 MBFPD. Posee también dos tanques, una de lavado con capacidad de 12600bls y uno de reposo con capacidad de 12000bls.

¹¹ °F: Grados Farenheit

**TABLA 1.9 ESTACIÓN SACHA NORTE 2
SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA**

ESTACIÓN SACHA NORTE 2 SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA		
ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCION GENERAL	ESTADO
3 MANIFOLDS	05 POSICIONES DE POZOS	FUNCIONANDO
1 BOMBA DE QUÍMICO	1/4 HP	FUNCIONANDO
2 BOMBAS BOOSTER	50 HP - BALDOR GENERAL ELECTRIC 600 GPM SER. KCT4115T	FUNCIONANDO
1 COMPRESOR DE AIRE	40 HP - TECO ELECTRIC	FUNCIONANDO
3 BOMBAS PARA A'CTS	100 HP/ GENERAL ELECTRIC SER. # MH533058	FUNCIONANDO
2 BOMBA DE SUMIDERO	10 HP / 25 HP	FUNCIONANDO
6 BOMBAS DE QUÍMICO	1/4 HP-MOD. 112100	FUNCIONANDO
1 COMPRESOR DE AIRE ELÉCTRICO	5 HP - MARCA RELIANCE	FUNCIONANDO
1 COMPRESOR DE AIRE A DIESEL	MOTOR LISTER HR2 25HP	FUNCIONANDO
2 BOMBA HORIZONTAL	250 HP - 450 HP REDA/TOSHIBA	FUNCIONANDO
2 BOOSTER ELÉCTRICA	25 HP-BALDOR	FUNCIONANDO
1 TRANSFORMADOR	500 KVA-480V	FUNCIONANDO
1 TANQUE DE LAVADO	12300 BARRILES	
1 TANQUE DE REPOSO	12090BARRILES	
1 TANQUE EN CONSTRUCCIÓN	60000 BARRILES	
1 TANQUE EMPERNADO	5000 BARRILES	
1 GENERADOR PARA BOMBA DE REINYECCIÓN	MOTOR CATERPILLAR 800HP 0,5 MEGAVATIOS	FUNCIONANDO
1 CENTRO DE CARGA	480V-1200A-16	FUNCIONANDO

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 1.10 CAPACIDAD DE SEPARADORES ESTACIÓN SACHA NORTE 2

ESTACIÓN SACHA NORTE 2							
DESCRIPCION	AÑO	PRESION DE DISEÑO (PSI)	TEMPERATURA DE DISEÑO (°F)	PRESION DE OPERACIÓN (PSI)	DIAMETRO EXTERNO (PULG)	LONGITUD (PIES)	CAPACIDAD (BFPD)
SEPARADOR PRUEBA 1	1981	125	100	24 - 28	72	20	12000
SEPARADOR PRODUCCIÓN 1	1971			24 - 28			20000
SEPARADOR PRODUCCIÓN 2	1980			24 - 28			10000
FWKO	2001	100	180	24 - 28			52543

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 1.11 CAPACIDAD DE BOTAS DE GAS ESTACIÓN SACHA NORTE 2

ESTACIÓN SACHA NORTE 2			
DESCRIPCION	PRESION DE OPERACIÓN (PSI)	DIAMETRO EXTERNO (PULG)	LONGITUD (PIES)
BOTA DE GAS 1	14.7	70	
BOTA DE GAS2	14.7	70	

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 1.12 CAPACIDAD DE TANQUES ESTACIÓN SACHA NORTE 2

ESTACIÓN SACHA NORTE 2				
TIPO	ALTURA Pies	DIAMETRO Pies	CAPACIDAD (BIs)	
			NOMINAL	OPERATIVA
TANQUE DE LAVADO	36	50	12600	10850
TANQUE DE SURGENCIA	30	60	12000	

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

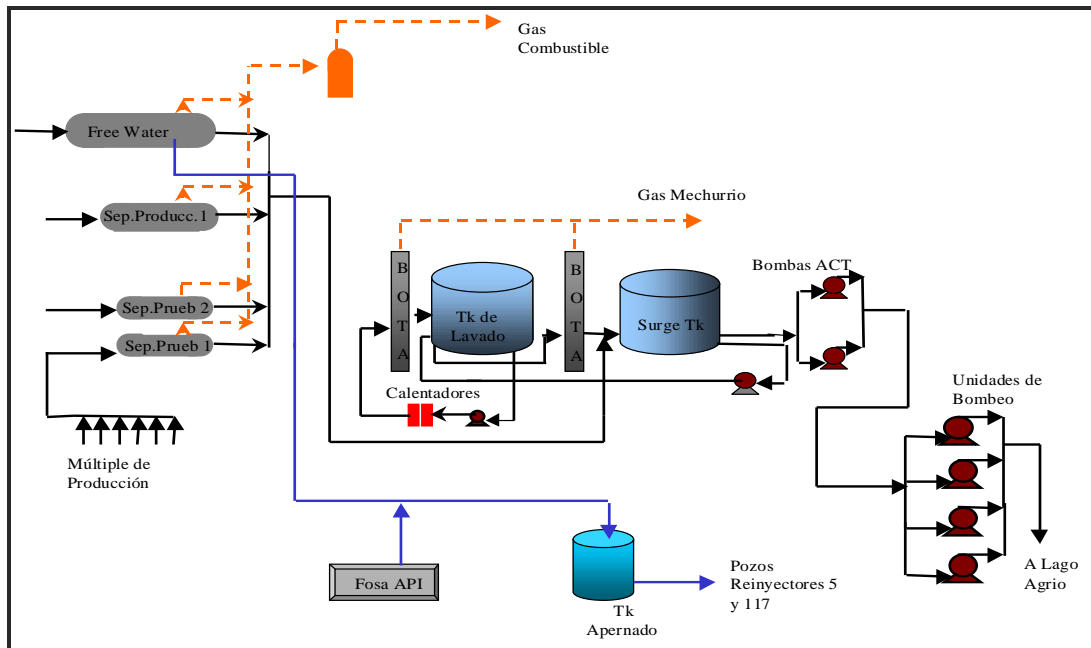
TABLA 1.13 PARÁMETROS FÍSICOS DE CRUDO SACHA NORTE 2

ESTACIÓN SACHA NORTE 2	
PARAMETROS	VALOR
GRAVEDAD API 60°F	26,9
GRAVEDAD ESPECÍFICA PETRÓLEO	0.895
GRAVEDAD ESPECÍFICA GAS	1.09
PORCENTAJE DE AGUA (%A Y S)	35.38
VISCOSIDAD CP @ 80°F	50.6
VISCOSIDAD CP @ 120°F	13.54

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

FIGURA. 1.12 ESQUEMA DE PROCESOS ESTACIÓN SACHA NORTE 2



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

El gas separado en la estación es utilizado como combustible para los motores de combustión interna que generan la potencia para el sistema de bombas que se utiliza para el fluido motriz del sistema de levantamiento; el remanente es enviado al mechero existente en la estación donde se quema un alto porcentaje del gas producido.

Manejan muy poca cantidad de agua, si la comparamos con las otras estaciones; el agua producida en la estación es dispuesta en una piscina o fosa API donde se

le retira el crudo que haya sido arrastrado, para luego ser inyectada en los pozos dispuestos en la zona para tal fin.

Posee un sistema de inyección de químicos del tipo antiespumante, demulsificante, antiparafínico, antiescala y anticorrosivo, los cuales ayudan a los procesos de separación y a la preservación de las instalaciones.

En cuanto al control y supervisión de las variables de proceso la estación Sacha Norte 2 opera en forma manual, ya que no existe una sala de control. Las condiciones de operación en esta estación son: presión aproximada entre 25 - 30 psi y una temperatura de 100°F.

1.7.3 ESTACIÓN SACHA SUR

La estación Sacha Sur maneja una producción aproximada de 23,1 MBFPD (proveniente de 46 pozos) ANEXO 1.3; de donde se extraen 13,9 MBPPD de crudo y 9,2 MBAPD de agua.

Es la segunda estación con mayor capacidad de separación en el campo Sacha con una capacidad de separación instalada de 111 MBFPD adicionalmente posee dos separadores de prueba de 15 MBFPD cada uno para un total en capacidad de separación de 141 MBFPD.

A pesar de poseer una gran capacidad de separación, su capacidad de almacenamiento es poca; solo posee dos (2) tanques; un tanque de lavado con una capacidad de 20000bls y otro tanque de reposo con una capacidad de 25000bls.

**TABLA 1.14 ESTACIÓN SACHA SUR
SISTEMA POWER OIL**

ESTACIÓN SACHA SUR SISTEMA POWER OIL		
ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCION GENERAL	ESTADO
9 MANIFOLDS	5 POSICIONES DE POZOS	OPERANDO
2 BOMBAS POWER OÍL	MOTOR WUAKESHA 1478 HP/ SER. 10616-1	FUNCIONANDO
1 BOMBA MULTIETAPAS TYPE 24HC7800	MOTOR ELÉCT. SIEMENS 900	FUNCIONANDO
1 BOMBA MULTIETAPAS TYPE 66ES30R0T	MOTOR ELÉCT. SIEMENS 350	RESERVA
1 BOOSTER DIESEL	MOTOR DEUZZ 45 HP / 8250446	FUERA DE SERVICIO
1 COMPRESOR DE AIRE (DIESEL)	MOTOR DEUZZ 32.6 HP / 8262194	FUNCIONANDO
9 BOMBAS DE QUÍMICO	1/4 HP	FUNCIONANDO
1 BOMBA PARA SUMIDERO	5 HP-GENERAL ELECTRIC SER. # XEP1595	FUNCIONANDO
1 BOMBAS HORIZONTAL	CENTRILIFT MOTOR 600HP	FUNCIONANDO
1 GENERADOR	365 KW CATERPILLAR	FUNCIONANDO
3 COMPRESORES DE GAS	FULLER	FUNCIONANDO
2 COMPRESORES DE AIRE	60 HP-WESTINGHOUSE SER X6P1240	FUNCIONANDO
1 BOMBA DE SUMIDERO	20 HP-WESTINGHOUSE SER. # 8101	FUNCIONANDO
1 BOMBA DE RECIRCULACIÓN	10 HP -GENERAL ELECTRIC	FUNCIONANDO
2 BOMBAS DE RECIRCULACIÓN CALENT.	10 HP -SIEMENS	FUNCIONANDO
2 DESHIDRATADOR DE GAS		FUNCIONANDO
2 ENFRIADOR DE GAS		FUNCIONANDO
1 BOMBA CAPTACIÓN DE AGUA	MOTOR LISTER 40 HP	

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 1.15 ESTACIÓN SACHA SUR SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA

ESTACIÓN SACHA SUR SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA		
ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCION GENERAL	ESTADO
2 BOMBAS HORIZONTALES	600 HP-Reda Ser. 94406264	FUNCIONANDO
1 BOOSTER ELÉCTRICA	75 HP-Marathon eléctric	FUNCIONANDO
1 BOOSTER ELÉCTRICA	25 HP- Marca Reliance	FUNCIONANDO
2 HPS	500 HP - 61 ETAPAS - REDA	INSTALANDO
1 HPS	450 HP61 ETAPAS - REDA	INSTALANDO

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 1.16 CAPACIDAD DE SEPARADORES ESTACIÓN SACHA SUR

ESTACIÓN SACHA SUR							
DESCRIPCION	AÑO	PRESION DE DISEÑO (PSI)	TEMPERATURA DE DISEÑO (°F)	PRESION DE OPERACIÓN (PSI)	DIAMETRO EXTERNO (PULG)	LONGITUD (PIES)	CAPACIDAD (BFPD)
SEPARADOR PRUEBA 1	1971	125	180	24 – 28			10000
SEPARADOR PRUEBA 1	1971	125	180	24 – 28			10000
SEPARADOR PRODUCCIÓN 1	1990	125	125	24 – 28			35000
SEPARADOR PRODUCCIÓN 2	1990	125	125	24 – 28	72	22	35000
SEPARADOR PRODUCCIÓN 3	2004	125	125	24 – 28			35000
FWKO	2001	125	185	24 - 28			36046

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 1.17 CAPACIDAD DE TANQUES ESTACIÓN SACHA SUR

ESTACIÓN SACHA SUR				
TIPO	ALTURA Pies	DIAMETRO Pies	CAPACIDAD	
			NOMINAL	OPERATIVA
TANQUE DE LAVADO	40	60	20000	18127
TANQUE DE SURGENCIA	35	70	24600	18500

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 1.18 CAPACIDAD DE BOTAS DE GAS ESTACIÓN SACHA SUR

ESTACIÓN SACHA SUR			
DESCRIPCION	PRESION DE OPERACIÓN (PSI)	DIAMETRO EXTERNO (PULG)	LONGITUD (PIES)
BOTA DE GAS 1	14.7	70	
BOTA DE GAS2	14.7	70	

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

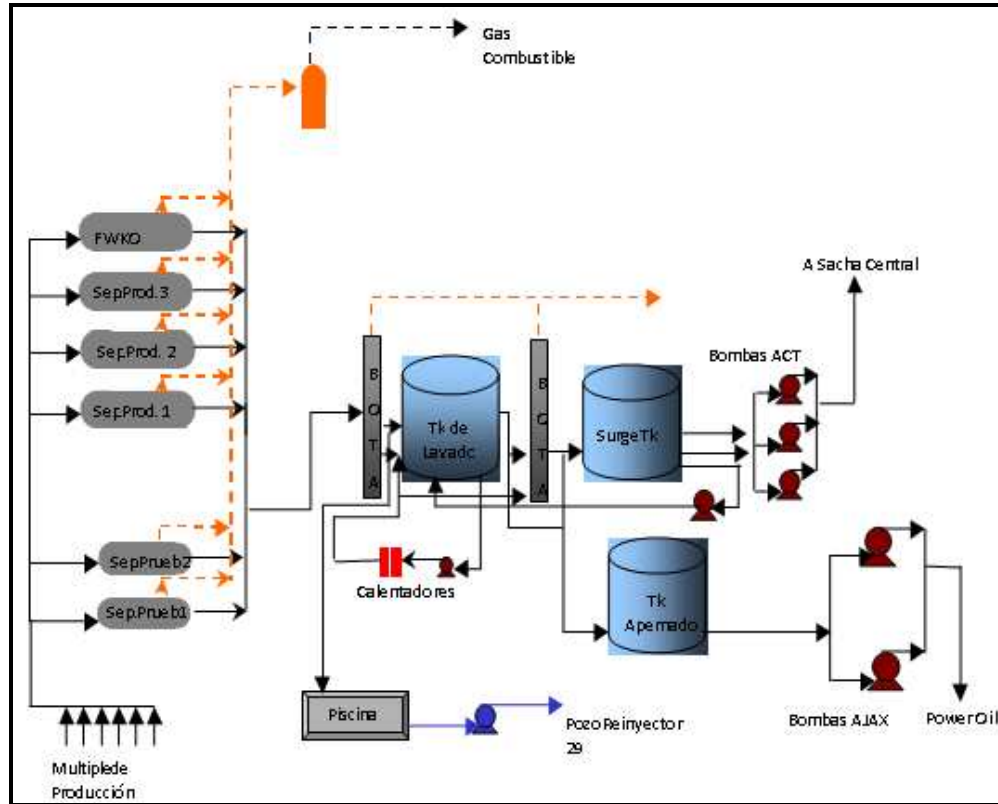
TABLA 1. 19 PARÁMETROS FÍSICOS DEL CRUDO ESTACIÓN SACHA SUR

ESTACIÓN SACHA SUR	
PARAMETROS	VALOR
GRAVEDAD API 60°F	27.8
GRAVEDAD ESPECÍFICA PETRÓLEO	0.88
GRAVEDAD ESPECÍFICA GAS	1.05
PORCENTAJE DE AGUA (%A Y S)	39.82
VISCOSIDAD CP @ 80°F	25.72
VISCOSIDAD CP @ 120°F	11.97

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

FIGURA. 1.13 ESQUEMA DE PROCESOS ESTACIÓN SACHA SUR



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

El gas separado al igual que las demás estaciones es utilizado como combustible para los motores de combustión interna que generan la potencia para el sistema de bombas que se utiliza para el fluido motriz del sistema de levantamiento y el remanente es enviado al mechero existente en la estación donde se quema un alto porcentaje del gas producido.

Las condiciones de operación son las mismas: presión aproximada entre 25 - 30 psig y una temperatura de 100°F, y al igual que las otras estaciones cuenta con un sistema de inyección de químicos del tipo antiespumante, demulsificante, antiparafínico, antiescala y anticorrosivo, los cuales ayudan a los procesos de separación y a la preservación de las instalaciones.

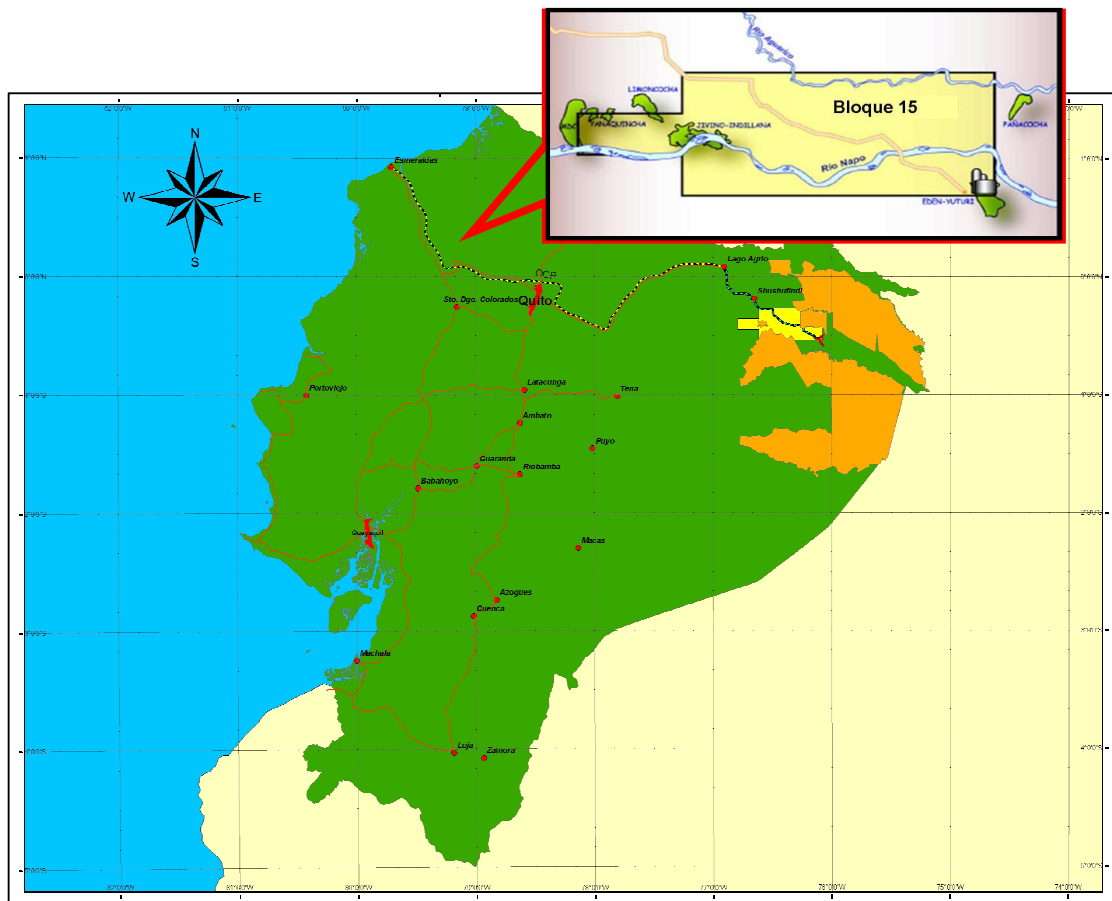
CAPITULO 2

DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN Y DE REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN USADA EN EL BLOQUE 15

2.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El Bloque 15, se encuentra ubicado en la región oriental ecuatoriana, al Sureste de la provincia de Sucumbíos la mayor parte y al Noreste de la provincia del Napo. Sus coordenadas geográficas están comprendidas entre $0^{\circ} 16'$ - $0^{\circ} 32'$ de latitud norte y $76^{\circ} 04'$ – $76^{\circ} 47'$ de longitud oeste.

MAPA 2.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL BLOQUE 15



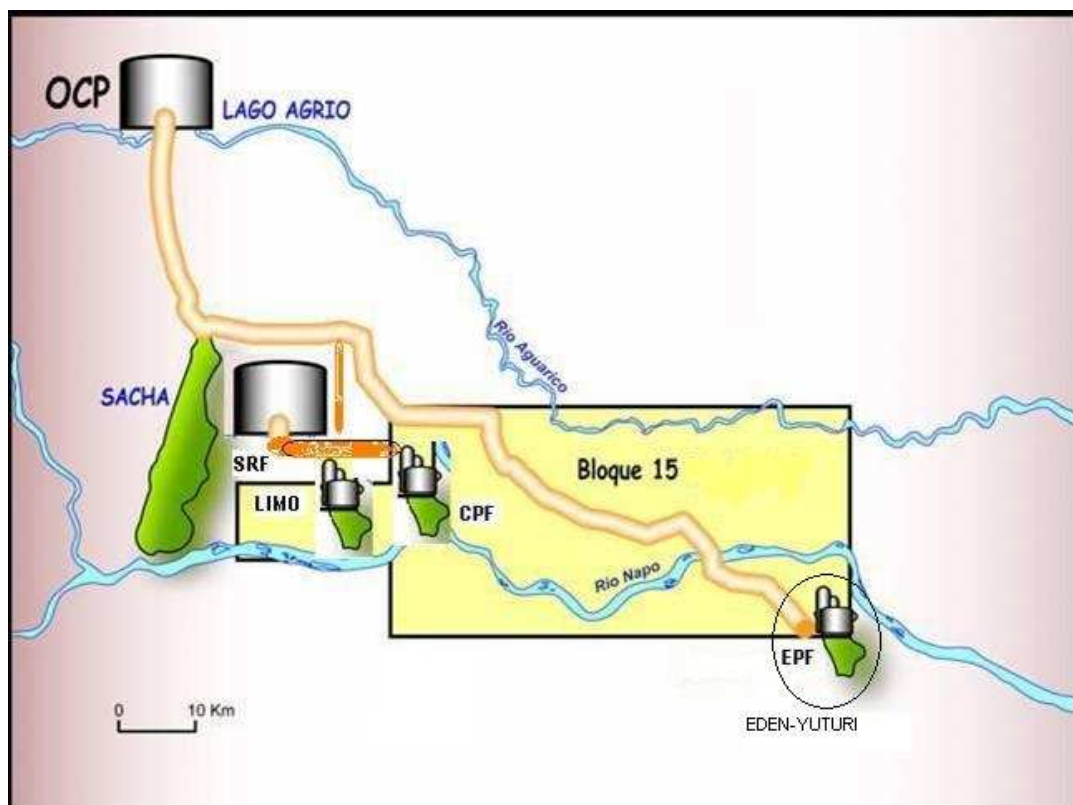
FUENTE: UB 15

La Unidad de Administración y Operación Temporal del Bloque 15 está encargada de operar los campos:

- Edén Yuturi
- Limoncocha
- Indillana
- Yanaquincha
- Paka Sur

El presente estudio se realizará respecto al Campo Edén-Yuturi que se encuentra localizado a 75 Km¹². al Sureste del Campo Shushufíndi y a 30 Km. al Sur del campo Pañacocho.

MAPA 2.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA CAMPO EDÉN YUTURI



FUENTE: UB 15

¹² Km: Kilómetros

2.2 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

Las facilidades de producción del campo Edén Yuturi actualmente se componen de seis plataformas de producción, una plataforma de inyección de agua, una planta de procesamiento “EDÉN PRODUCTION FACILITIES (EPF)” y una línea de recolección fluidos de 18pulg¹³, que une las plataformas A, C, D, F y G.

La plataforma B envía la producción directamente a la planta de procesamiento.

Las plataformas de producción tienen las siguientes capacidades:

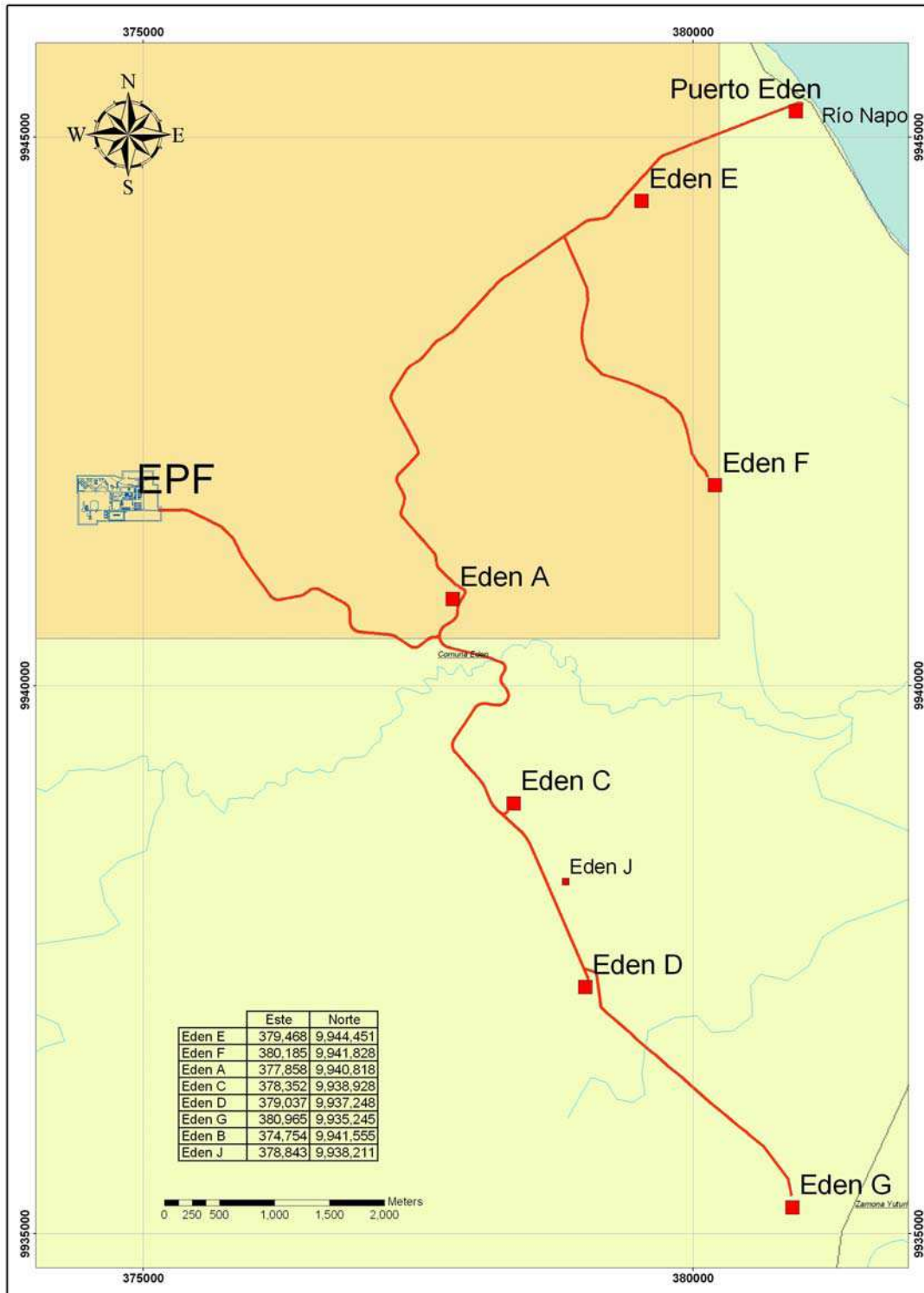
TABLA 2.1 DESCRIPCIÓN DE PLATAFORMAS DE PRODUCCIÓN

PLATAFORMA	NÚMERO DE POZOS DE PRODUCCIÓN
A	20
B	3
C	13
D	14
F	3
G	4

FUENTE: UB 15

¹³ pulg: pulgadas

FIGURA 2.1 LOCALIZACIÓN ISLAS DE PRODUCCIÓN



FUENTE: UB 15

Esta estación maneja una producción aproximada de 61MBPPD de petróleo de 19.6° API, 231MBAPD de agua, es decir un BSW de 79.1%, proveniente de 70 pozos, no registra mayor producción de sólidos y la plataforma de inyección de agua cuenta con ocho (8) pozos inyectoros.

El crudo que se entrega hacia el oleoducto posee un porcentaje de agua oscilante entre el 0.3% y 0.5%

Actualmente, Edén Production Facilities (EPF) tiene capacidad para procesar 440.000BFPD, divididos en: 260.000 BAPD¹⁴ y 180,000 BPPD. Posee una capacidad de separación instalada de 346 MBFPD, adicionalmente posee dos (2) Oil Flash Vesels de 50MBFPD (los cuales son utilizados básicamente como FWKO), dos deshidratadores electrostáticos de 45000bls cada uno, cuatro (4) tanques para crudo de 11000bls y dos (2) tanques para almacenamiento de agua de 45000bls.

2.2.1 CICLO OPERATIVO DE LA ESTACIÓN EDÉN PRODUCTION FACILITIES

La estación Edén Production Facilities (EPF) funciona mediante un sistema cerrado de inyección continua, entendiéndose por esto que el agua que se produce es la que se reinyecta a la formación.

La producción proveniente de 70 pozos del campo Edén Yuturi llega hacia 2 trenes de producción cada uno conformado por:

- Dos separadores de primera etapa, Free Water Knock Out (FWKO)
- Un separador de segunda etapa, Oil Flash Vessel (OFV)
- Sistema de calentamiento e intercambiadores de calor
- Un deshidratador electrostático
- Una Bota de Gas

¹⁴ BAPD: Barriles de agua por día

A continuación se detallará el proceso que se sigue en un tren de producción. En este proceso podemos diferenciar tres ciclos existentes:

- **CICLO DEL PETRÓLEO:** Este comienza cuando el crudo llega hacia los FWKO en donde es separado en primera etapa agua gas y petróleo, el cual es enviado directamente desde cada FWKO hacia un OFV.

La función del Oil Flash Vessel OFV nunca se cumplió como tal, ya que desde su instalación ha sido utilizado como otro FWKO, en donde se separa en segunda etapa el agua del petróleo, que es enviado hacia el deshidratador electrostático en donde se extrae un petróleo casi libre de agua que es direccionado hacia una bota de gas para luego permanecer en los tanques de almacenamiento de petróleo.

- **CICLO DEL AGUA:** El agua de formación separada obtenida de cada FWKO, OFV y deshidratador es dirigida en líneas de flujo hacia los tanques de almacenamiento de agua. Una vez aquí el fluido se traslada hacia 8 bombas Booster que elevan la presión y entregan una presión de succión necesaria a las 9 bombas de inyección desde donde el agua se transmite a los 8 pozos inyectores existentes actualmente.
- **CICLO DEL GAS:** Una vez que el gas ha sido separado del agua y el petróleo en cada FWKO, OFV y deshidratador es dirigido a través de líneas de flujo hacia un Scrubber, luego un calentador de gas desde el cual es desplazado hacia 3 generadores de 3.0 MW¹⁵ de capacidad cada uno, en los que el gas es utilizando como combustible para producir energía eléctrica. El gas remanente es quemado en un sistema de Tea finalizando el proceso de separación.

¹⁵ MW: Mili vatios

**TABLA 2.2 ESTACIÓN EDEN PRODUCTION FACILITIES
SISTEMA DE REINYECCION DE AGUA**

ESTACIÓN EDEN PRODUCTION FACILITIES SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA		
ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	CAPACIDAD BFPD	ESTADO
4 BOMBAS BOOSTER AGUA	65000	FUNCIONANDO
9 BOMBAS INYECCION A ALTA PRESION	32000	FUNCIONANDO

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

**TABLA 2.3 ESTACIÓN EDEN PRODUCTION FACILITIES
SISTEMA DE TRANSPORTE DE CRUDO**

ESTACIÓN EDEN PRODUCTION FACILITIES SISTEMA DE TRANSPORTE DE CRUDO		
ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	CAPACIDAD BFPD	ESTADO
3 BOMBAS BOOSTER CRUDO	60000	FUNCIONANDO
3 BOMBAS DESPACHO DE CRUDO	45000	FUNCIONANDO

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

**TABLA 2.4 CAPACIDAD DE SEPARADORES ESTACIÓN EDEN PRODUCTION
FACILITIES TREN 1**

ESTACIÓN EDEN PRODUCTION FACILITIES						
EQUIPO	PRESION DE DISEÑO (PSI)	TEMPERATURA DE DISEÑO (°F)	PRESION DE OPERACIÓN (PSI)	DIAMETRO EXTERNO (PULG)	LONGITUD (PIES)	CAPACIDAD (BFPD)
FWKO 1	330	200	45 – 125	108	45	109000
FWKO 2	330	200	45 – 125	108	45	109000
OFV	100	250	45 – 125	144	48	50000
DEHY- DRATOR	100	250	45 – 125	144	50	45000

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 2.5 CAPACIDAD DE SEPARADORES ESTACIÓN EDEN PRODUCTION FACILITIES TREN 2

ESTACIÓN EDEN PRODUCTION FACILITIES						
EQUIPO	PRESION DE DISEÑO (PSI)	TEMPERATURA DE DISEÑO (°F)	PRESION DE OPERACIÓN (PSI)	DIAMETRO EXTERNO (PULG)	LONGITUD (PIES)	CAPACIDAD (BFPD)
FWKO 1	330	200	45 – 125	108	45	109000
FWKO 2	330	200	45 – 125	108	45	109000
OFV	100	250	45 – 125	144	48	50000
DEHYDRATOR	100	250	45 – 125	144	50	45000

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 2.6 CAPACIDAD DE TANQUES ESTACIÓN EDEN PRODUCTION FACILITIES

ESTACIÓN EDEN PRODUCTION FACILITIES				
EQUIPO	CODIGO	DIAMETRO	ALTURA	CAPACIDAD NOMINAL
		Pies	Pies	BFPD
WATER DISPOSAL TANK	T – 204	38	43	45000
WATER DISPOSAL TANK	T – 205	38	43	45000
OIL STORAGE TANK	T – 400	50	32	11000
OIL STORAGE TANK	T – 202	50	32	11000
OIL STORAGE TANK	T – 203	50	32	11000
OIL STORAGE TANK	T – 405	50	32	11000

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

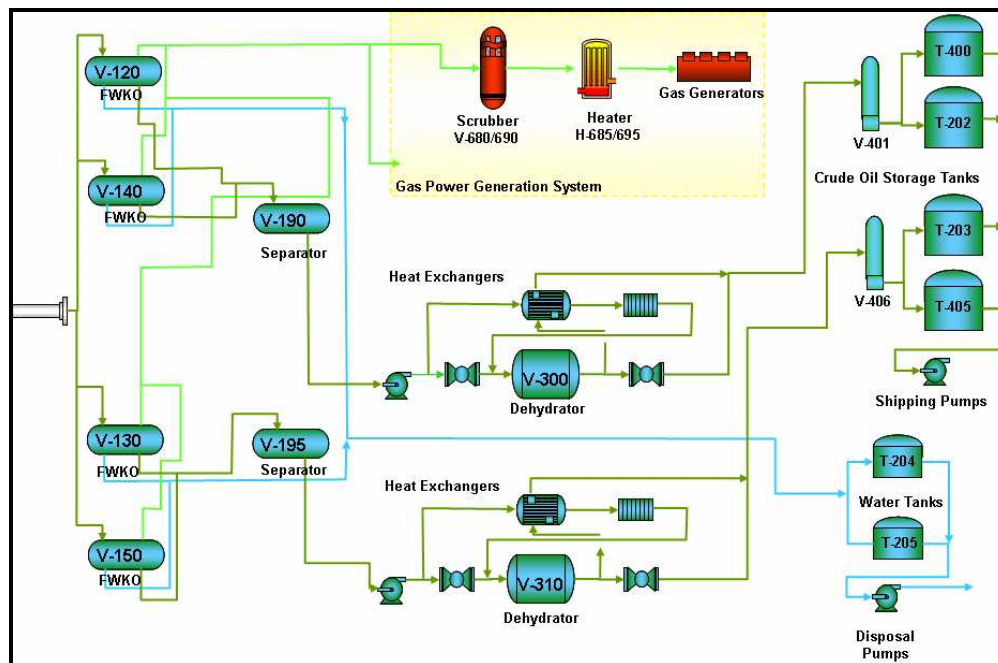
**TABLA 2.7 PARÁMETROS FÍSICOS DE CRUDO ESTACIÓN EDEN
PRODUCTION FACILITIES**

ESTACIÓN EDEN PRODUCTION FACILITIES	
PARAMETROS	VALOR
GRAVEDAD API 60°F	19.6
GRAVEDAD ESPECÍFICA CRUDO	0.93
GRAVEDAD ESPECÍFICA GAS	0.94
VISCOSIDAD CP @ 80°F	46.9
VISCOSIDAD CP @ 120°F	27.84

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

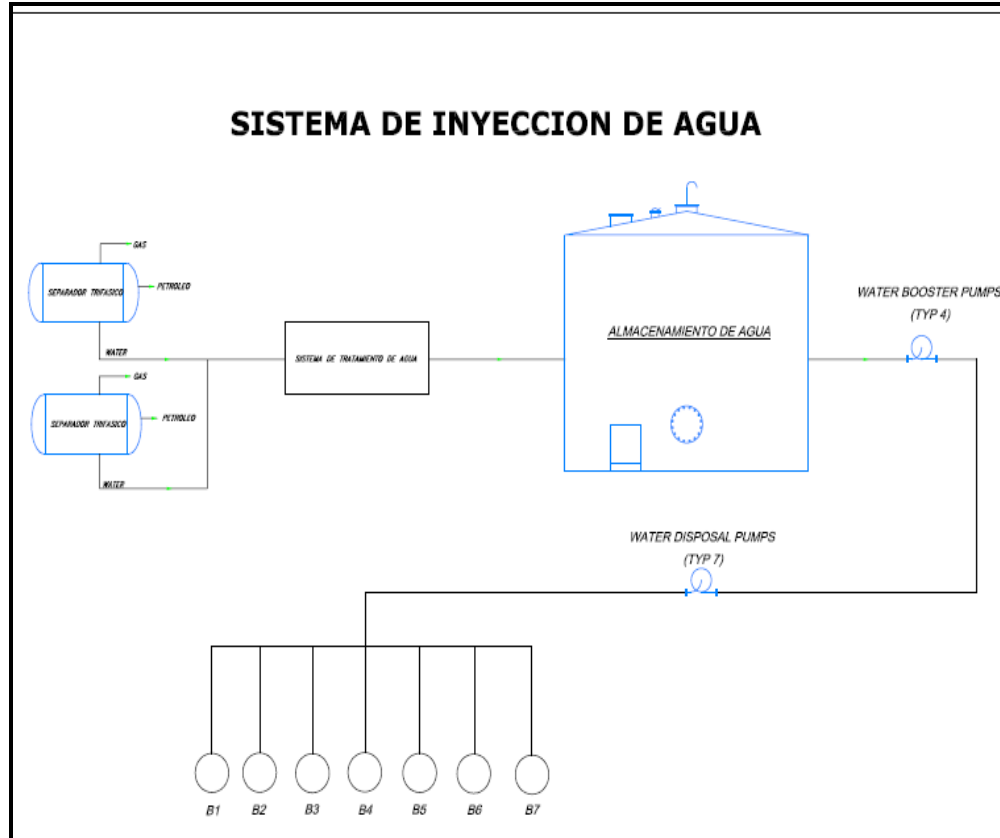
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

FIGURA 2.2 DIAGRAMA ESTACIÓN EDÉN PRODUCTION FACILITIES



FUENTE: UB 15

FIGURA 2.3 DIAGRAMA SISTEMA INYECCIÓN DE AGUA



FUENTE: UB 15

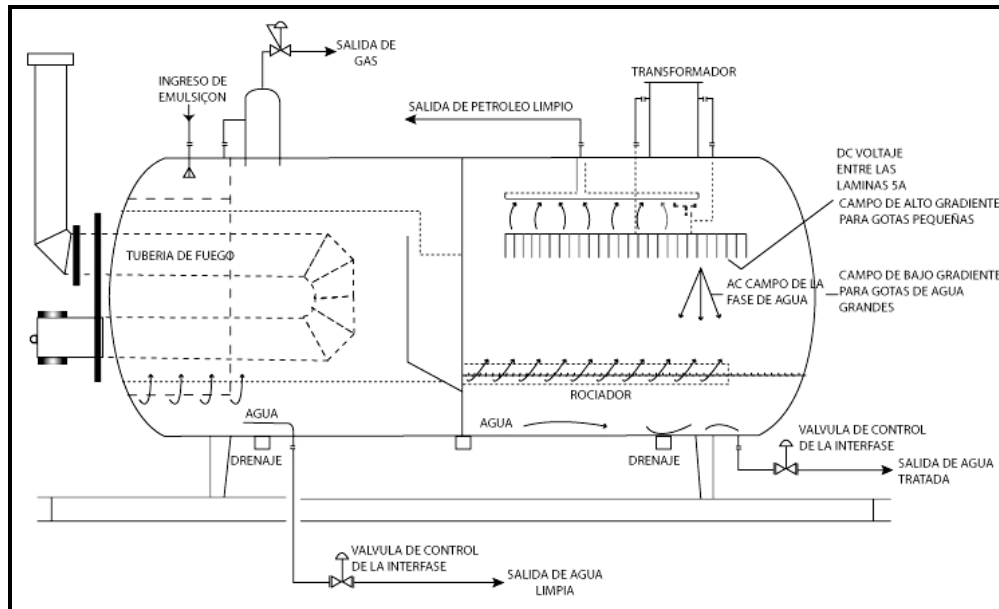
2.3 DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS

En esta sección se describirá el funcionamiento de los 2 equipos diferentes que muestra la estación Edén Production Facilities, el Deshidratador Electrostático y Oil Flash Vessel.

El Deshidratador Electrostático será analizado con mayor detalle debido a que el OFV nunca fue utilizado como tal.

2.3.1 DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO:

FIGURA 2.4 DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO



FUENTE: UB 15

2.3.1.1 Principio de Funcionamiento

Este equipo funciona bajo el principio de efecto electrostático. La molécula de agua es polar, por lo tanto, un campo eléctrico incrementa la coalescencia de las gotas dispersas en el aceite, por dos mecanismos que actúan simultáneamente:

1. Sometidas a un campo electrostático, las gotas de agua adquieren una carga eléctrica neta.
2. La distribución al azar de las gotas de agua en el seno del aceite, al pasar por el campo electrostático se alinean con su carga positiva orientada al electrodo cargado (negativo).

La base para la unión o coalescencia electrostática de las gotas la proporciona la propia molécula de agua; formada por una parte de oxígeno y dos de hidrógeno que al unirse configuran un campo eléctrico. El centro del componente positivo, el hidrógeno, está en un extremo y el componente negativo, el oxígeno, está en el

otro. Esto es un dipolo y responde a la aplicación de un campo eléctrico.

Bajo la influencia de un campo eléctrico una gota de agua se deforma elipsoidalmente. Con el alargamiento de la gota, la película que la rodea puede romperse, facilitando la coalescencia de gotas adyacentes.

De mayor importancia es el desplazamiento de las gotas bajo el efecto eléctrico. Las gotas adyacentes se alinean con las líneas de fuerza del campo eléctrico y con el voltaje de la corriente alterna, las gotas se afectarán 120 veces/seg. Al mismo tiempo el electrodo positivo atrae a las cargas negativas y el electrodo negativo a las cargas positivas.

Si la distancia entre partículas disminuye, la fuerza de atracción aumenta en forma notable. La respuesta a la coalescencia ocurre en centésimas de segundo. Un aumento en el gradiente eléctrico podría acelerar el proceso, pero el voltaje fluctúa entre 12000 y 30000 voltios y varía inversamente proporcional a la densidad del crudo y a la conductividad de la emulsión por tratar, y si el voltaje sobrepasa el valor del voltaje crítico para la partícula, ésta puede desintegrarse

Casi inmediatamente después que el crudo entra al campo eléctrico, las gotas de agua comienzan a combinarse o coalescen se forman gotas de mayor tamaño y peso que caen por su propia gravedad facilitando la separación del agua.

Para la generación de este campo electrostático se necesita de los siguientes elementos primarios:

1. Fuente de poder o transformador, el cual convierte el voltaje de línea (corriente alterna de una fase, 220 a 480 voltios 50 o 60 ciclos) al voltaje de línea requerido que alimenta a los electrodos de carga.
2. Electrodo inferiores o de carga.
3. Electrodo a tierra que permanecen suspendidos sobre los electrodos de carga.

2.3.1.2 Funcionamiento

El fluido entra a la vasija, chocando con los ciclones antiespuma, en esta cámara se produce la separación de gas, el cual sale por la parte superior de la vasija pasando por el extractor de neblina dirigiéndose hacia la tea de baja presión con su respectivo control de presión.

La emulsión crudo/agua pasa por la parte inferior del baffle de la vasija hacia la cámara de coalescencia, pasando por el distribuidor ranurado que permite el flujo a través de la sección de acumulación de agua donde se realiza un proceso de lavado alcanzando luego la sección de coalescencia y precipitación electrostática donde se presenta la polarización de las gotas de agua.

La sección de recolección de aceite limpio está ubicada sobre las mallas generadoras de campo eléctrico y consta de un colector fabricado en tubo perforado en el eje superior con huecos.

El crudo sale por una boquilla de ubicada en la parte superior y el agua separada en ésta cámara se retira por el drenaje de la parte inferior donde se encuentra instalado un rompedor de vórtice, en esta sección se considera que la presencia del gas asociado en el agua es mínima.

2.3.1.3 Requerimientos para el uso del Deshidratador Electrostático

Un deshidratador electrostático debe ser usado:

- Cuando el gas combustible para calentar la emulsión no está disponible o es muy costoso.
- Cuando la pérdida de gravedad API es económicamente importante.
- Cuando grandes volúmenes de crudo deben ser tratados en una planta a través de un número mínimo de recipientes.

2.3.1.4 Ventajas del uso del Deshidratador Electrostático

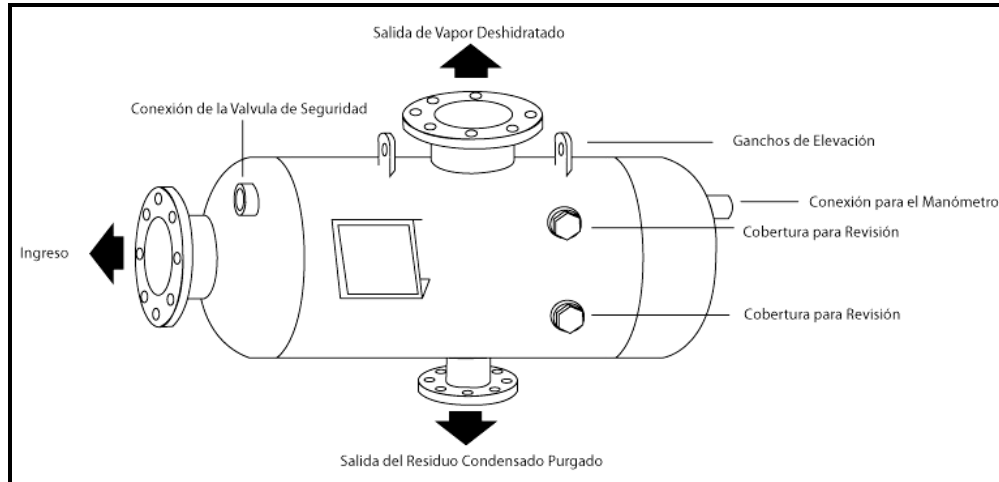
- Se requiere recipientes de menor tamaño
- Se requiere menos reactivos químicos (25 a 75 % de ahorro)
- Se requiere menos calor
- Pueden remover mayor cantidad de agua que otros tratadores
- Se mantiene el volumen y °API del aceite tratado
- Prácticamente no requiere mantenimiento
- Se incrementa la capacidad de manejo de crudo.
- Se evita daños por corrosión en las tuberías
- Se evitan emulsiones “Fuertes” por tiempo de contacto agua- aceite en flujos turbulentos disminuyendo los costos de tratamiento.
- El agua separada se aprovecha (en ocasiones) para procesos de recuperación secundaria.

2.3.1.5 Desventajas del uso del Deshidratador Electrostático

- Gasto adicional del sistema eléctrico requerido, sistemas de control y mantenimiento.
- Alto costo de fabricación.
- Alta fluctuación de voltaje
- Si el voltaje sobrepasa el valor del voltaje crítico para la partícula, ésta puede desintegrarse
- En campos nuevos, si por algún motivo se decide emplear tanques deshidratadores, el agua y el aceite se estratificaran en forma alternada, dificultando la separación efectiva de las fases. En otros casos pueden requerirse temperaturas de 100 °C o mayores, lo cual resulta impráctico desde cualquier punto de vista.

2.3.2 OIL FLASH VESSEL

FIGURA 2.5 OIL FLASH VESSEL



FUENTE: UB 15

El mayor problema con el petróleo es su inflamabilidad, las fracciones ligeras son más volátiles que las fracciones pesadas de petróleo. Este equipo remueve de una forma segura las fracciones ligeras del crudo para proveer un líquido que tenga un punto de flash mayor que 60°C ¹⁶ el cual es considerado como de una clase de líquido 3A de acuerdo a la clasificación de seguridad del NFPA (National Fire Protection Association) para combustibles líquidos de petróleo los cuales pueden ser usados de forma segura para manejar un motor como uno que funcione con diesel.

2.3.2.1 Funcionamiento

Antes de entrar al equipo un calentador está preparado para calentar el crudo. Los medios de control deben ser proporcionados para mantener la temperatura del calentador a la temperatura deseada la cual debería estar entre 180°C y 260°C y preferentemente alrededor de los 210°C , pero esto depende de la composición del petróleo. El calentador debería ser eléctrico o uno cuyo medio de calefacción sea el vapor.

¹⁶ °C: Grado Centígrado

El equipo también provee un método de producción de una clase de combustible segur. Toma una porción del crudo, típicamente sobre una base continua; que abastece la porción de petróleo a un medio de calefacción e incrementa la temperatura del petróleo, proveyendo un petróleo calentado al flash vessel; evaporando las fracciones ligeras del petróleo de tal modo que el líquido restante tenga un punto de flash mayor que los 60°C, reteniendo el líquido restante para usarlo como combustible.

El líquido restante no vaporizado del petróleo llena la base del flash vessel. La fase del líquido pasa vía tubería dentro de un enfriador bajo el control de una bomba colocada en la tubería después del enfriador.

Un módulo de control de velocidad sobre la bomba controla el nivel del líquido en el flash vessel aproximadamente en 500mm¹⁷ de espesor.

2.3.2.2 Especificaciones

El funcionamiento de un flash vessel es simple y no necesita de instrucciones especiales de operación. Los flash vessel son diseñados para operara a altas temperaturas y se debería tener cuidado para evitar que el personal pueda resultar lastimado si el equipo tiene algún problema.

Estos equipos no requieren una rutina de mantenimiento, sin embargo, se lo debe revisar periódicamente. Los flash vessel deberían ser incluidos en un plan de revisión, incluyendo una inspección visual interna por signos de corrosión excesiva, por una persona competente y calificada la cual es responsable de la frecuencia de la revisión.

¹⁷ mm: milímetros

2.3.3 SISTEMA DE CONTROL

2.3.3.1 Fundamentos de Control Automatizado

Un sistema de control mantiene las variables del proceso tasa de flujo, presión, nivel, temperatura, sin mayor alteración con respecto a los valores preestablecidos.

2.3.3.1.1 Procesos Estables

Son todos aquellos en los cuales la variable controlada no manifiesta oscilación alrededor del punto de ajuste.

2.3.3.1.2 Procesos No Estables

Cuando el circuito actúa correctamente y va a responder de una manera razonablemente rápida a los cambios que se originan en el proceso.

2.3.3.2 Controladores

El seleccionar un controlador implica garantizar un modo de señal retroalimentada desde el instrumento a la válvula de control. Para esto deber tener un buen conocimiento de los requerimientos del proceso y de las características correspondientes de los controles disponibles en el mercado.

2.3.3.2.1 Control Local

Están localizados lo más cerca posible a los puntos de determinación y control, son casi siempre neumáticos con instrumentación a base de aire o gas. Además son de bajo costo y simples. Sin embargo su monitoreo toma más tiempo detectar problemas y solucionarlos.

2.3.3.2.2 Control Central – Analógico – Neumático

Aquí se encuentran localizados controladores de nivel de interface, presión, crudo, etc. Con sus respectivas alarmas para alta, baja, alta-alta y baja-baja de las diferentes variables del proceso a ser controladas.

Sus velocidades de transmisión son casi instantáneas y se la estima en 1seg/100pies de tubería y la distancia desde el regulador al proceso puede ser hasta de varios kilómetros.

2.3.3.2.3 Control Computarizado

Este sistema de control monitorea un gran número de variables del proceso y toma decisiones a gran velocidad mejorando calidad, eficiencia y seguridad, se le conoce como PLC (Control Lógico Programado)

El computador recibe información en fracción de segundos de un proceso analógico, realiza corrección y ajustes al grupo de puntos de ajustes de los reguladores para mantener estable el proceso.

2.3.3.3 Instrumentos de Control

Los instrumentos de control son todos aquellos que se utilizan en un lazo de control. Un lazo de control se expresa así:

Transmisor – Controlador Indicador – Válvula de control

2.3.3.3.1 Transmisores

Son instrumentos que miden la variable que se desea controlar que puede ser caudal, nivel, temperatura o presión, estos instrumentos transmiten incesantemente las señales de medición convertidas en señales neumáticas o eléctricas en forma rápida y precisa.

Si la señal que se transmite es neumática, los rangos de control estarán entre 3 – 15psi como norma. Si la transmisión es electrónica, los rangos de control estarán entre 4 – 20 miliamperios.

Los transmisores más utilizados en las mediciones de nivel son los de tipo flotador y tipo capacitivo. El sistema capacitivo consiste de un condensador eléctrico formado por un electrodo y las paredes del tanque, el cual usa el líquido como dieléctrico. Las variaciones de nivel causan variaciones de capacitancia, que son convertidas en unidades de nivel para luego posicionar una salida de 4 a 20

miliamperios. El transmisor capacitivo es utilizado en la medición de niveles de interface agua/crudo.

2.3.3.3.2 Transductores

Su finalidad es convertir las señales, existen dos tipos, los de corriente a presión y los transductores de presión a corriente.

Un transductor de corriente a presión recibe una señal de entrada eléctrica y produce una señal de salida neumática. Estos transductores aceptan valores de corriente de 4 – 20 miliamperios y proporciona un rango proporcional de salida entre 3 – 15 psi en la unidad.

La razón de convertir una señal eléctrica en neumática es que los sistemas neumáticos son confiables y precisos en el posicionamiento de los elementos finales de control.

2.3.3.3.3 Controladores – Indicadores

En los sistemas de control automático los instrumentos fundamentales para ejercer el control son los controladores, estos detectan, miden y comparan los cambios que se dan en la variable del proceso. Para efectuar el control, el controlador emplea la diferencia entre un valor particular llamado valor de referencia o punto de ajuste y la variable del proceso. Esta diferencia entre los dos se llama error de configuración.

Los controladores deciden si la señal medida es mayor o menor que la referencia, generando una señal que hace operar al elemento final de control, el cual ajusta el estado del proceso al provocar un cambio en la medida.

2.3.3.3.4 Válvulas de Control

Son elementos finales de regulación comúnmente utilizados en un lazo de control. Puede decirse que son básicamente un orificio de restricción variable y su función consiste en modular, de acuerdo con una señal el caudal de un fluido de proceso dejando pasar solamente la cantidad requerida, de tal forma que se mantenga el equilibrio del sistema.

Las válvulas de control automáticas son de tipo diafragma (neumáticas) por lo que se necesitan aire de instrumento para funcionar, tienen un regulador o reductor de presión, el cual alimenta con aire a la válvula.

Al aplicar aire a presión a la cámara superior, a dicha presión correspondería una fuerza que, actuando sobre el diafragma, lo desplazaría hacia abajo junto con el vástago, hasta ser equilibrada con la fuerza del resorte.

Toda válvula de control opera con una línea de desvío para trabaja en caso de daño o mantenimiento.

Todas las válvulas de control de nivel cierran a falla de aire para bloquear el fluido y todas las válvulas de presión abren a falta de aire para desfogar el gas.

Las válvulas de nivel responden a los controladores indicadores de nivel (LIC), si el nivel es mayor que el punto de ajuste la válvula abre y si es menor la válvula cierra. A falta de aire la válvula cierra.

Las válvulas de presión responden a los controladores indicadores de presión (PIC), si la presión es mayor al punto de ajuste la válvula abre y si es menor, cierra. A falta de aire la válvula abre.

2.4 ESTUDIO COMPARATIVO DE EQUIPOS BLOQUE 15 – ESTACIONES CAMPO SACHA

A continuación se realizará un análisis sobre los equipos existentes tanto en las estaciones de producción Sacha Norte 1, Sacha Norte 2 y Sacha Sur del Campo Sacha y aquellos existentes en la estación Eden Production Facilities del Campo Edén Yuturi del Bloque 15.

Con este análisis se establecerán los parámetros necesarios para la instalación, en el caso de que fuera necesaria de los dos equipos anteriormente mencionados.

TABLA 2.8 ESTUDIO COMPARATIVO DE EQUIPOS

ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	ESTACIONES DE PRODUCCIÓN CAMPO SACHA	EDÉN PRODUCTION FACILITIES
SEPARADOR BIFÁSICO	X	-
SEPARADOR TRIFÁSICO FWKO	X	X
OIL FLASH VESSEL OFV	-	X
DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO	-	X
BOTA DE GAS	X	X
MECHERO	X	X
SISTEMA DE INSTRUMENTACIÓN	-	X

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Como puede observarse, los equipos Oil Flash Vessel OFV y Deshidratador Electrostático (cuyo funcionamiento ha sido descrito anteriormente) son utilizados únicamente en la estación Edén Production Facilities (EPF).

Analizando los requerimientos para que estos equipos funcionen y tomando en cuenta que los 2 OFV existentes en EPF nunca fueron utilizados como tales sino únicamente como FWKO en el capítulo siguiente se procederá a diseñar un deshidratador horizontal térmico debido a que, en el Campo Sacha no se cuenta con el requerimiento necesario de energía eléctrica y estabilidad de voltaje.

En el caso del OFV, este queda descartado en el diseño de las estaciones del Campo Sacha.

En el sistema de reinyección de agua, debido a que se busca un sistema cerrado, las piscinas API serán reemplazadas por tanques desnatadores cuyo diseño se presenta en el siguiente capítulo.

Con respecto al sistema de instrumentación y sistema SCADA, este es de uso único de las estación Edén Production Facilities (EPF), en el campo Sacha no

existe un sistema de instrumentación.

Además, en EPF, existe un sistema de supervisión y control que no se encuentra muy bien desarrollado y el cual que no existe en el Campo Sacha.

CAPITULO 3

REDIMENSIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS Y REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN

3.1 ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN

3.1.1 CRONOGRAMA DE POZOS A PERFORARSE EN LOS AÑOS 2009, 2010, 2011 Y 2012.

Conociéndose la declinación natural del Campo, Petroproducción ha previsto la perforación de 8 nuevos pozos que para el año 2009, cuya producción afectará al redimensionamiento de los equipos existentes aspecto analizado más adelante en este capítulo.

Con el cronograma de producción se ubican los pozos plataforma donde se perforarán los nuevos pozos y se determinan los pozos que llegarán a cada estación. De esta forma se concluye que:

En el año 2009, hacia la estación Sacha Norte 1 llegarán 4 pozos, hacia la estación Sacha Norte 2 llegará 1 pozo y hacia la estación Sacha Sur llegarán 3 pozos.

En el año 2010, 2 pozos llegarán a la estación Sacha Norte 1, y 2 pozos a la estación Sacha Sur.

En el año 2011, 3 pozos llegarán a la estación Sacha Norte 2 y 2 pozos a la estación Sacha Sur.

Finalmente, en el año 2012, 3 pozos llegarán a la estación sach norte 1 y 2 a la estación Sacha Norte 2.

3.1.2 PROYECCIÓN DEL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN

Como se ha manifestado, la perforación de los nuevos pozos incide en la cantidad de fluido que se manejará en un futuro.

Por datos otorgados por el Departamento de Ingeniería de Petroproducción se conoce que el índice de declinación del petróleo es del 9%, del gas 8.8% e índice de aumento del agua 0.06%, en base a estos parámetros se ha desarrollado la proyección de la producción para los 8 nuevos pozos perforados.

La expresión matemática general para la tasa de producción puede ser expresada como:

$$\frac{dq}{qt} = -\frac{1}{\alpha} q \quad (3.1)$$

La tasa de declinación ($1/\alpha$) en esta ecuación puede ser constante o variable con el tiempo y, por ser simple en su uso se representa como una línea recta fácil de extrapolar.

Si se integra la (Ec. 3.1) y se asume declinación constante, obtenemos:

$$\begin{aligned} \frac{dq}{q} &= -\frac{1}{\alpha} dt \\ \int \frac{dq}{q} &= -\int \frac{1}{\alpha} dt \\ \int \frac{dq}{q} &= -\frac{1}{\alpha} \int dt \\ \ln q &= -\frac{1}{\alpha} t + c \end{aligned} \quad (3.2)$$

Si las condiciones iniciales son a $t=0$, entonces $q=q_0$, y reemplazando en la ecuación anterior, se encuentra el valor de la constante de integración.

$$\text{Ln}q_o = -\frac{1}{\alpha}(0) + c$$

$$\text{Ln}q_o = c$$

Reemplazando el valor de la constante de integración se deduce:

$$\text{Ln}q = -\frac{1}{\alpha}t + \text{Ln}q_o$$

$$\text{Ln}q - \text{Ln}q_o = -\frac{1}{\alpha}t$$

$$\text{Ln}\left(\frac{q}{q_o}\right) = -\frac{1}{\alpha}t$$

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

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

La ecuación para la declinación exponencial está expresada de la siguiente forma.

$$q = q_o e^{-\frac{1}{\alpha}t}, \text{ Donde } \frac{1}{\alpha} = d \tag{3.3}$$

$$q = q_o e^{-dt}$$

Donde:

q = Tasa de producción al tiempo t (BPPD)

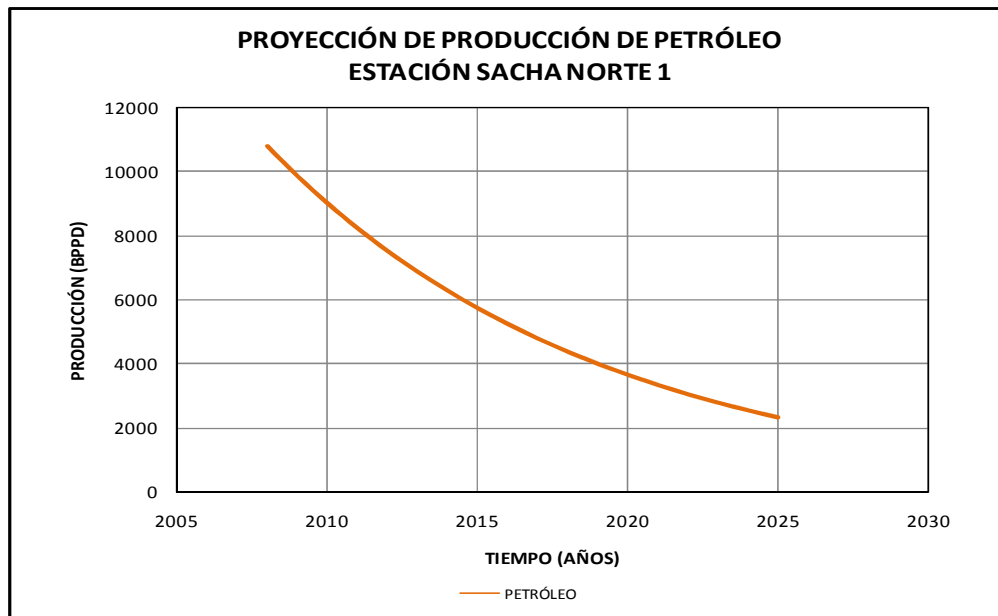
q_o = Tasa de producción al tiempo t=0 (BPPD)

d = Declinación exponencial (1/año)

t = Tiempo en años.

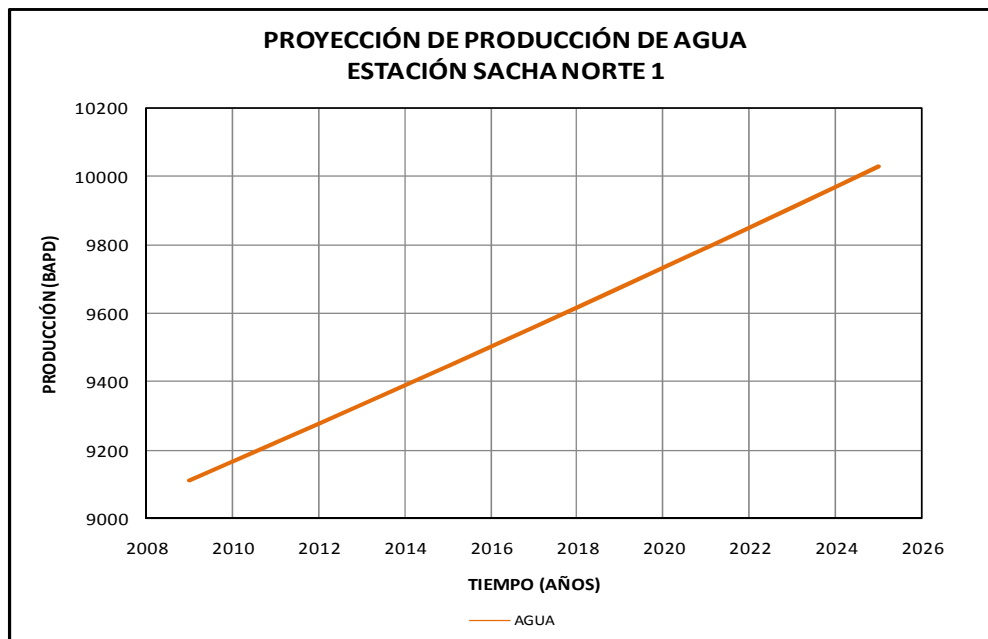
Los datos de las gráficas que se muestran a continuación pertenecen a las tablas correspondientes a cada estación del ANEXO 3.4.

GRÁFICA 3.1 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ESTACIÓN SACHA NORTE 1



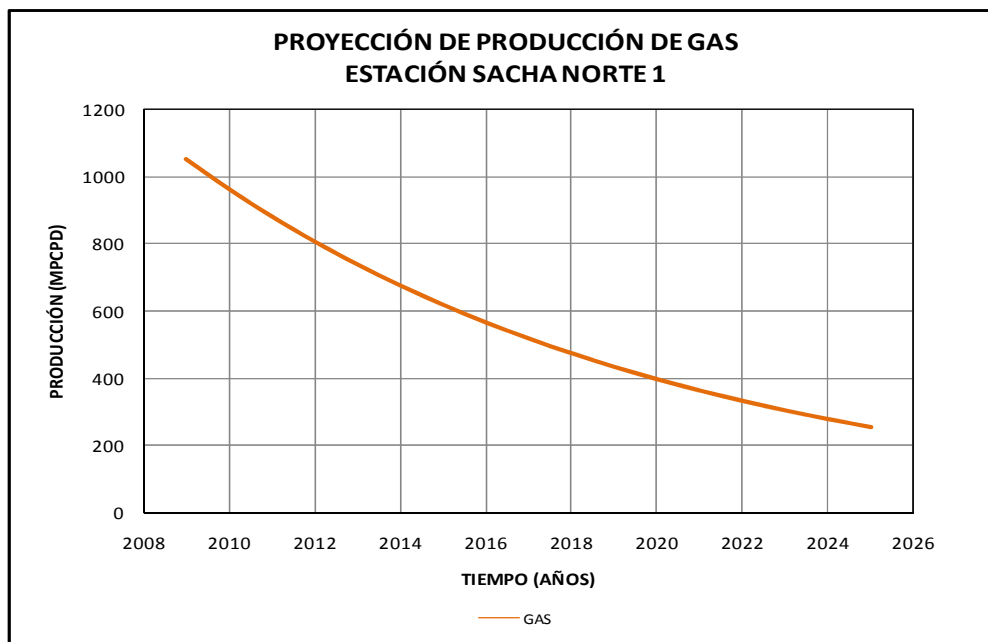
ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

GRÁFICA 3.2 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE AGUA ESTACIÓN SACHA NORTE 1



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

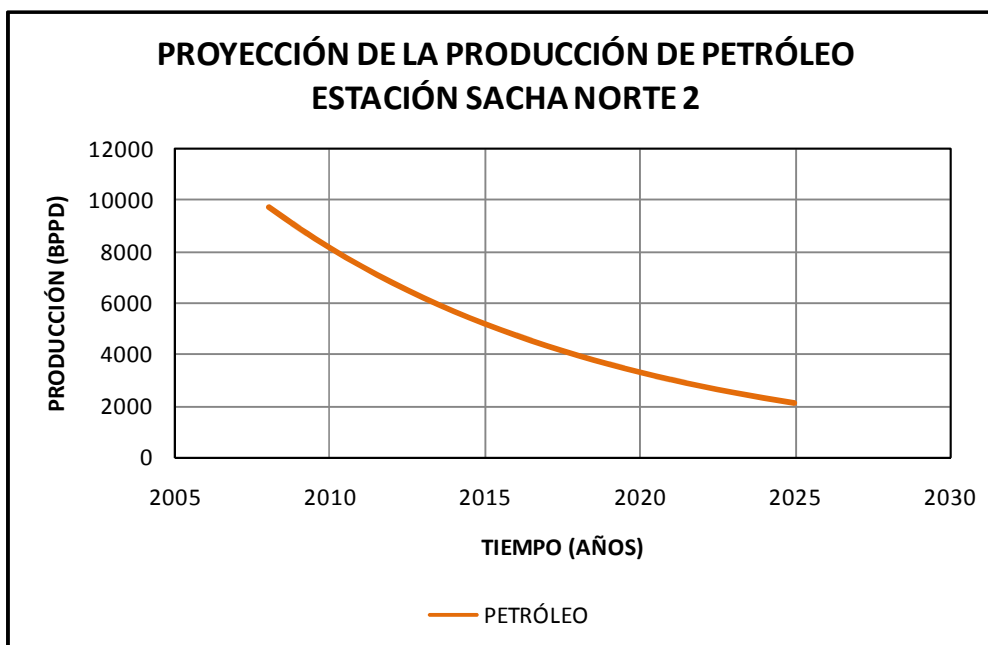
GRÁFICA 3.3 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE GAS ESTACIÓN SACHA NORTE 1



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

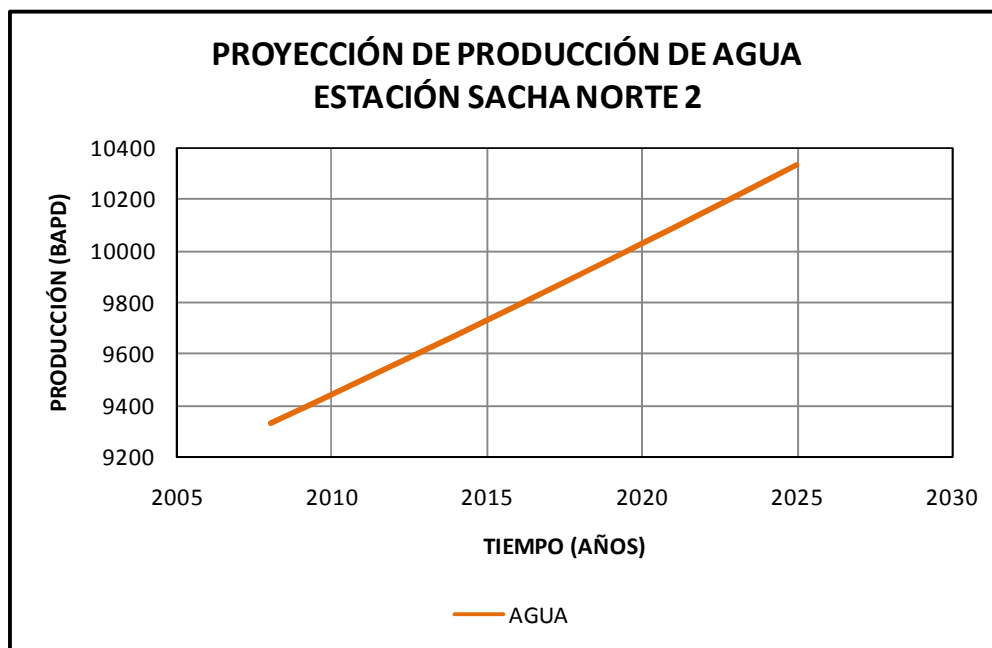
GRÁFICA 3.4 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ESTACIÓN SACHA NORTE 2



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

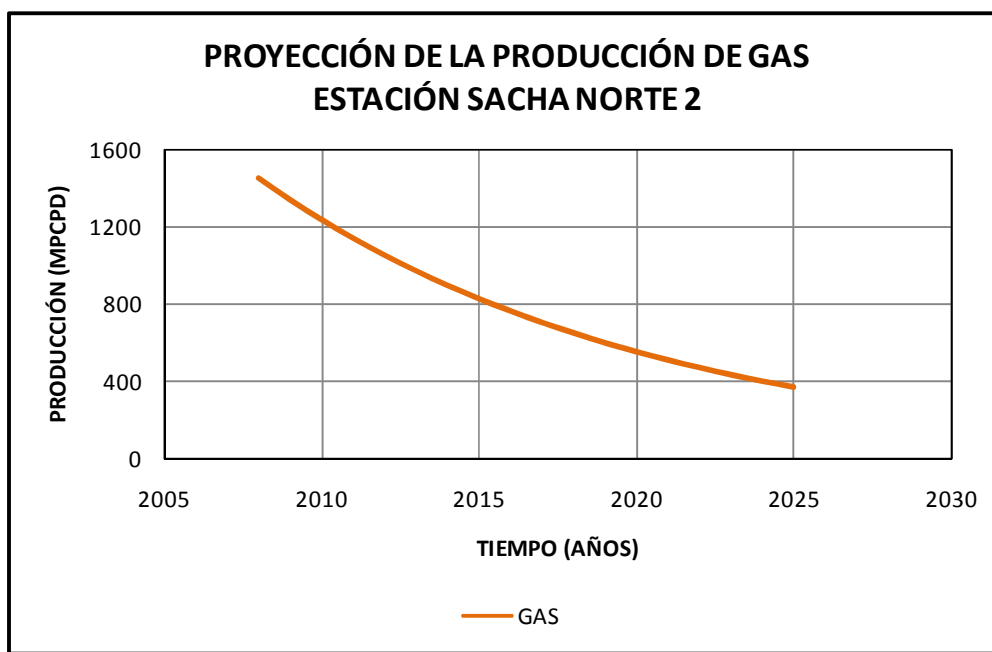
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

GRÁFICA 3.5 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE AGUA ESTACIÓN SACHA NORTE 2



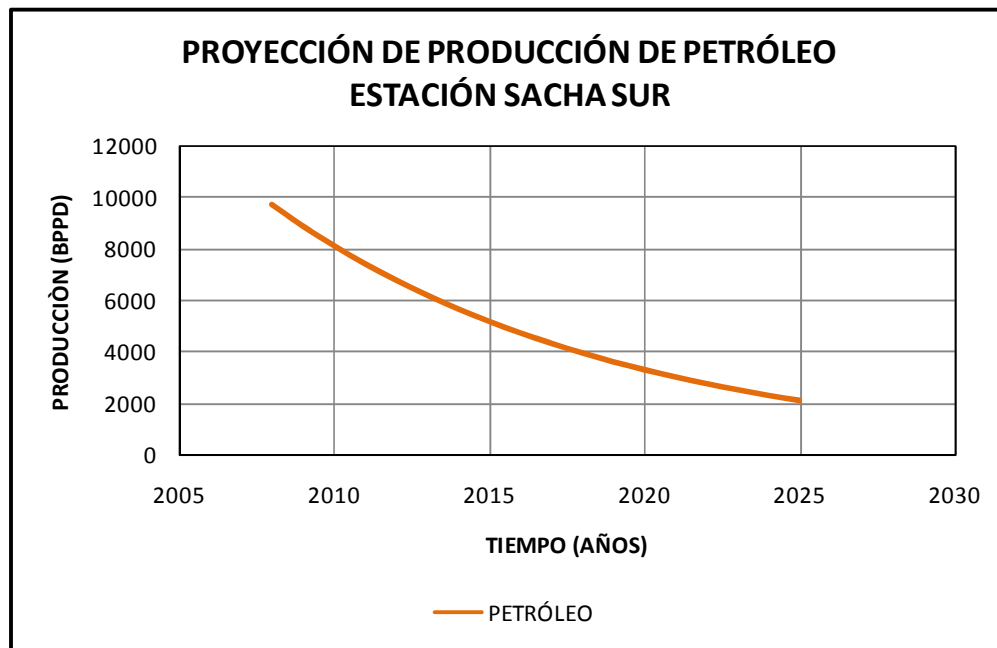
ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

GRÁFICA 3.6 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE GAS ESTACIÓN SACHA NORTE 2



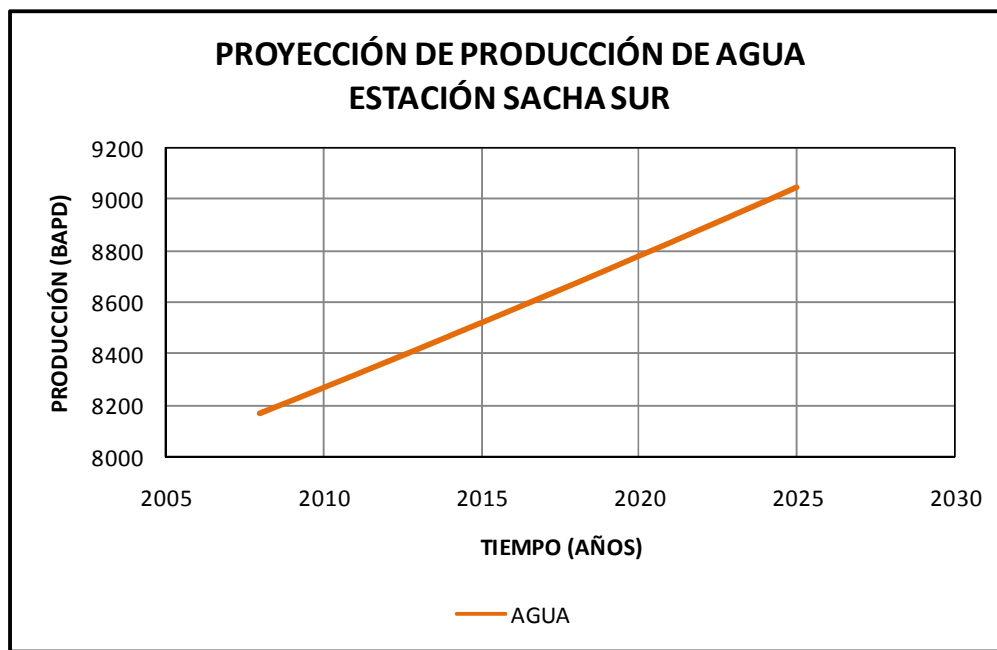
ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

GRÁFICA 3.7 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ESTACIÓN SACHA SUR



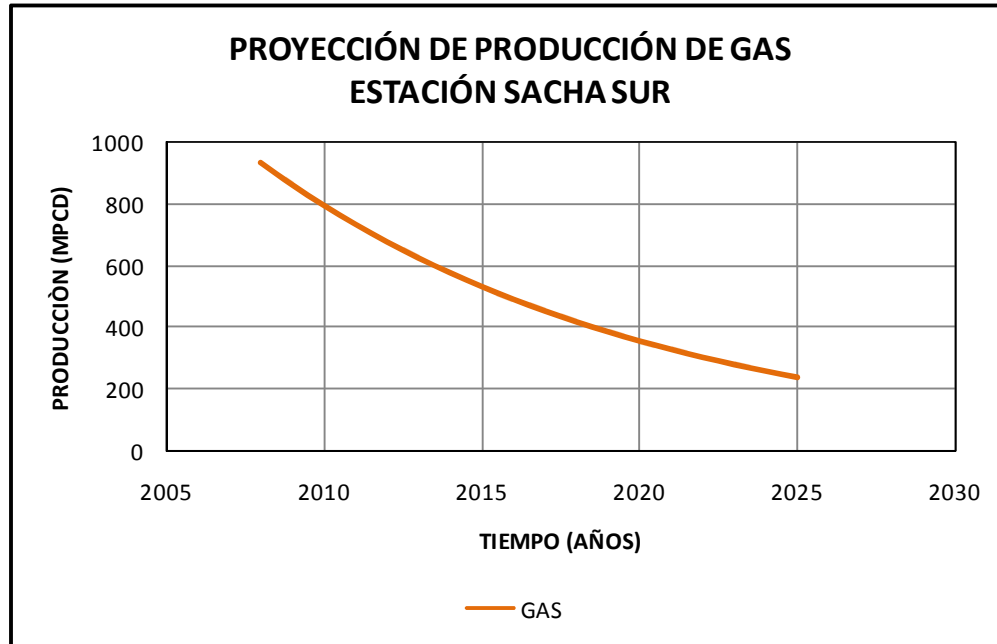
ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

GRÁFICA 3.8 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE AGUA ESTACIÓN SACHA SUR



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

GRÁFICA 3.9 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE GAS ESTACIÓN SACHA SUR



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

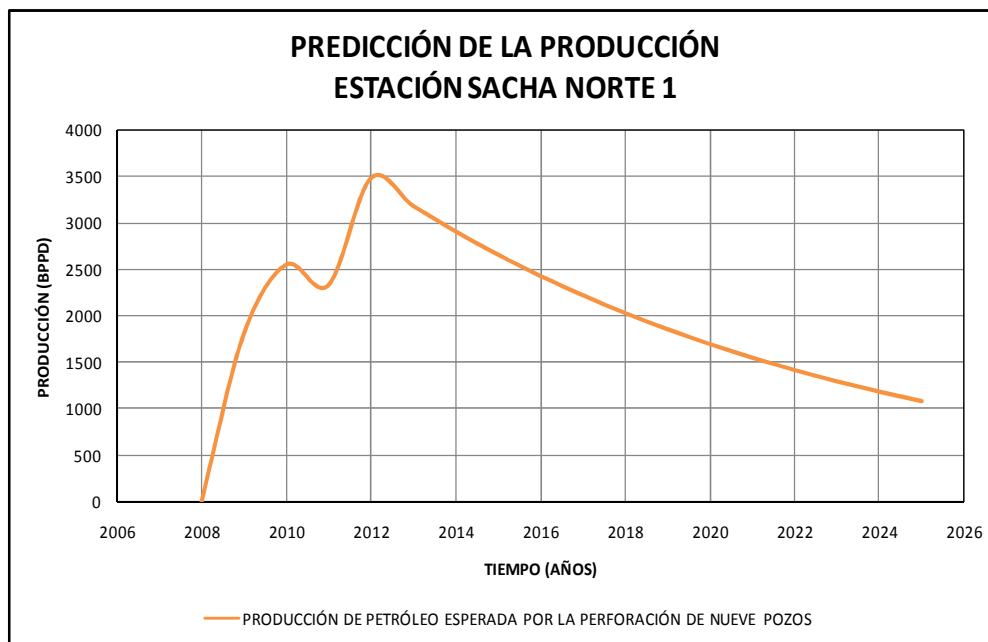
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

3.1.3 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN TOTAL

Una vez que se conoce la producción que los nuevos pozos tendrán, es necesario realizar la predicción total, es decir en conjunto de los pozos existentes y los pozos a perforarse.

A continuación se detallan las gráficas de incremento de producción debido a los pozos a perforarse cuyos datos provienen de las tablas correspondientes a cada estación del ANEXO 3.5 y finalmente la producción total, ANEXO 3.6.

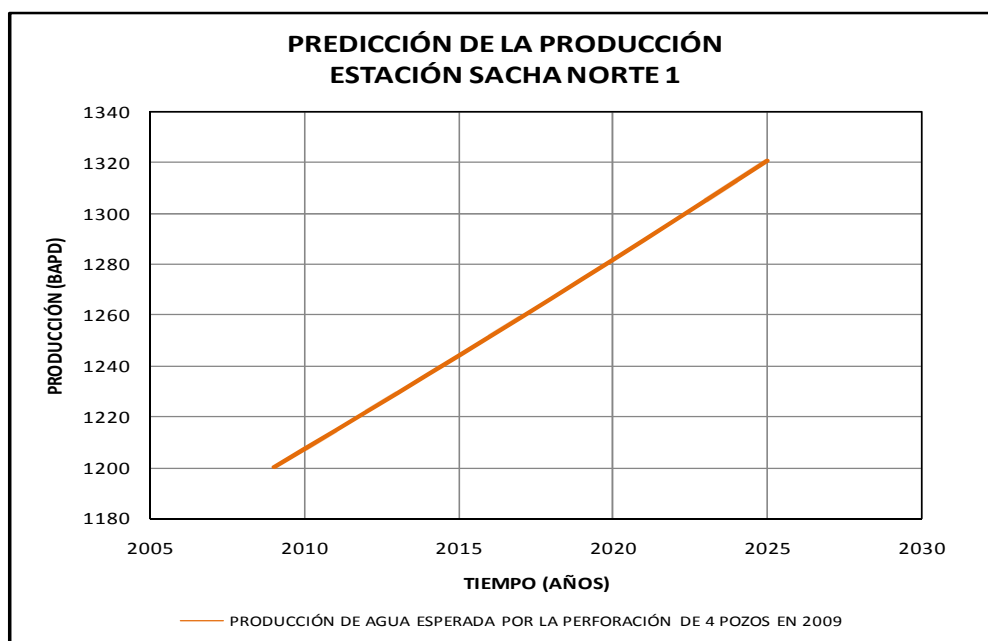
GRÁFICA 3.10 PRODUCCIÓN ESPERADA DE PETRÓLEO POR LA PERFORACIÓN DE 8 POZOS ESTACIÓN SACHA NORTE 1



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

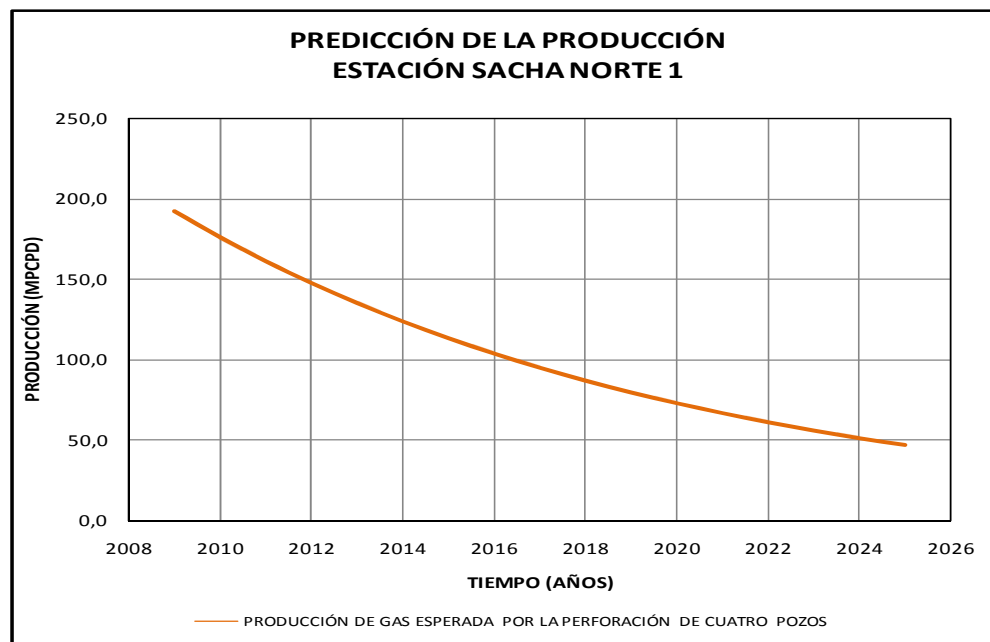
GRÁFICA 3.11 PRODUCCIÓN ESPERADA DE AGUA POR LA PERFORACIÓN DE 8 POZOS ESTACIÓN SACHA NORTE 1



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

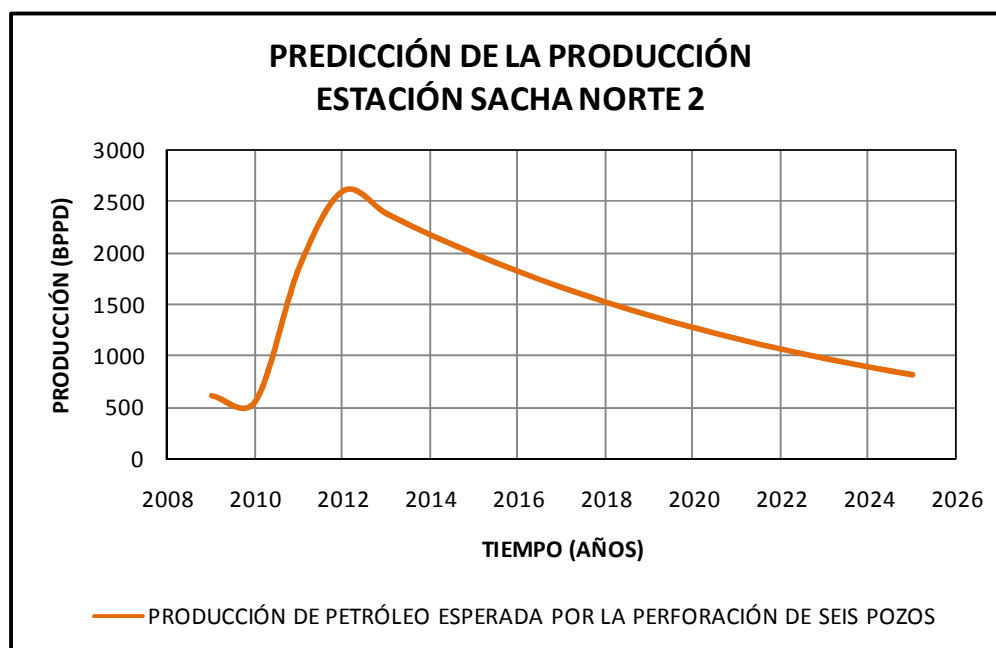
GRÁFICA 3.12 PRODUCCIÓN ESPERADA DE GAS POR LA PERFORACIÓN DE 8 POZOS ESTACIÓN SACHA NORTE 1



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

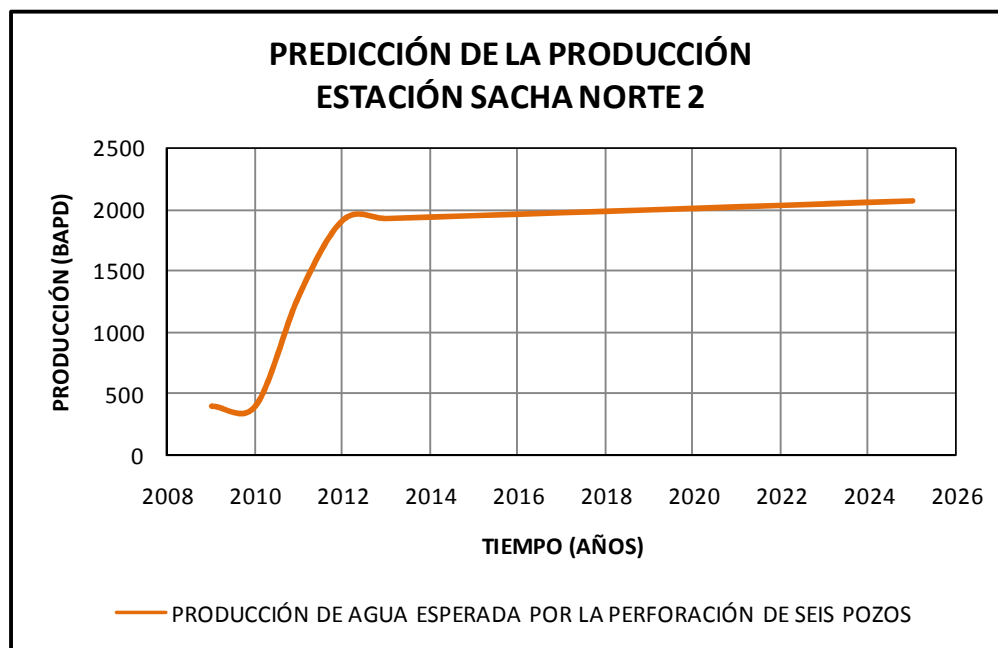
GRÁFICA 3.13 PRODUCCIÓN ESPERADA DE PETRÓLEO POR LA PERFORACIÓN DE 6 POZOS ESTACIÓN SACHA NORTE 2



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

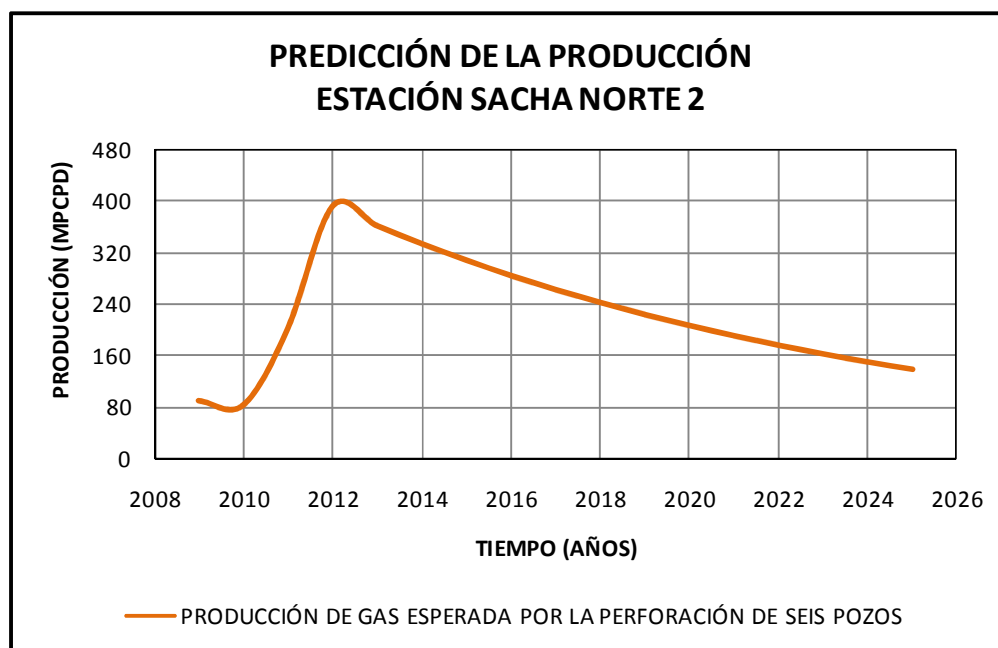
GRÁFICA 3.14 PRODUCCIÓN ESPERADA DE AGUA POR LA PERFORACIÓN DE 6 POZOS ESTACIÓN SACHA NORTE 2



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

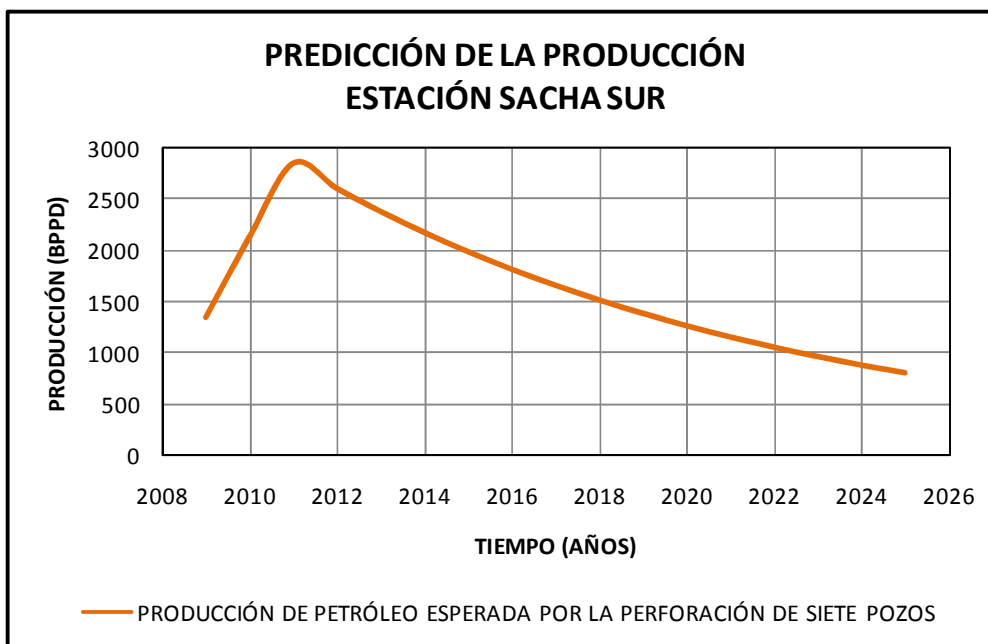
GRÁFICA 3.15 PRODUCCIÓN ESPERADA DE GAS POR LA PERFORACIÓN DE 6 POZOS ESTACIÓN SACHA NORTE 2



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

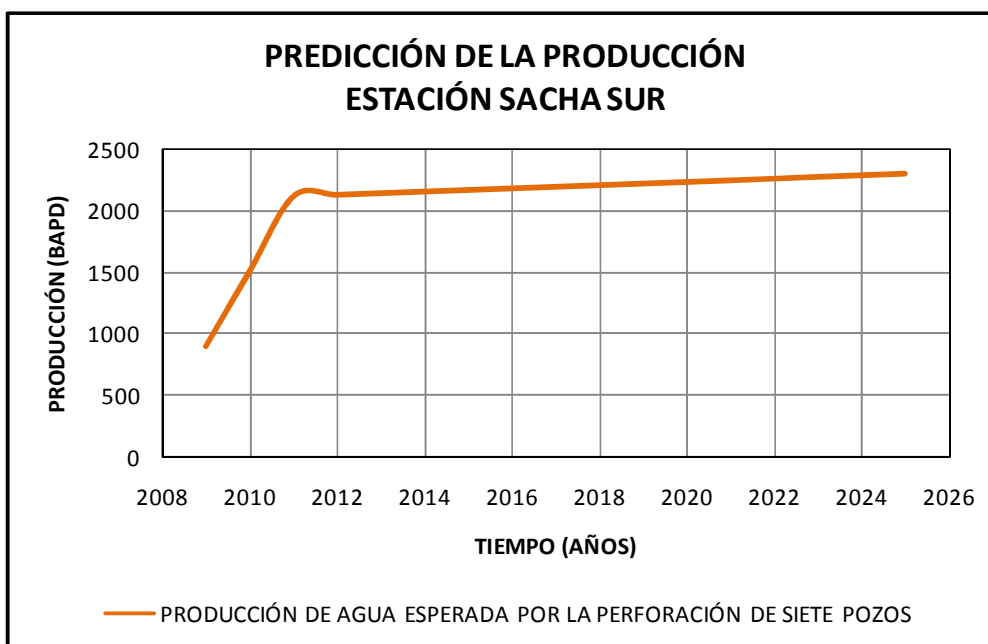
GRÁFICA 3.16 PRODUCCIÓN ESPERADA DE PETRÓLEO POR LA PERFORACIÓN DE 7 POZOS ESTACIÓN SACHA SUR



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

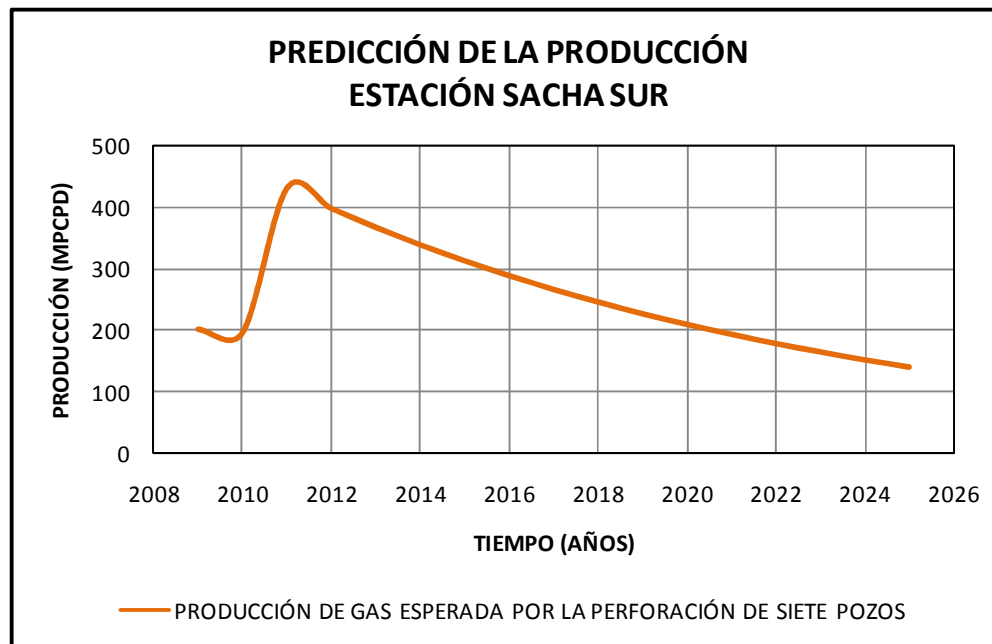
GRÁFICA 3.17 PRODUCCIÓN ESPERADA DE AGUA POR LA PERFORACIÓN DE 7 POZOS ESTACIÓN SACHA SUR



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

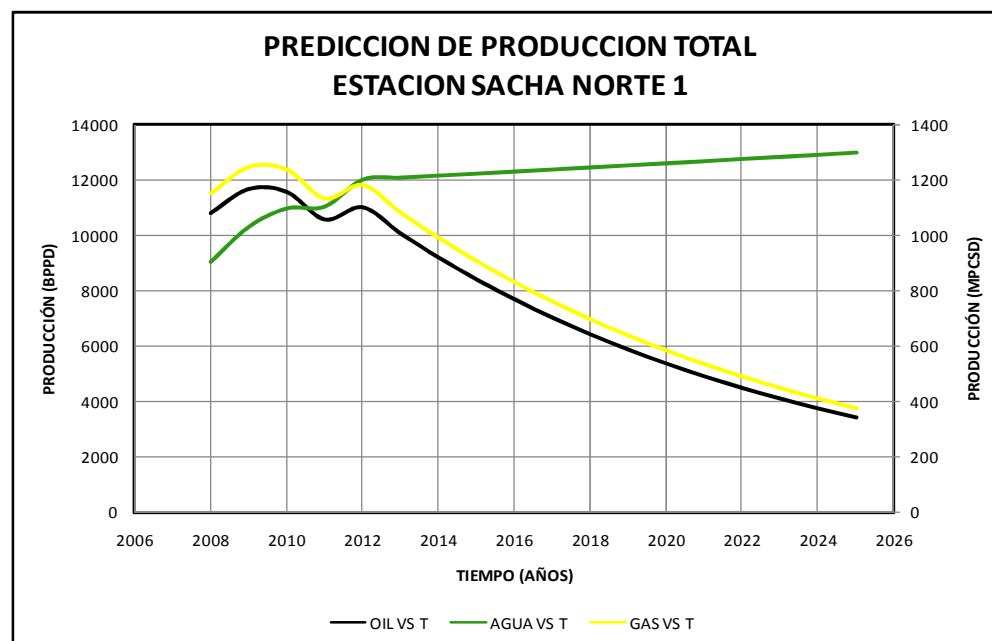
GRÁFICA 3.18 PRODUCCIÓN ESPERADA DE GAS POR LA PERFORACIÓN DE 7 POZOS ESTACIÓN SACHA SUR



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

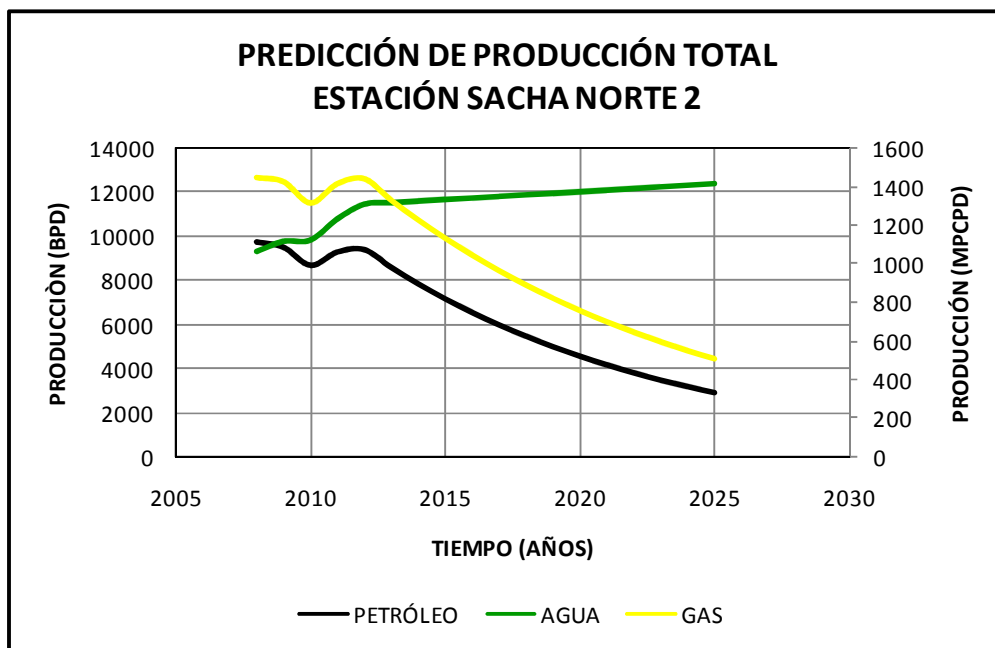
GRÁFICA 3.19 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN TOTAL DE PETRÓLEO, AGUA Y GAS TOTAL ESTACIÓN SACHA NORTE 1



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

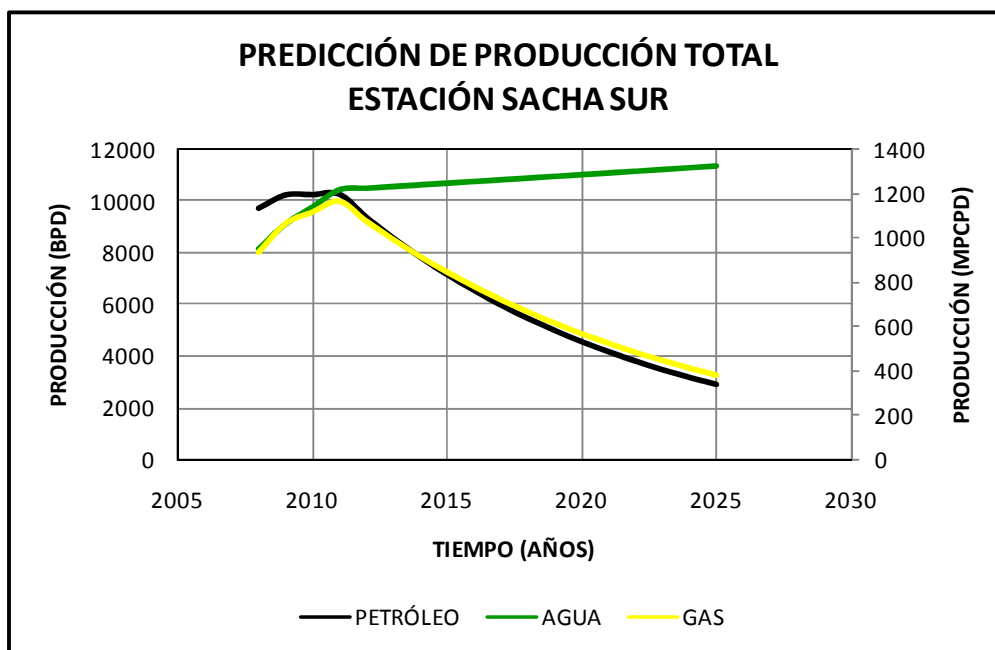
GRÁFICA 3.20 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN TOTAL DE PETRÓLEO, AGUA Y GAS TOTAL ESTACIÓN SACHA NORTE 2



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

GRÁFICA 3.21 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN TOTAL DE PETRÓLEO, AGUA Y GAS TOTAL ESTACIÓN SACHA SUR



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

3.2 REDIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS

3.2.1 PROCESO DE SEPARACIÓN

Debido a que, el petróleo llega a las estaciones acompañado por agua y gas es necesario que siga un proceso de separación de forma que tanto el agua como el gas se reduzcan al mínimo.

3.2.1.1 Mecanismos de Separación

La separación de mezclas de gas y líquido se logra mediante una combinación adecuada de los siguientes factores.

3.2.1.1.1 Separación por Gravedad

Es el mecanismo más utilizado pues el equipo requerido es muy simple. Cualquier sección ampliada en una línea de flujo actúa como asentador debido a la gravedad. El asentamiento se debe a que se reduce la velocidad del flujo.

En los separadores el asentamiento por gravedad tiene lugar principalmente en la sección secundaria, que se conoce también como sección de asentamiento por gravedad.

La velocidad de asentamiento calculada para una gota de líquido de cierto diámetro indica la velocidad máxima que debe tener el gas para permitir que partículas de este diámetro o mayor se separen.

Tanto en los separadores verticales como en los horizontales, las velocidades altas inducen turbulencia a la corriente de gas, ocasionando que algunas partículas de líquido grandes sean arrastradas en el flujo de gas.

3.2.1.1.2 Separación por Fuerza Centrífuga

La fuerza centrífuga que se induce a las partículas de líquido suspendidas en una corriente de gas, puede ser varios cientos de veces mayor que la fuerza de gravedad que actúa sobre las mismas partículas. Este principio mecánico de separación se emplea en un separador tanto en la sección de separación primaria como en algunos tipos de extractores de niebla.

3.2.1.1.3 Separación por Choque

Este mecanismo de separación es tal vez el que más se emplea en la eliminación de las partículas pequeñas de líquido suspendidas en una corriente de las partículas de líquido que viajan en el fluido de gas, chocan con obstrucciones donde quedan adheridas. La separación por choque se emplea principalmente en los extractores de niebla tipo veleta y los de malla de alambre entretejido. Se conoce como distancia de paro, a la distancia que una partícula de cierto diámetro viaja a través de una línea de corriente de gas.

3.2.1.2 Factores que afectan la Eficiencia de Separación del Gas y Líquido

3.2.1.2.1 Tamaño de las Partículas

El tamaño de las partículas en el flujo de gas, es un factor importante en la determinación de velocidad de asentamiento, en la separación por gravedad y en la separación por fuerza centrífuga. También es importante en la determinación de la distancia de paro, cuando la separación es por choque.

La velocidad promedio del gas en la sección de separación secundaria, corresponde a la velocidad de asentamiento de una gota de líquido de cierto diámetro, que se puede considerar como el diámetro base. Teóricamente todas las gotas con diámetro mayor que el base deben ser eliminadas. En realidad lo que sucede es que se separan partículas más pequeñas que el diámetro base,

mientras que algunas más grandes en diámetro no se separan.

Lo anterior es debido a la turbulencia del flujo, y a que algunas de las partículas de líquido tienen una velocidad inicial mayor que la velocidad promedio del flujo de gas.

3.2.1.2.2 Distribución del tamaño de las partículas de líquido y el volumen de líquido que entra al separador

Estos aspectos están íntimamente ligados en la eficiencia de la separación. Es muy importante como las partículas están distribuidas pues de esto depende que tengamos una separación eficaz

3.2.1.2.3 Velocidad del Gas

Generalmente los separadores se diseñan de tal forma que las partículas de líquidos mayores de 100 micras se deben separar del flujo de gas en la sección de separación secundaria mientras, que las partículas más pequeñas en la sección de extracción de niebla.

Cuando se aumenta la velocidad del gas a través del separador, sobre un cierto valor establecido en su diseño, aunque se incremente el volumen de gas manejado, no se separan totalmente las partículas de líquido mayores de 100 micras en la sección de separación secundaria.

Con esto se ocasiona que se inunde el extractor de niebla y como consecuencia, que haya arrastres repentinos de baches de líquido en el flujo de gas que sale del separador.

3.2.1.2.4 Presión de separación

Siempre existe una presión óptima de separación para cada situación en particular. En ocasiones al disminuir la presión de separación, principalmente en la separación de gas y condensado, la recuperación de líquidos aumenta. Sin

embargo, es necesario considerar el valor económico de volumen de líquidos, contra la compresión extra que puede necesitarse para transportar el gas.

La capacidad de los separadores también es afectada por la presión de separación. Al aumentar la presión aumenta la capacidad de separación de gas y viceversa.

3.2.1.2.5 Temperatura de separación

En cuanto a la recuperación de líquidos, la temperatura de separación interviene de la siguiente forma. A medida que disminuye la temperatura de separación, se incrementa la recuperación de líquidos en el separador.

Los factores que hay que considerar para utilizar baja temperatura de separación son los siguientes:

- La separación a baja temperatura necesita equipo adicional de enfriamiento
- Se presentan otros problemas de operación, como la formación de hidratos.

El efecto neto de un aumento en la temperatura de separación es la disminución de capacidad en la separación de gas.

3.2.1.2.6 Densidad del líquido y del gas

Estas afectan la capacidad de manejo de gas de los separadores. La capacidad de manejo de gas en un separador es directamente proporcional a la diferencia de densidades del líquido y del gas e inversamente a la densidad del gas.

3.2.1.2.7 Viscosidad del gas

A medida que aumente la viscosidad del gas disminuye la velocidad de asentamiento, y por lo tanto la capacidad de manejo de gas del separador.

3.2.2 DISEÑO DEL SEPARADOR HORIZONTAL CAPACIDAD DEL GAS

La capacidad del gas es contabilizada mediante la siguiente fórmula:

$$D * Leff = 42 \left(\frac{TzQg}{P} \right) * K \quad (3.4)$$

Donde,

- D = Diámetro (Pulg)
- Leff = Longitud Efectiva (Pies)
- T = Temperatura de Operación (°R¹⁸)
- Qg = Caudal de gas (MPCS¹⁹)
- P = Presión de operación (Psia²⁰)
- Z = Factor de compresibilidad del gas

3.2.3 DISEÑO DEL SEPARADOR HORIZONTAL CAPACIDAD DEL LIQUIDO

$$D^2 * Leff = \frac{tr * Ql}{0.7} \quad (3.5)$$

Donde,

- D = Diámetro (Pulg)
- Leff = Longitud Efectiva (Pies)
- tr = tiempo de retención (min²¹)
- Ql = Caudal de líquido (agua y petróleo) (BFPD)

¹⁸ °R: grados rankine

¹⁹ MPCS: millones de pies cúbicos estándar

²⁰ Psia: libras por pulgadas cuadradas atmosféricas

²¹ min: minutos

3.2.4 DISEÑO DEL SEPARADOR FREE WATER KNOCKOUT

$$D^2 * Leff = 1.42 * ((Q_w) * (tr_w) + (Q_o) * (tr_o)) \quad (3.6)$$

Donde,

D = Diámetro (Pulg)

Leff = Longitud Efectiva (Pies)

tr = tiempo de retención (min)

Qw = Caudal de agua (BAPD)

Qo = Caudal de petróleo (BPPD)

3.3 ANÁLISIS Y REDIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE SEPARACIÓN EXISTENTES

3.3.1 SEPARADORES

El sistema de separación de cada estación ha sido previamente mencionado, en esta sección, se evaluará la capacidad de los equipos para manejar el caudal actual producido así como la producción esperada hasta el 2025.

3.3.1.1 Separador de Prueba Bifásico

Los equipos de separación de prueba son en su mayoría bifásicos. Se cuenta con 2 separadores de prueba bifásicos en la estación Sacha Norte 1 con capacidad de 10000 BFPD cada uno, 1 separador de prueba bifásico en la estación Sacha Norte 2 con capacidad de 12000 BFPD y 2 separadores de prueba bifásicos en la estación Sacha Sur con capacidad de 10000 BFPD cada uno.

Los separadores de prueba deben ser capaces de manejar la producción de fluido de un pozo, dado el aumento de pozos a producir se calcula la producción promedia que cada pozo maneja en la actualidad y a futuro.

$$\text{Producción Promedia Actual de Cada Pozo} = \frac{\text{Producción Actual Total de Cada Estación}}{\text{\# de Pozos Existentes por Estación}} \quad (3.7)$$

$$\text{Producción Promedia Futura de Cada Pozo} = \frac{\text{Producción Total Futura de Cada Estación}}{\text{\# de Pozos Existentes por Estación}} \quad (3.8)$$

Así, podemos ver que como se presenta en las tablas correspondientes a cada estación del ANEXO 3.6:

- En la Estación Sacha Norte la producción actual es de 19859.2 BFPD, lo que representa 389.4 BFPD por pozo; la máxima producción esperada es de 24198.4 BFPD que representa 440 BFPD por pozo. De esta forma podemos verificar que el sistema de separación de prueba es suficiente ya que en total suma una capacidad de 20000 BFPD.
- En la Estación Sacha Norte 2 la producción actual es de 9052 BFPD, lo que representa 732.8 BFPD; la máxima producción esperada es de 20844 BFPD que representa 672 BFPD. De esta forma podemos verificar que el sistema de separación de prueba es suficiente ya que en total suma una capacidad de 20000 BFPD.
- En la Estación Sacha Sur la producción actual es de 17911.3 BFPD, lo que representa 389.4 BFPD; la máxima producción esperada es de 20718 BFPD que representa 390 BFPD. De esta forma podemos verificar que el sistema de separación de prueba es suficiente ya que en total suma una

capacidad de 20000 BFPD.

3.3.1.2 Separador de Producción

Los equipos serán redimensionados siguiendo el proceso explicado en el libro “Douglas L. Edwin, Oil and Gas Production Surface Facilities Design and Rating”.

El diseño de construcción de separadores se encuentra bajo la Norma API 12J.

Es importante recordar que los separadores y botas de gas tendrán una cédula 40 y un ANSI 150 en su construcción.

3.3.1.2.1 Separador Estación Sacha Norte 1

La estación Sacha Norte 1 posee (3) separadores de producción y (1) separador de producción trifásico (Free Water Knock Out), que suman una capacidad total de separación de 141500 BFPD.

Como puede observarse la capacidad de separación excede a la producción actual y a la máxima producción esperada que llega a esta estación, por lo cual se procede, primero a evaluar los equipos existentes y luego a diseñar equipos de acuerdo a la producción de la estación.

Los equipos a diseñarse manejarán entre los dos la totalidad de la producción, es decir, se utilizará la mitad de la producción más un 30% de margen de error como caudal de fluido para realizar los cálculos. La información de la producción se encuentra en las tablas correspondientes a cada estación del ANEXO 3.6

La evaluación de la capacidad actual de los equipos se realizará primero mediante la comprobación de la relación de Slenderness y luego por el tiempo de retención que en este caso es de 5 min.

TABLA 3.1 SEPARADORES DE PRODUCCIÓN ESTACION SACHA NORTE 1

ESTACIÓN SACHA NORTE 1				
DESCRIPCION	PRESION DE OPERACIÓN (PSI)	DIAMETRO EXTERNO (PULG)	LONGITUD (PIES)	CAPACIDAD (BFPD)
SEPARADOR 1	24 – 28	84	22	25000
SEPARADOR 2	24 – 28	84	22	25000
SEPARADOR 3	24 – 28	84	22	25000
SEPARADOR 4	25 – 28	90	27	35000
FWKO	24 – 28	84	27	31500

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Para los cálculos son necesarios los siguientes datos:

TABLA 3.2 CARÁCTERÍSTICAS DE FLUIDO ESTACIÓN SACHA NORTE 1

ESTACIÓN SACHA NORTE 1	
PARÁMETROS	VALOR
GRAVEDAD API 60°F	25,2
GRAVEDAD ESPECÍFICA	0,903
GRAVEDAD ESPECIFICA GAS	1.4
VISCOSIDAD CP @ 80°F	58,74
VISCOSIDAD CP @ 120°F	21,63

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Según la relación de Slenderness, el funcionamiento correcto de un separador bifásico o trifásico según sus medidas está dado por un índice que se encuentra entre 3 y 4 obtenido de la siguiente fórmula:

$$Relación = \frac{12 * L \frac{s}{s}}{D} \quad (3.9)$$

Donde;

$L\ s/s$ = Longitud de costura a costura, Pies.

D = Diámetro, Pulg

Se conoce que:

$$L_{eff} = \frac{3}{4} * L\ s/s \quad (3.10)$$

Obteniéndose;

TABLA 3.3 COMPROBACIÓN DE SEPARADORES POR RELACIÓN DE SLENDERNESS ESTACIÓN SACHA NORTE 1

ESTACION SACHA NORTE 1				
EQUIPO	D (Pulg)	Leff (Pies)	Ls/s (Pies)	RELACION
SEPARADOR 1	84	16.5	22	3.14
SEPARADOR 2	84	16.5	22	3.14
SEPARADOR 3	84	16.5	22	3.14
SEPARADOR 4	90	20.3	27	3.60
FWKO	84	20.3	27	3.86

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Como puede observarse, según esta relación los separadores se encuentran diseñados de acuerdo a lo requerido.

Por experiencia se conoce que, en los campos petroleros del Oriente Ecuatoriano el tiempo de retención se halla entre 5 a 7 minutos, por lo cual se procede a evaluar los tiempos de retención tomando 7 min como tiempo de retención de diseño para todos los separadores existentes.

TABLA 3.4 COMPROBACIÓN DE LOS TIEMPOS DE RETENCIÓN PARA CADA SEPARADOR ESTACIÓN SACHA NORTE 1

ESTACIÓN SACHA NORTE 1						
EQUIPO	D (Pulg)	Leff (Pies)	Ls/s (Pies)	CAPACIDAD (Bls)	T r _{diseño} (min)	T r _{calculado} (min)
SEPA 1	84	16.5	22	25000	7	8.69
SEPA 2	84	16.5	22	25000	7	8.69
SEPA 3	84	16.5	22	25000	7	8.69
SEPA 4	90	20.3	27	35000	7	8.75
FWKO	84	20.3	27	31500	7	8.47

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

De esta forma se constata que según el tiempo de retención, los equipos se encuentran sobredimensionados lo que provoca el incremento de este tiempo.

Por lo tanto se redimensionará esta estación de acuerdo al máximo caudal de fluido a producirse, 24198.4 BFPD.

Debido a que, el objetivo de este estudio es diseñar equipos que cumplan con los estándares del Bloque 15, se diseñan dos equipos FWKO los cuales manejarán cada uno la mitad de la producción esperada más un 30% como margen de seguridad.

TABLA 3.5 DATOS NECESARIOS PARA REDIMENSIONAMIENTO DE SEPARADOR FREE WATER KNOCK OUT

ESTACIÓN SACHA NORTE 1	
PARAMETROS	VALOR
GRAVEDAD API 60°F	25,2
GRAVEDAD ESPECÍFICA PETROLEO	0,903
GRAVEDAD ESPECIFICA GAS	1.4
MÁXIMA CAUDAL DE GAS ESPERADO	1.245 MMPCS
MÁXIMO CAUDAL DE FLUIDO ESPERADO	15728.94 BFPD
TIEMPO RETENCIÓN	5 MIN

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

- CAPACIDAD DE MANEJO DE GAS

De acuerdo a la ecuación 3.4 se obtiene:

TABLA 3.6 PRESENTACIÓN DE DATOS SEGÚN LA CAPACIDAD DE MANEJO DE GAS

CAPACIDAD DE MANEJO DE GAS SEPARADORES ESTACIÓN SACHA NORTE 1			
D (Pulg)	Leff (Pies)	Ls/s (Pies)	RELACION
18.00	3.24	4.74	3.16

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Mediante estos cálculos se concluye que el gas no gobierna las dimensiones del separador es decir que, las dimensiones a obtenerse para la capacidad de manejo de líquido serán suficientes para manejarlo.

- CAPACIDAD DE MANEJO DEL LIQUIDO

De acuerdo a la ecuación 3.6 se obtiene:

TABLA 3.7 PRESENTACIÓN DE DATOS SEGÚN LA CAPACIDAD DE MANEJO DE LÍQUIDO

CAPACIDAD DE MANEJO DEL LIQUIDO				
D (Pulg)	Leff (Pies)	Ls/s (Pies)	ho (Pulg)	RELACION
78.00	18.36	24.47	13.54	3.77
84.00	15.83	21.10	13.54	3.01

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Por lo cual se obtienen (2) separadores trifásicos (FWKO) cada uno con capacidad de 15728.94 BFPD, de 78 pulg de diámetro por 25 pies de longitud.

3.3.1.2.2 Separador Estación Sacha Norte 2

La estación Sacha Norte 2 posee (2) separadores de producción y (1) separador de producción trifásico (Free Water Knock Out), que en total suman una capacidad de separación de 82543 BFPD.

Al igual que en la estación Sacha Norte 1 la capacidad de separación excede a la producción actual y a la máxima producción esperada que llega a esta estación, por lo cual, se procede primero a evaluar los equipos existentes y luego a diseñar equipos de acuerdo a la producción de la estación.

TABLA 3.8 SEPARADORES DE PRODUCCIÓN ESTACION SACHA NORTE 2

ESTACIÓN SACHA NORTE 2					
DESCRIPCION	AÑO	PRESION DE OPERACIÓN (PSI)	DIAMETRO EXTERNO (PULG)	LONGITUD (PIES)	CAPACIDAD (BFPD)
SEPARADOR 1	1971	24 – 28			20000
SEPARADOR 2		24 – 28			10000
FWKO	2001	24 – 28			52543

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Para los cálculos son necesarios los siguientes datos:

TABLA 3.9 CARÁCTERÍSTICAS DE FLUIDO ESTACIÓN SACHA NORTE 2

ESTACIÓN SACHA NORTE 2	
PARÁMETROS	VALOR
GRAVEDAD API 60°F	26,9
GRAVEDAD ESPECÍFICA	0,895
GRAVEDAD ESPECÍFICA GAS	1,05
VISCOSIDAD CP @ 80°F	50,6
VISCOSIDAD CP @ 120°F	13,54

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

A continuación se presenta la evaluación de la capacidad actual de los equipos

por la relación de Slenderness y por el tiempo de retención.

Obteniéndose;

TABLA 3.10 COMPROBACIÓN DE SEPARADORES POR RELACIÓN DE SLENDERNESS ESTACIÓN SACHA NORTE 2

ESTACION SACHA NORTE 2				
EQUIPO	D (Pulg)	Leff (Pies)	Ls/s (Pies)	RELACION
SEPARADOR 1	78	18.7	25	3.85
SEPARADOR 2	66	13.1	17.5	3.18
FWKO	96	32.6	43.4	5.43

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Según esta relación los separadores están diseñados de acuerdo a lo requerido.

TABLA 3.11 COMPROBACIÓN DE LOS TIEMPOS DE RETENCIÓN PARA CADA SEPARADOR ESTACIÓN SACHA NORTE 2

ESTACIÓN SACHA NORTE 2						
EQUIPO	D (Pulg)	Leff (Pies)	Ls/s (Pies)	CAPACIDAD (Bls)	T _r diseño (min)	T _r calculado (min)
SEPARADOR 1	78	18.7	25	20000	7	10.7
SEPARADOR 2	66	13.1	17.5	10000	7	10.7
FWKO	96	32.6	43.4	52543	7	10.7

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

De esta forma se constata que según el tiempo de retención, los equipos se encuentran sobredimensionados lo que provoca el incremento de este tiempo. Por lo que se redimensionará esta estación de acuerdo al máximo caudal de fluido a producirse.

TABLA 3.12 DATOS NECESARIOS PARA REDIMENSIONAMIENTO DE SEPARADOR FREE WATER KNOCK OUT

ESTACIÓN SACHA NORTE 2	
PARAMETROS	VALOR
GRAVEDAD API 60°F	26,9
GRAVEDAD ESPECÍFICA	0,895
GRAVEDAD ESPECÍFICA GAS	1,05
MÁXIMO CAUDAL DE GAS ESPERADO	1.44MMPCS
MÁXIMO CAUDAL DE FLUIDO ESPERADO	13548.6BFPD
TIEMPO RETENCIÓN	5 MIN

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

- CAPACIDAD DE MANEJO DE GAS

De acuerdo a la ecuación 3.4 se obtiene:

TABLA 3.13 PRESENTACIÓN DE DATOS SEGÚN LA CAPACIDAD DE MANEJO DE GAS

CAPACIDAD DE MANEJO DE GAS SEPARADORES ESTACIÓN SACHA NORTE 2			
D (Pulg)	L_{eff} (Pies)	L_{s/s} (Pies)	RELACION
18	4.63	6.17	4.11
24	3.47	4.63	2.31

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Al observar los resultados vemos que el gas no influye en las dimensiones del separador, por lo que debemos basarnos en la capacidad del manejo del líquido para el dimensionamiento del separador.

- CAPACIDAD DE MANEJO DEL LIQUIDO

De acuerdo a la ecuación 3.6 se obtiene:

TABLA 3.14 PRESENTACIÓN DE DATOS SEGÚN LA CAPACIDAD DE MANEJO DE LÍQUIDO

CAPACIDAD DE MANEJO DEL LIQUIDO				
D (Pulg)	L_{eff} (Pies)	L_{s/s} (Pies)	h_o (Pulg)	RELACION
72	18.67	24.89	4.90	4.15
78	15.91	21.21	4.90	3.26

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Analizando los resultados vemos que se necesitan (2) separadores trifásicos (FWKO) con capacidad de 13548.60 BFPD de 78pulg de diámetro por 22 pies de longitud.

3.3.1.2.3 Separador Estación Sacha Sur

La estación Sacha Sur posee (3) separadores de producción y (1) separador de producción trifásico (Free Water Knock Out), que en total suman una capacidad de separación de 141046 BFPD.

Al igual que en las anteriores estaciones la capacidad de separación excede a la producción actual y a la máxima producción esperada que llega a esta estación, por lo cual se procede, primero a evaluar los equipos existentes y luego a diseñar equipos de acuerdo a la producción de la estación.

TABLA 3.15 SEPARADORES DE PRODUCCIÓN ESTACION SACHA SUR

ESTACIÓN SACHA SUR					
	AÑO	PRESION DE OPERACIÓN (PSI)	DIAMETRO EXTERNO (PULG)	LONGITUD (PIES)	CAPACIDAD (BFPD)
SEPARADOR 1		24 – 28			35000
SEPARADOR 2	1990	24 – 28	72	22	35000
SEPARADOR 3	2004	24 – 28			35000
FWKO	2001	24 – 28			36046

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Para los cálculos son necesarios los siguientes datos:

TABLA 3.16 CARÁCTERÍSTICAS DE FLUIDO ESTACIÓN SACHA SUR

ESTACION SACHA SUR	
PARAMETROS	VALOR
GRAVEDAD API 60°F	27.8
GRAVEDAD ESPECÍFICA	0.888
GRAVEDAD ESPECÍFICA GAS	1.09
VISCOSIDAD CP @ 80°F	25.72
VISCOSIDAD CP @ 120°F	11.97

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

A continuación se presenta la evaluación de la capacidad actual de los equipos por la relación de Slenderness y por el tiempo de retención.

Obteniéndose;

TABLA 3.17 COMPROBACIÓN DE SEPARADORES POR RELACIÓN DE SLENDERNESS ESTACIÓN SACHA SUR

ESTACION SACHA SUR				
EQUIPO	D (Pulg)	Leff (Pies)	Ls/s (Pies)	RELACION
SEPARADOR 1	72	16.5	22	3.67
SEPARADOR 2	72	16.5	22	3.67
SEPARADOR 2	72	16.5	22	3.67
FWKO	96	24	32	4

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Según esta relación los separadores están diseñados de acuerdo a lo requerido.

TABLA 3.18 COMPROBACIÓN DE LOS TIEMPOS DE RETENCIÓN PARA CADA SEPARADOR ESTACIÓN SACHA SUR

ESTACIÓN SACHA SUR						
EQUIPO	D (Pulg)	Leff (Pies)	Ls/s (Pies)	CAPACIDAD (Bls)	T _r diseño (min)	T _r calculado (min)
SEPARADOR 1	72	16.5	22	35000	7	4.6
SEPARADOR 2	72	16.5	22	35000	7	4.6
SEPARADOR 2	72	16.5	22	35000	7	4.6
FWKO	96	24	32	36046	7	11.5

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Se constata que según el tiempo de retención, los equipos no se encuentran bien dimensionados. Por lo que se los redimensionará de acuerdo al máximo caudal de fluido a producirse.

TABLA 3.19 DATOS NECESARIOS PARA REDIMENSIONAMIENTO DE SEPARADOR FREE WATER KNOCK OUT

ESTACIÓN SACHA SUR	
PARAMETROS	VALOR
GRAVEDAD API 60°F	27.8
GRAVEDAD ESPECÍFICA	0.888
GRAVEDAD ESPECÍFICA GAS	1.09
MÁXIMO CAUDAL DE GAS ESPERADO	1.16MMPCS
MÁXIMO CAUDAL DEL FLUIDO ESPERADO	13467.14 BFPD
TIEMPO RETENCIÓN	5 MIN

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

- CAPACIDAD DE MANEJO DE GAS

De acuerdo a la ecuación 3.4 se obtiene:

**TABLA 3.20 PRESENTACIÓN DE DATOS SEGÚN LA CAPACIDAD DE
MANEJO DE GAS**

CAPACIDAD DE MANEJO DE GAS SEPARADORES ESTACIÓN SACHA SUR			
D (Pulg)	L_{eff} (Pies)	L_{s/s} (Pies)	RELACION
18	3.98	5.31	3.54
24	2.99	3.98	1.99

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Al analizar los resultados obtenidos concluimos que el gas no influye en las dimensiones del separador, por lo que debemos basarnos en la capacidad del manejo del líquido para el dimensionamiento del separador.

- CAPACIDAD DE MANEJO DEL LIQUIDO

De acuerdo a la ecuación 3.6 se obtiene:

**TABLA 3.21 PRESENTACIÓN DE DATOS SEGÚN LA CAPACIDAD DE
MANEJO DE LÍQUIDO**

CAPACIDAD DE MANEJO DEL LIQUIDO				
D (Pulg)	L_{eff} (Pies)	L_{s/s} (Pies)	h_o (Pulg)	RELACION
72	18.56	24.74	12.6	4.12
78	15.81	21.08	12.6	3.24

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Al analizar los resultados concluimos que se necesitan (2) separadores trifásicos (FWKO) con capacidad de 13467.142BFPD de 78 pulg de diámetro por 22 pies de longitud.

3.3.2 TRATADOR HORIZONTAL

3.3.2.1 Descripción

En esta sección se diseñará un tratador horizontal cuya función principal es separar con mayor eficiencia el petróleo que sale de los separadores. Este diseño se realiza debido a que, en la unidad Bloque 15 existe un tratador electrostático y el objetivo de este estudio es conseguir los estándares de producción de la unidad mencionada.

Debido a que no existen fórmulas publicadas del diseño del tratador electrostático se formula uno horizontal que posee un funcionamiento similar diferenciándose únicamente en la no utilización de energía eléctrica para la separación.

3.3.2.2 Diseño del Tratador

Mediante las ecuaciones de cálculo en base al diámetro de las moléculas y la temperatura:

$$\mu_o = 10^X - 1 \quad (3.11)$$

$$X = Y * (T)^{-1.163} \quad (3.12)$$

$$Y = 10^Z \quad (3.13)$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023 * G \quad (3.14)$$

$$dm = 500 * (\mu_o)^{-0.675} \quad (3.15)$$

$$d * Leff = \frac{438 * Q_o * \mu_o}{\Delta S.G * (dm)^2} \quad (3.16)$$

$$q = 15 * Q_o * \Delta T (0.5 * \gamma_o + 0.1) \quad (3.17)$$

Donde:

μ_o	=	Viscosidad del petróleo (cP ²²)
T	=	Temperatura del petróleo (°F)
G	=	Gravedad API del petróleo
dm	=	Diámetro de la molécula (micrones)
d	=	Diámetro del recipiente (Pulg)
Leff	=	Longitud efectiva del recipiente (Pies)
$\Delta S.G$	=	Diferencia de gravedades específicas entre petróleo y agua
q	=	Calor requerido a la entrada (Btu/h)
Qo	=	Caudal de petróleo (BPPD)
ΔT	=	Incremento en la temperatura (°F)
γ_o	=	Gravedad específica del petróleo

Igualmente, se analizará el tiempo de retención mediante la ecuación:

$$d^2 * Leff = \frac{Q_o * tr_o}{1.05} \quad (3.18)$$

3.3.2.3 Tratador Estación Sacha Norte 1

TABLA 3.22 DATOS NECESARIOS PARA DISEÑO DEL TRATADOR

ESTACIÓN SACHA NORTE 1	
PARAMETROS	VALOR
GRAVEDAD API 60°F	25,2
GRAVEDAD ESPECÍFICA PETRÓLEO	0,903
GRAVEDAD ESPECÍFICA AGUA	1
PRODUCCIÓN MÁXIMA ESPERADA DE PETRÓLEO	11673.03 BPPD

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

²² cP: centipoise

TABLA 3.23 PRESENTACIÓN DE CÁLCULOS REALIZADOS

TEMPERATURA F	120	140	160
$\Delta S.G$	0.10	0.10	0.10
X	1.27	1.06	0.91
Uo	21.63	10.57	7.14
Dm	62.78	101.80	132.72
D*Leff	289286.84	53758.15	21351.30

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Con cada uno de los datos de D*Leff se procede a calcular la longitud efectiva y longitud de costura a costura suponiendo diferentes diámetros de recipiente, esto para los diámetros de molécula calculados.

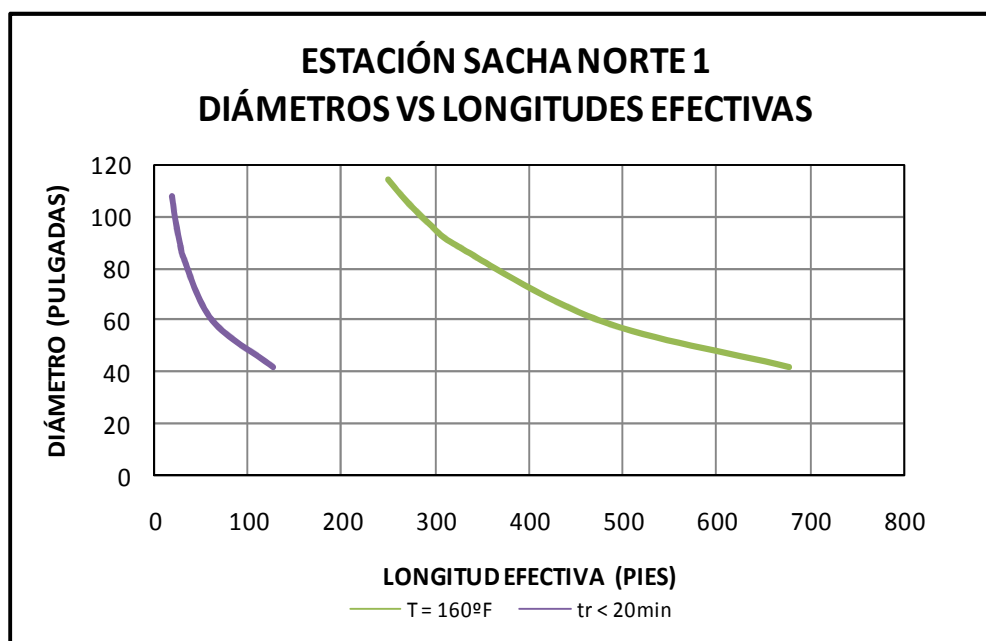
De igual forma se procede a calcular las posibles dimensiones de longitud efectiva y longitud de costura a costura del recipiente con la ecuación del tiempo de retención.

Finalmente, se realiza un gráfico diámetro del recipiente Vs longitud de costura a costura. Tabla 3.9.1 ANEXO 3.9.

Las dimensiones del tratador serán escogidas de aquellas que no caigan dentro del área que corresponde a los 20 minutos que es el tiempo de retención ver Tabla 3.4.1 ANEXO 3.1.

$$d^2 * Leff = \frac{11673 * 20}{1.05} = 22234.86$$

GRÁFICA 3.22 DIMENSIONAMIENTO DE TRATADOR ESTACIÓN SACHA NORTE 1



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Las dimensiones para el recipiente han sido escogidas en base al gráfico presentado, sin tomar en cuenta las dimensiones que se encuentran bajo la curva del tiempo de retención de 20 minutos.

TABLA 3.24 DIMENSIONES SELECCIONADAS PARA EL TRATADOR DE LA ESTACIÓN SACHA NORTE 1

TEMPERATURA °F	D Pulg	L s/s Pies	CALOR REQUERIDO MMBTU/H
140 – 160	40	100	5.79 – 7.73

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

3.3.2.4 Tratador Estación Sacha Norte 2

TABLA 3.25 DATOS NECESARIOS PARA DISEÑO DEL TRATADOR

ESTACIÓN SACHA NORTE 2	
PARAMETROS	VALOR
GRAVEDAD API 60°F	26.9
GRAVEDAD ESPECÍFICA PETRÓLEO	0.895
GRAVEDAD ESPECÍFICA AGUA	1
PRODUCCIÓN MÁXIMA ESPERADA DE PETRÓLEO	9487 BPPD

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 3.26 PRESENTACIÓN DE CÁLCULOS REALIZADOS

ESTACIÓN SACHA NORTE 2			
TEMPERATURA °F	120	140	160
ΔS.G	0,1	0,1	0,1
Uo	13,5	8,6	5,9
Dm	86,1	117,0	150,3
D*Leff	70676,8	24336,0	10174,7

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Con estos resultados procedemos a calcular la longitud efectiva para diferentes diámetros y la longitud de costura a costura correspondiente.

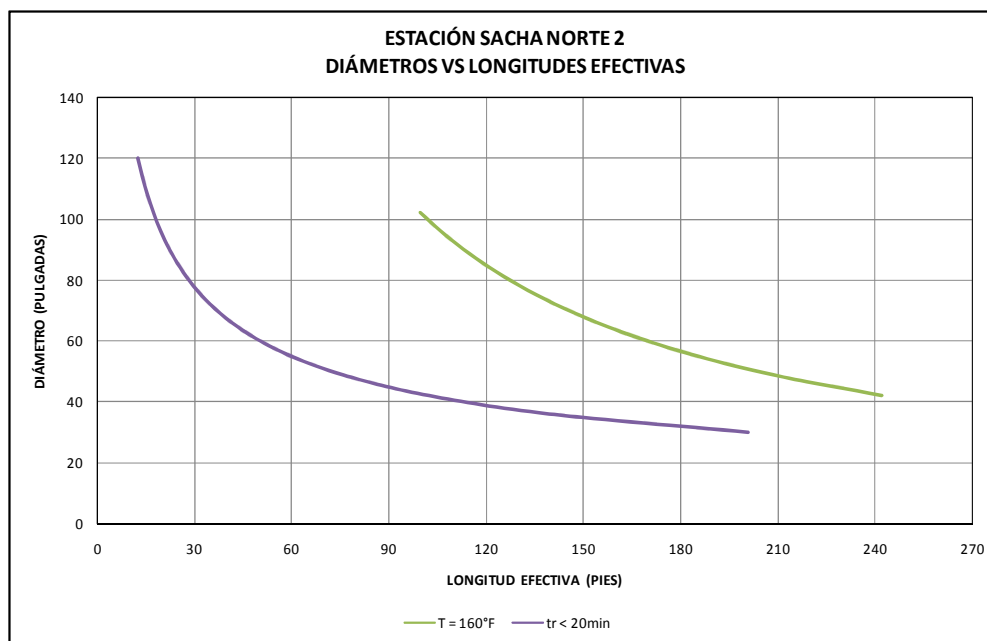
De igual manera se procede a calcular las posibles dimensiones de longitud efectiva y longitud de costura a costura del recipiente con la ecuación del tiempo de retención.

$$d^2 * Leff = \frac{9487 * 20}{1.05} = 180706.76$$

Finalmente, se realiza un gráfico diámetro del recipiente Vs longitud de costura a costura.

Las dimensiones del tratador serán escogidas de aquellas que no caigan bajo la curva del tiempo de retención de 20 minutos, es decir las menores a este. Tabla 3.9.2 ANEXO 3.9

GRÁFICA 3.23 DIMENSIONAMIENTO DE TRATADOR ESTACIÓN SACHA NORTE 2



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

En la siguiente tabla se presenta las dimensiones del tratador seleccionado

TABLA 3.27 DIMENSIONES SELECCIONADAS PARA EL TRATADOR DE LA ESTACIÓN SACHA NORTE 2

ESTACIÓN SACHA NORTE 2			
TEMPERATURA °F	D Pulg	L s/s Pies	Calor Requerido MMBTU/H
160	108	40	6.22

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

3.3.2.5 Tratador Estación Sacha Sur

TABLA 3.28 DATOS NECESARIOS PARA DISEÑO DEL TRATADOR

ESTACIÓN SACHA SACHA SUR	
PARAMETROS	VALOR
GRAVEDAD API 60°F	27.8
GRAVEDAD ESPECÍFICA PETRÓLEO	0.888
GRAVEDAD ESPECÍFICA AGUA	1
PRODUCCIÓN MÁXIMA ESPERADA DE PETRÓLEO	10288 BPPD

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 3.29 PRESENTACIÓN DE CÁLCULOS REALIZADOS

ESTACIÓN SACHA NORTE 2			
TEMPERATURA °F	120	140	160
ΔS.G	0.1	0.1	0.1
Uo	12.0	7.8	5.4
Dm	93.6	125.5	160.1
D*Leff	54620.8	19666.2	8431.5

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Con estos resultados procedemos a calcular la longitud efectiva para diferentes diámetros y la longitud de costura a costura correspondiente.

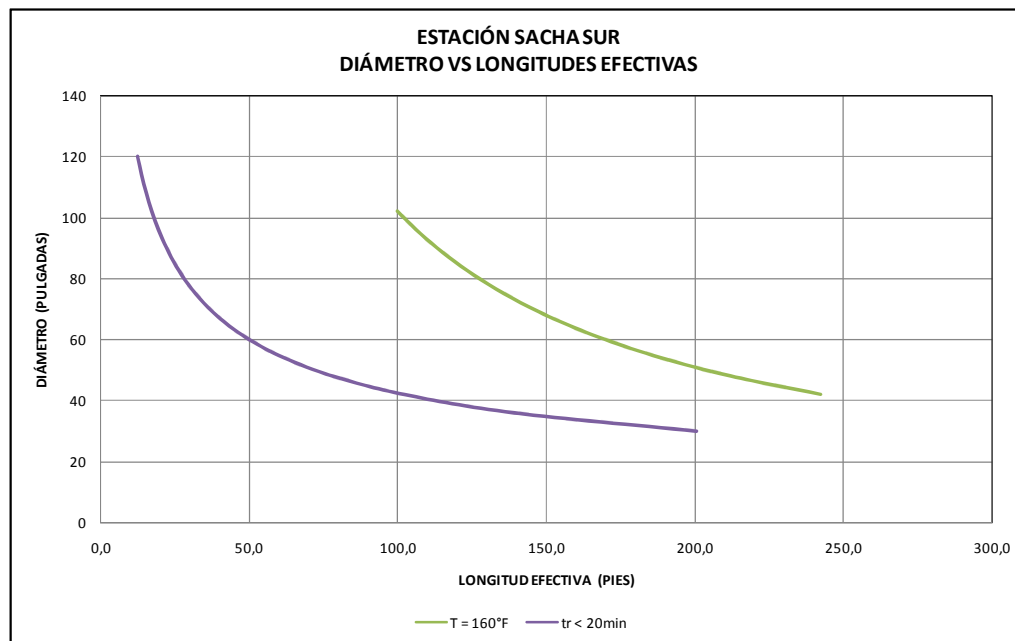
De igual manera se procede a calcular las posibles dimensiones de longitud efectiva y longitud de costura a costura del recipiente con la ecuación del tiempo de retención.

$$d^2 * Leff = \frac{10255 * 20}{1.05} = 195961.9$$

Finalmente, se realiza un gráfico diámetro del recipiente Vs longitud de costura a costura.

Las dimensiones del tratador serán escogidas de aquellas que no caigan bajo la curva del tiempo de retención de 20 minutos, es decir las menores a este. Tabla 3.9.3 ANEXO 3.9

GRÁFICA 3.24 DIMENSIONAMIENTO DE TRATADOR ESTACIÓN SACHA SUR



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

En la siguiente tabla se presenta las dimensiones del tratador seleccionado

TABLA 3.30 DIMENSIONES SELECCIONADAS PARA EL TRATADOR DE LA ESTACIÓN SACHA SUR

ESTACIÓN SACHA SUR			
TEMPERATURA °F	D Pulg	L s/s Pies	Calor Requerido MMBTU/H
160	40	114	6.69

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

3.3.3 BOTA DE GAS

Los datos de producciones pueden encontrarse en las tablas correspondientes a cada estación del ANEXO 3.6.

3.3.3.1 Bota de Gas Estación Sacha Norte 1

La estación Sacha Norte 1 posee (2) botas de gas que cumplen con las siguientes características:

TABLA 3.31 BOTAS DE GAS ESTACIÓN SACHA NORTE 1

ESTACIÓN SACHA NORTE 1			
DESCRIPCION	PRESION DE OPERACIÓN (PSI)	DIAMETRO EXTERNO (PULG)	LONGITUD (PIES)
BOTA DE GAS 1	14.7	70	
BOTA DE GAS2	14.7	70	

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Se verifica la capacidad de manejo del caudal del gas para la producción actual 1150.26 MPCS y para la máxima producción esperada de gas 1245 MPCS.

Por medio de las ecuaciones:

$$S = \frac{P_{op} * \gamma_g}{T_{op}} \quad (3.19)$$

Donde,

Pop = Presión de operación (Psi)

γ_g = Gravedad Específica

Top = Temperatura de Operación (°R)

$$\text{Capacidad Operativa del gas} = \frac{D^2 * P_{op}}{504 * T_{op} * Z * K} \quad (3.20)$$

TABLA 3.32 DATOS NECESARIOS PARA EVALUACION DE BOTA DE GAS

ESTACIÓN SACHA NORTE 1	
PARAMETROS	VALOR
GRAVEDAD ESPECIFICA GAS	1.4
GRAVEDAD API 60°F	25,2
MÁXIMA PRODUCCIÓN ESPERADA DE GAS	1.245 MMPCS
DIÁMETRO DE LA BOTA	70 PULG
FACTOR DE DESVIACIÓN DEL GAS	0.988

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

$$S = \frac{14.7 * 1.4}{560}$$

$$S = 0.03675$$

Mediante el ANEXO 3.14 se lee el valor de K correspondiente a S calculada.

$$\text{Capacidad Operativa del gas} = \frac{(70^2) * (14.7)}{(504) * (560) * 0.988 * 0.16}$$

$$\text{Capacidad Operativa del gas} = 1.61 \text{ MMPCSD}$$

Comparando este resultado con el pico de producción máximo de gas, podemos ver que las botas de gas suman en total una capacidad de manejo de gas de 3.43 MMPCSD, por lo cual las botas de gas pueden manejar la producción futura de gas de esta estación.

3.3.3.2 Bota de Gas Estación Sacha Norte 2

La estación Sacha Norte 2 posee (2) botas de gas que cumplen con las siguientes características:

TABLA 3.33 BOTAS DE GAS ESTACIÓN SACHA NORTE 2

ESTACIÓN SACHA NORTE 2			
DESCRIPCION	PRESION DE OPERACIÓN (PSI)	DIAMETRO EXTERNO (PULG)	LONGITUD (PIES)
BOTA DE GAS 1	14.7	70	
BOTA DE GAS2	14.7	70	

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Se verifica la capacidad de manejo del caudal del gas para la producción máxima esperada 1429.4 MPCS.

TABLA 3.34 DATOS NECESARIOS PARA EVALUACION DE BOTA DE GAS

ESTACIÓN SACHA NORTE 2	
PARAMETROS	VALOR
GRAVEDAD ESPECIFICA GAS	1.05
GRAVEDAD API 60°F	26.9
MÁXIMA PRODUCCIÓN ESPERADA DE GAS	1.444 MMPCS
DIÁMETRO DE LA BOTA	70 PULG
FACTOR DE DESVIACIÓN DEL GAS	0.99

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

$$S = \frac{14.7 * 1.05}{560}$$

$$S = 0.02756$$

Mediante el ANEXO 3.14 se lee el valor de K correspondiente a S calculada.

$$\text{Capacidad Operativa del gas} = \frac{(70^2) * (14.7)}{(504) * (560) * 0.99 * 0.12}$$

$$\text{Capacidad Operativa del gas} = 2.15 \text{ MMPCSD}$$

Al comparar este resultado con el pico de producción máximo de gas, observamos que en total las botas de gas suman una capacidad de manejo de gas de 4.67 MMPCSD, lo cual es más que suficiente.

3.3.3.3 Bota De Gas Estación Sacha Sur

La estación Sacha Sur posee (2) botas de gas que cumplen con las siguientes características:

TABLA 3.35 BOTAS DE GAS ESTACIÓN SACHA SUR

ESTACIÓN SACHA SUR			
DESCRIPCION	PRESION DE OPERACIÓN (PSI)	DIAMETRO EXTERNO (PULG)	LONGITUD (PIES)
BOTA DE GAS 1	14.7	70	
BOTA DE GAS2	14.7	70	

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Se verifica la capacidad de manejo del caudal del gas para la producción máxima esperada 1064.77 MPCSD.

TABLA 3.36 DATOS NECESARIOS PARA EVALUACION DE BOTA DE GAS

ESTACIÓN SACHA SUR	
PARAMETROS	VALOR
GRAVEDAD ESPECIFICA GAS	1.09
GRAVEDAD API 60°F	27.8
MÁXIMA PRODUCCIÓN ESPERADA DE GAS	1.16 MMPCSD
DIÁMETRO DE LA BOTA	70 PULG
FACTOR DE DESVIACIÓN DEL GAS	0.988

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

$$S = \frac{14.7 * 1.09}{560}$$

$$S = 0.0286$$

Mediante el ANEXO 3.14 se lee el valor de K correspondiente a S calculada.

$$Capacidad\ Operativa\ del\ gas = \frac{(70^2) * (14.7)}{(504) * (560) * 0.988 * 0.12}$$

$$Capacidad\ Operativa\ del\ gas = 2..15\ MMPCSD$$

Al comparar este resultado con el pico de producción máximo de gas, observamos que en total las botas de gas suman una capacidad de manejo de gas de 4.3 MMPCSD, siendo esto suficiente para el manejo del gas en la estación.

3.3.4 TANQUES

Los datos de producción se encuentran en las tablas correspondientes a cada estación del ANEXO 3.6.

Como se explicó en el Capítulo 1, la construcción de tanques se encuentra bajo la norma API 650. Además los tanques de lavado y surgencia tendrán una cédula 40 y ANSI 150.

3.3.4.1 Tanque De Lavado

3.3.4.1.1 *Tanque de Lavado Estación Sacha Norte 1*

La estación Sacha Norte 1 cuenta con los siguientes tanques de lavado:

TABLA 3.37 TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN SACHA NORTE 1

ESTACIÓN SACHA NORTE 1			
TIPO	ALTURA Pies	DIAMETRO Pies	CAPACIDAD (Bls)
			NOMINAL
TANQUE DE LAVADO	36	145	105880

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Se analizará la capacidad de manejo de fluido mediante el tiempo de retención de cada tanque, la producción actual de fluido es de 19859.2 BFPD y la máxima producción a esperarse es de 21283.4 BFPD.

Por medio de las ecuaciones:

$$Volumen\ Dinámico = \frac{\pi * D^2}{4} * h\ dinámica \quad (3.21)$$

Donde:

D = Diámetro del tanque (Pies)

h dinámica = Altura dinámica (Pies)

$$Tiempo\ de\ Evacuación = \frac{Volumen\ Dinámico}{Capacidad\ de\ la\ bomba} \quad (3.22)$$

Tiempo de Evacuación = días

Capacidad de la bomba = Bls/h

$$\text{Tiempo de Residencia} = \frac{\text{Volumen Dinámico}}{\text{Producción Diaria de Fluido}} \quad (3.23)$$

Donde:

Tiempo de Residencia = días

Volumen Dinámico = Bls

Producción Diaria de Fluido = BFPD

TABLA 3.38 DATOS NECESARIOS PARA EVALUACIÓN DE TANQUE DE LAVADO

ESTACIÓN SACHA NORTE 1						
TIPO	ALTURA	ALTURA DESCARGA	ALTURA COLCHÓN DE AGUA	ALTURA DINAMICA	DIAMETRO	CAPACIDAD NOMINAL
	Pies	Pies	Pies	Pies	Pies	(Bls)
TANQUE DE LAVADO	36	34	11	23	145	105880

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

$$\text{Volumen Dinámico} = \frac{\pi * (145)^2}{4} * 23$$

$$\text{Volumen Dinámico} = 67640.06 \text{ Bls}$$

$$\text{Tiempo de Evacuación} = \frac{67640.06}{450}$$

$$\text{Tiempo de Evacuación} = 150.31 \text{ horas} = 6.26 \text{ días}$$

- **Cálculo del tiempo de residencia**

TABLA 3.39 TIEMPO DE RESIDENCIA CALCULADO PARA TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN SACHA NORTE 1

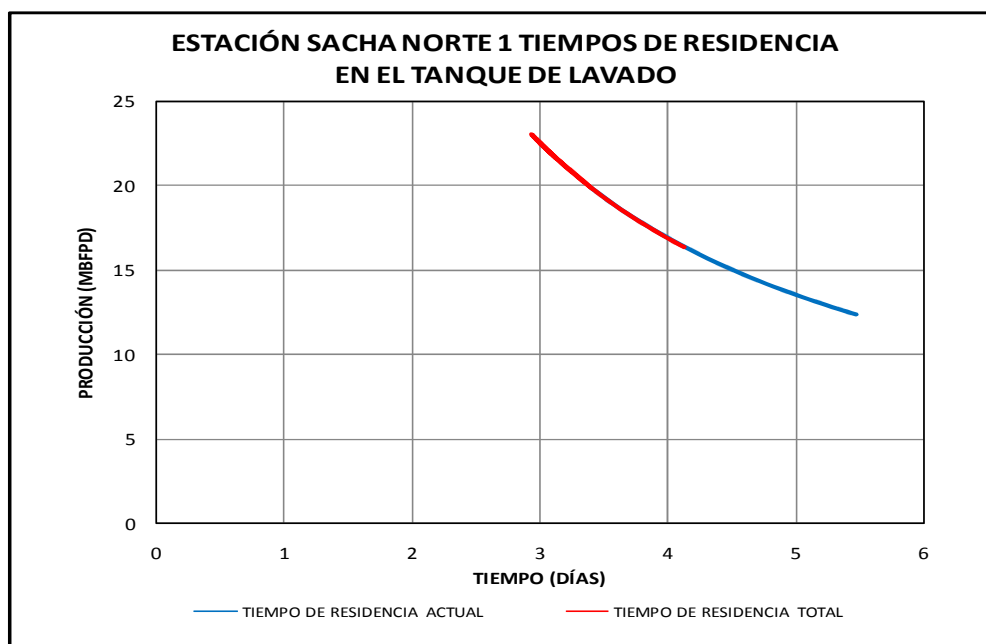
PRODUCCIÓN DE FLUIDO ESPERADA ESTACIÓN SACHA NORTE 1																		
AÑOS	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PRODUCCION ACTUAL BLS	19859	18984	18189	17468	16813	16220	15684	15198	14760	14365	14009	13688	13401	13144	12914	12710	12528	12368
PROYECCION POZOS BLS	0	3000	4352	4144	6205	5922	5665	5432	5220	5028	4855	4697	4555	4427	4311	4207	4113	4029
TOTAL	19859	21984	22541	21612	23018	22143	21349	20630	19980	19393	18863	18386	17956	17571	17225	16917	16642	16397
TIEMPO RESIDENCIA ACTUAL DIAS	3.4	3.6	3.7	3.9	4.0	4.2	4.3	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5.0	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5
TIEMPO RESIDENCIA TOTAL DIAS	3.4	3.1	3.0	3.1	2.9	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.8	3.9	4.0	4.1	4.1

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

De esta forma observamos que el tiempo de residencia total es menor que el actual debido al incremento de la producción.

GRÁFICA 3.25 TIEMPOS DE RESIDENCIA TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN SACHA NORTE 1



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Una vez más notamos que el tiempo de residencia total es menor que el actual, pero no en una forma drástica, esto se debe a que el campo posee una producción alta y la perforación de 9 pozos en total en esta estación no representa un incremento considerable.

Igualmente, la producción actual de 19859.2 BFPD y la máxima esperada de 24198.4 BFPD, entran en el rango de capacidad del tanque.

Los tiempos de residencia muestran que el tanque demorará algunos días en llenarse conforme disminuye el volumen producido, y el tiempo de evacuación muestra que en caso de ser necesario, el fluido será desalojado rápidamente.

Gracias a estos tiempos se confirma que el tanque puede seguir operando en las condiciones previstas.

3.3.4.1.2 Tanque de Lavado Estación Sacha Norte 2

La estación Sacha Norte 2 cuenta con los siguientes tanques de lavado:

TABLA 3.40 TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN SACHA NORTE 2

ESTACIÓN SACHA NORTE 2			
TIPO	ALTURA Pies	DIAMETRO Pies	CAPACIDAD (Bls)
			NOMINAL
TANQUE DE LAVADO	36	50	12600

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Se analizará la capacidad de manejo de fluido mediante el tiempo de retención de cada tanque, la producción actual de fluido es de 19052.7 BFPD y la máxima producción a esperarse es de 19271.9 BFPD.

TABLA 3.41 DATOS NECESARIOS PARA EVALUACIÓN DE TANQUE DE LAVADO

ESTACIÓN SACHA NORTE 2						
TIPO	ALTURA	ALTURA DESCARGA	ALTURA COLCHON DE AGUA	ALTURA DINAMICA	DIAMETRO	CAPACIDAD NOMINAL
	Pies	Pies	Pies	Pies	Pies	(Bls)
TANQUE DE LAVADO	36	34	11	23	50	12600

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

$$Volumen\ Dinámico = \frac{\pi * (50)^2}{4 * (5.615)} * 23$$

$$Volumen\ Dinámico = 8042.83\ Bls$$

$$Tiempo\ de\ Evacuación = \frac{8042.83}{400}$$

$$Tiempo\ de\ Evacuación = 20.11\ horas = 0.83\ días$$

- **Cálculo del tiempo de residencia**

TABLA 3.42 TIEMPO DE RESIDENCIA CALCULADO PARA TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN SACHA NORTE 2

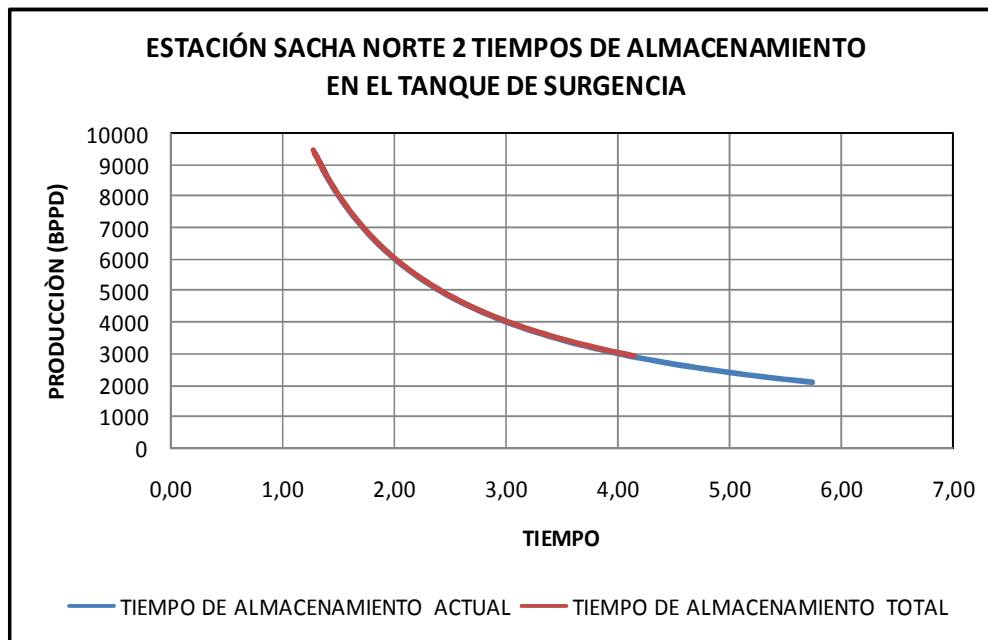
PRODUCCIÓN DE FLUIDO ESPERADA ESTACIÓN SACHA NORTE 2																		
AÑOS	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PRODUCCION ACTUAL BLS	19053	18272	17563	16921	16339	15813	15337	14908	14521	14172	13859	13578	13327	13103	12904	12728	12573	12436
PROYECCION POZOS BLS	0	1000	951	3156	4505	4293	4101	3926	3767	3624	3493	3375	3268	3172	3085	3006	2936	2872
TOTAL	19053	19272	18514	20077	20844	20106	19438	18834	18288	17796	17352	16953	16596	16275	15989	15734	15508	15308
TIEMPO RESIDENCIA ACTUAL DIAS	0.42	0.44	0.46	0.48	0.49	0.51	0.52	0.54	0.55	0.57	0.58	0.59	0.60	0.61	0.62	0.63	0.64	0.65
TIEMPO RESIDENCIA TOTAL DIAS	0.42	0.42	0.43	0.40	0.39	0.40	0.41	0.43	0.44	0.45	0.46	0.47	0.48	0.49	0.50	0.51	0.52	0.53

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

De esta forma observamos que el tiempo de residencia total es menor que el actual debido al incremento de la producción

GRÁFICA 3.26 TIEMPOS DE RESIDENCIA TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN SACHA NORTE 2



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Notamos que el tiempo de residencia total es menor que el actual, esto se debe a la perforación de 6 nuevos pozos.

Pero vemos que la producción actual 19052.7 BFPD la máxima esperada 19272 BFPD no entran en el rango de capacidad del tanque, pues este tiene una capacidad de 12600 BFPD, por lo cual es recomendable cambiar por otro tanque de mayor capacidad.

3.3.4.1.3 *Tanque de Lavado Estación Sacha Sur*

La estación Sacha Sur cuenta con los siguientes tanques de lavado:

TABLA 3.43 TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN SACHA SUR

ESTACIÓN SACHA SUR			
TIPO	ALTURA Pies	DIAMETRO Pies	CAPACIDAD (Bls)
			NOMINAL
TANQUE DE LAVADO	40	60	20000

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Se analizará la capacidad de manejo de fluido mediante el tiempo de retención de cada tanque, la producción actual de fluido es de 17911 BFPD y la máxima producción a esperarse es de 20718 BFPD.

TABLA 3.44 DATOS NECESARIOS PARA EVALUACIÓN DE TANQUE DE LAVADO

ESTACIÓN SACHA SUR						
TIPO	ALTURA	ALTURA DESCARGA	ALTURA COLCHON DE AGUA	ALTURA DINAMICA	DIAMETRO	CAPACIDAD NOMINAL
	Pies	Pies	Pies	Pies	Pies	(Bls)
TANQUE DE LAVADO	40	36	13	23	60	20000

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

$$\text{Volumen Dinámico} = \frac{\pi * (60)^2}{4 * (5.615)} * 23$$

$$\text{Volumen Dinámico} = 11581.7 \text{ Bls}$$

$$\text{Tiempo de Evacuación} = \frac{11581.7}{400}$$

$$\text{Tiempo de Evacuación} = 28.95 \text{ horas} = 1.2 \text{ días}$$

- **Cálculo del tiempo de residencia**

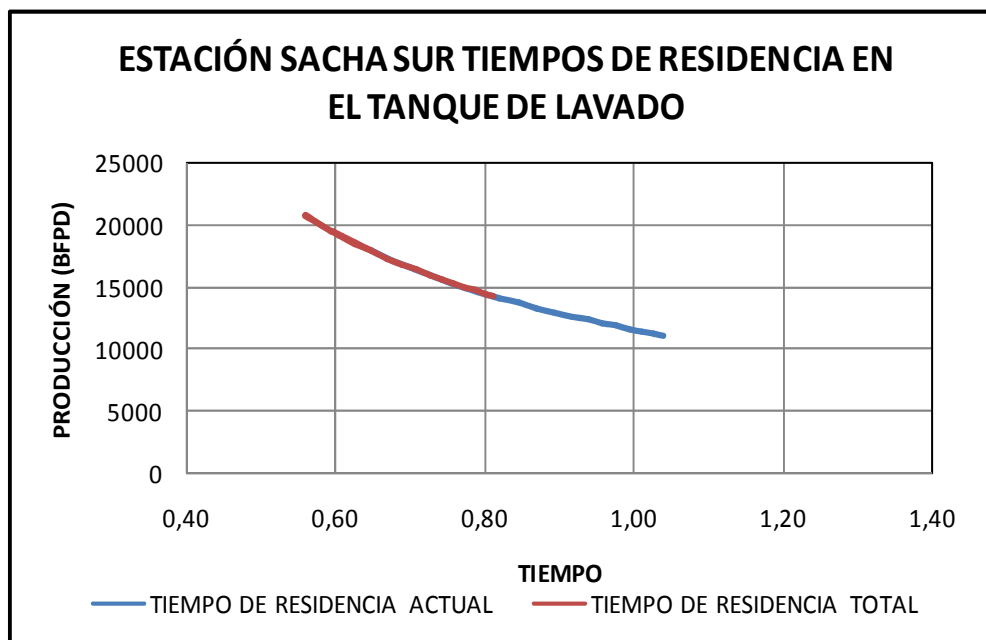
TABLA 3.45 TIEMPO DE RESIDENCIA CALCULADO PARA TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN SACHA SUR

PRODUCCIÓN DE FLUIDO ESPERADA ESTACIÓN SACHA SUR																		
AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PRODUCCION ACTUAL BLS	17911	17122	16405	15754	15164	14629	14145	13707	13312	12955	12634	12345	12086	11854	11647	11463	11299	11154
PROYECCION POZOS BLS	0	2250	3039	4965	4732	4521	4329	4154	3996	3853	3723	3606	3500	3404	3318	3240	3171	1311
TOTAL	17911	19372	19444	20719	19896	19150	18474	17862	17308	16808	16357	15951	15586	15258	14965	14703	14470	12465
TIEMPO RESIDENCIA ACTUAL DIAS	0.65	0.68	0.71	0.74	0.76	0.79	0.82	0.84	0.87	0.89	0.92	0.94	0.96	0.98	0.99	1.01	1.03	1.04
TIEMPO RESIDENCIA TOTAL DIAS	0.65	0.60	0.60	0.56	0.58	0.60	0.63	0.65	0.67	0.69	0.71	0.73	0.74	0.76	0.77	0.79	0.80	0.81

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

GRÁFICA 3.27 TIEMPOS DE RESIDENCIA TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN SACHA SUR



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Notamos que el tiempo de residencia total es menor que el actual, esto se debe a la perforación de 7 nuevos pozos.

Observamos que, la producción actual 17911.3 BFPD puede ser manejada por el tanque, en tanto que la máxima producción esperada de 20719 BFPD no entra en el rango de capacidad del tanque, pues este tiene una capacidad de 20000 BFPD, por lo que es recomendable cambiar por otro tanque .

3.3.4.2 Tanque de Surgencia

3.3.4.2.1 Tanque de Surgencia Estación Sacha Norte 1

La estación Sacha Norte 1 cuenta con un tanque de surgencia descrito a continuación.

TABLA 3.46 TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA NORTE 1

ESTACIÓN SACHA NORTE 1			
TIPO	ALTURA	DIAMETRO	CAPACIDAD (Bls)
	Pies	Pies	NOMINAL
TANQUE DE SURGENCIA	24	145	70580

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Se evaluará la capacidad de manejo del petróleo producido y proyectado.

Mediante las ecuaciones:

$$\text{Volumen Dinámico a Transferencia} = \frac{\pi * D^2}{4} * h \text{ dinámica} \quad (3.24)$$

Donde:

D = Diámetro del tanque (Pies)

h dinámica = Altura dinámica (Pies)

$$\text{Tiempo de Evacuación} = \frac{\text{Volumen Dinámico}}{\text{Capacidad de la bomba}} \quad (3.25)$$

Tiempo de Evacuación = días

Capacidad de la bomba = Bls/h

$$\text{Tiempo de Almacenamiento} = \frac{\text{Volumen Dinámico}}{\text{Producción Diaria de Petróleo}} \quad (3.26)$$

Donde:

Tiempo de Residencia = días

Volumen Dinámico = Bls

Producción Diaria de Fluido = BFPD

TABLA 3.47 DATOS NECESARIOS PARA EVALUACIÓN DE TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA NORTE 1

ESTACIÓN SACHA NORTE 1						
TIPO	ALTURA	ALTURA DE DESCARGA	ALTURA DE COLCHON DE AGUA	ALTURA DE VOLUMEN DINÁMICO	DIÁMETRO	CAPACIDAD NOMINAL
	Pies	Pies	Pies	Pies	Pies	Bls
TANQUE DE SURGENCIA	24	20	2	18	145	70580

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

$$Volumen\ Dinámico\ a\ Transferencia = \frac{\pi * (145)^2}{4} * 18$$

$$Volumen\ Dinámico\ a\ Transferencia = 52935.7\ Bls$$

$$Tiempo\ de\ Evacuación = \frac{52935.7}{450}$$

$$Tiempo\ de\ Evacuación = 117.64\ horas = 4.90\ días$$

- **Cálculo del tiempo de almacenamiento**

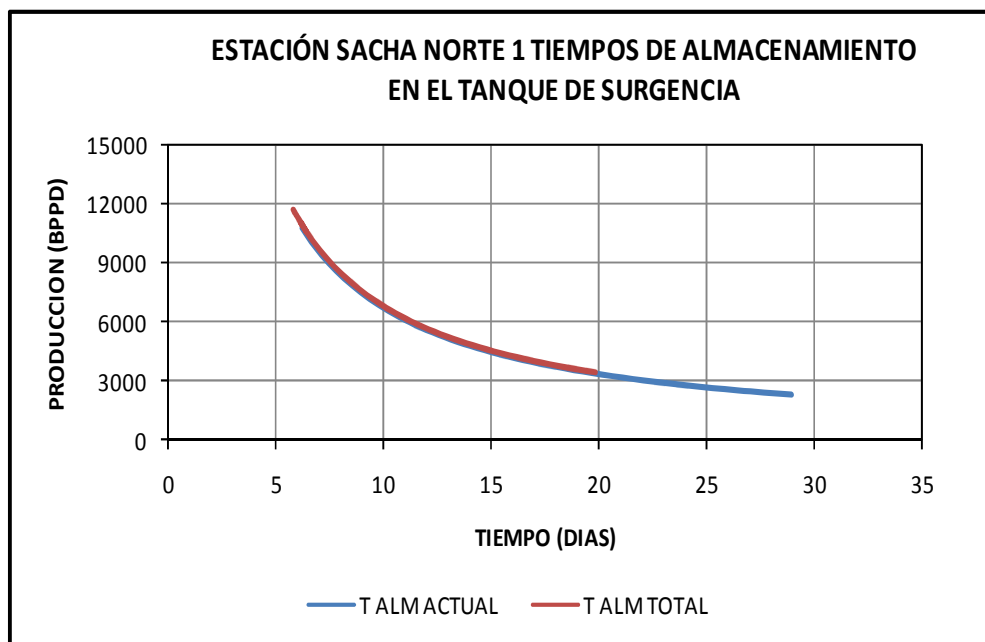
TABLA 3.48 TIEMPO DE ALMACENAMIENTO CALCULADO PARA TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA NORTE1

PRODUCCIÓN DE FLUIDO ESPERADA ESTACIÓN SACHA NORTE 1																		
AÑOS	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PRODUCCIÓN ACTUAL DE PETRÓLEO	10803	9873	9023	8247	7537	6888	6295	5753	5258	4806	4392	4014	3669	3353	3064	2801	2559	2339
PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR POZOS PERFORADOS	0	1800	2545	2326	3476	3177	2903	2653	2425	2216	2026	1851	1692	1546	1413	1292	1180	1079
PRODUCCIÓN TOTAL DE PETRÓLEO	10803	11673	11568	10573	11013	10065	9199	8407	7683	7022	6418	5865	5360	4899	4477	4092	3740	3418
TIEMPO DE ALMACENAMIENTO ACTUAL DIAS	6	7	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	20	22	24	26	29
TIEMPO DE ALMACENAMIENTO TOTAL DIAS	6	6	6	6	6	7	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	20

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

**GRÁFICA 3.28 TIEMPOS DE ALMACENAMIENTO TANQUE DE SURGENCIA
ESTACIÓN SACHA NORTE 1**



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Con estos datos observamos que de igual forma que en el tanque de lavado el tiempo de almacenamiento total es menor que el actual, que el tiempo de evacuación muestra que en caso de ser necesario el fluido será desalojado rápidamente.

Además, la producción actual de petróleo de 10802.8 BPPD y la máxima producción esperada de 11673.0 BPPD pueden ser manejadas sin problema por este tanque.

3.3.4.2.2 *Tanque de Surgencia Estación Sacha Norte 2*

La estación Sacha Norte 2 cuenta con un tanque de surgencia descrito a continuación.

TABLA 3.49 TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA NORTE 2

ESTACIÓN SACHA NORTE 2			
TIPO	ALTURA	DIAMETRO	CAPACIDAD (Bls)
	Pies	Pies	NOMINAL
TANQUE DE SURGENCIA	30	60	12000

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Se evaluará la capacidad de manejo del petróleo producido y proyectado.

TABLA 3.50 DATOS NECESARIOS PARA EVALUACIÓN DE TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA NORTE 2

ESTACIÓN SACHA NORTE 2						
TIPO	ALTURA	ALTURA DE DESCARGA	ALTURA DE COLCHON DE AGUA	ALTURA DE VOLUMEN DINÁMICO	DIÁMETRO	CAPACIDAD NOMINAL
	Pies	Pies	Pies	Pies	Pies	Bls
TANQUE DE SURGENCIA	30	26	2	24	60	12000

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

$$Volumen\ Dinámico\ a\ Transferencia = \frac{\pi * (60)^2}{4 * (5.615)} * 24$$

$$Volumen\ Dinámico\ a\ Transferencia = 12085.23\ Bls$$

$$Tiempo\ de\ Evacuación = \frac{12085.23}{400}$$

$$Tiempo\ de\ Evacuación = 30.21\ horas = 1.26\ días$$

- **Cálculo del tiempo de almacenamiento**

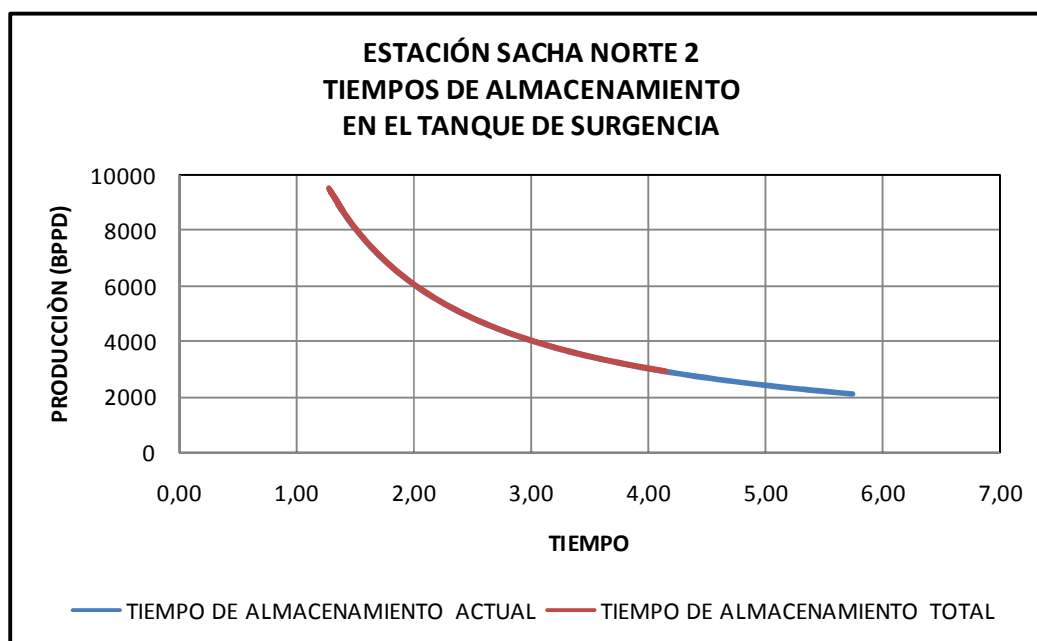
TABLA 3.51 TIEMPO DE ALMACENAMIENTO CALCULADO PARA TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN S.NORTE 2

PRODUCCIÓN DE FLUIDO ESPERADA ESTACIÓN SACHA NORTE 2																		
AÑOS	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PRODUCCIÓN ACTUAL DE PETROLEO	9724	8887	8122	7423	6784	6200	5667	5179	4733	4326	3953	3613	3302	3018	2758	2521	2304	2106
PROYECCÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	0	600	548	1851	2592	2369	2165	1979	1808	1653	1510	1380	1262	1153	1054	963	880	804
PRODUCCIÓN TOTAL DE PETRÓLEO	9724	9487	8671	9274	9376	8569	7832	7157	6541	5978	5464	4994	4564	4171	3812	3484	3184	2910
TIEMPO DE ALMACENAMIENTO ACTUAL DIAS	1.24	1.36	1.49	1.63	1.78	1.95	2.13	2.33	2.55	2.79	3.06	3.34	3.66	4.00	4.38	4.79	5.25	5.74
TIEMPO DE ALMACENAMIENTO TOTAL DIAS	1.24	1.27	1.39	1.30	1.29	1.41	1.54	1.69	1.85	2.02	2.21	2.42	2.65	2.90	3.17	3.47	3.80	4.15

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

**GRÁFICA 3.29 TIEMPOS DE ALMACENAMIENTO TANQUE DE SURGENCIA
ESTACIÓN SACHA NORTE 2**



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Con estos datos observamos que de igual forma que en el tanque de lavado el tiempo de almacenamiento total es menor que el actual.

Además observamos que la producción actual de petróleo de 9724 BPPD y la máxima producción esperada de 9376 BPPD pueden ser manejadas sin problema por este tanque.

3.3.4.3.2 *Tanque de Surgencia Estación Sacha Sur*

La estación Sacha Sur cuenta con un tanque de surgencia descrito a continuación.

TABLA 3.52 TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA SUR

ESTACIÓN SACHA SUR			
TIPO	ALTURA Pies	DIAMETRO Pies	CAPACIDAD (Bls)
			NOMINAL
TANQUE DE SURGENCIA	35	70	24600

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Se evaluará la capacidad de manejo del petróleo producido y proyectado.

TABLA 3.53 DATOS NECESARIOS PARA EVALUACIÓN DE TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA SUR

ESTACIÓN SACHA SUR						
TIPO	ALTURA	ALTURA DE DESCARGA	ALTURA DE COLCHON DE AGUA	ALTURA DE VOLUMEN DINÁMICO	DIÁMETRO	CAPACIDAD NOMINAL
	Pies	Pies	Pies	Pies	Pies	Bls
TANQUE DE SURGENCIA	35	31	11	20	70	24600

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

$$Volumen\ Dinámico\ a\ Transferencia = \frac{\pi * (70)^2}{4 * (5.615)} * 20$$

$$Volumen\ Dinámico\ a\ Transferencia = 13707.78\ Bls$$

$$Tiempo\ de\ Evacuación = \frac{13707.78}{400}$$

$$Tiempo\ de\ Evacuación = 34.27\ horas = 1.43\ días$$

- **Cálculo del tiempo de almacenamiento**

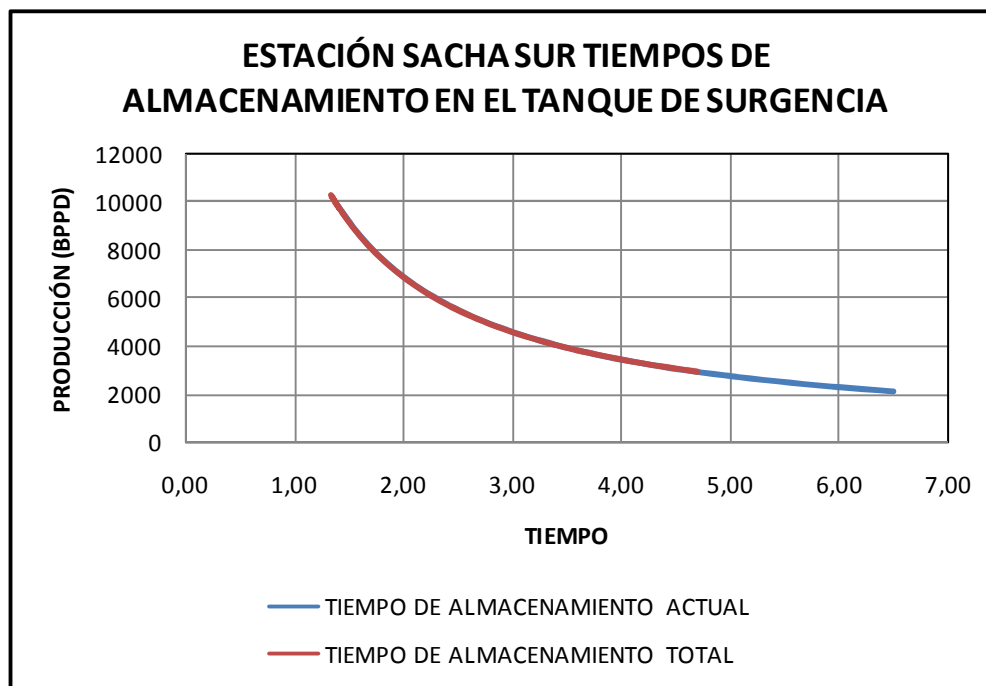
TABLA 3.54 TIEMPO DE ALMACENAMIENTO CALCULADO PARA TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA SUR

PRODUCCIÓN DE FLUIDO ESPERADA ESTACIÓN SACHA SUR																		
AÑOS	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PRODUCCIÓN ACTUAL DE PETRÓLEO	9744	8905	8139	7438	6798	6213	5678	5189	4743	4335	3962	3621	3309	3024	2764	2526	2309	2110
PROYECCION DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	0	1350	2134	2850	2605	2381	2176	1988	1817	1661	1518	1387	1268	1159	1059	968	885	808
PRODUCCIÓN TOTAL DE PETRÓLEO	9744	10255	10272	10288	9403	8594	7854	7178	6560	5995	5479	5008	4577	4183	3823	3494	3193	2918
TIEMPO DE ALMACENAMIENTO ACTUAL DIAS	1.41	1.54	1.68	1.84	2.02	2.21	2.41	2.64	2.89	3.16	3.46	3.79	4.14	4.53	4.96	5.43	5.94	6.50
TIEMPO DE ALMACENAMIENTO TOTAL DIAS	1.41	1.34	1.33	1.33	1.46	1.60	1.75	1.91	2.09	2.29	2.50	2.74	3.00	3.28	3.59	3.92	4.29	4.70

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

**GRÁFICA 3.30 TIEMPOS DE ALMACENAMIENTO TANQUE DE SURGENCIA
ESTACIÓN SACHA SUR**



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Analizando los datos observamos que de igual forma que en el tanque de lavado el tiempo de almacenamiento total es menor que el actual.

Además observamos que la producción actual de petróleo de 9744 BPPD y la máxima producción esperada de 10255 BPPD pueden ser manejadas sin problema por este tanque.

3.4 ANALISIS DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA

3.4.1 CARACTERISTICAS DEL AGUA DE FORMACION

3.4.1.2 Agua de Formación

El agua que se obtiene de los diferentes equipos de la estación de producción debe ser retornada a su sitio de origen. Debido a la gran cantidad de

contaminantes naturales y adicionados en los procesos de deshidratación, representan el foco más grande de la contaminación ambiental de la actividad petrolera.

El agua de formación tiene algunos compuestos indeseables y perjudiciales.

COMPUESTOS INDESEABLES:

- Cloruros en cantidades mayores a 5000 ppm²³
- Bicarbonatos en concentraciones mayor a 800 ppm
- Residuos de demulsificantes, formaldehidos
- Residuos de inhibidores de escala, fosfatos y fosfonatos
- Residuos de inhibidores de corrosión, aminas
- Bacterias sulfato reductoras con más de 100 colonias/ml²⁴
- Sulfuro de hierro en concentraciones de más de 20 ppm.
- Petróleo residual en cantidades mayores a los 10 ppm
- Metales pesados como: cromo, níquel y vanadio.

La arena donde se introduce la mayor cantidad de agua producida, se conoce como Tiyuyacu. Está localizada a 7000-7500 pies de profundidad. Tiene altísima porosidad y permeabilidad. Por su naturaleza no consolidada, facilita la admisión de grandes volúmenes de agua de condiciones aceptables.

Para la llevar a cabo la reinyección se llevan a cabo los siguientes pasos para acondicionar el agua de reinyección

3.4.1.2 Tanque Desnatador

Es un tanque o cilindro vertical u horizontal, cuyo propósito es eliminar el contenido de aceite residual.

Se adicionan floculantes para ayudar a la formación de gotitas grandes de petróleo.

²³ ppm: partes por millón

²⁴ ml: mililitro

La película de aceite que se forma en la superficie del equipo es retirada automáticamente, para retornar al proceso.

En la parte superior se tiene el venteo de gas y por la inferior se retira el agua que debe contener menos de 20 ppm de aceite residual.

3.4.1.3 Filtración

Se lleva a cabo sobre todo si en alguna parte del proceso hay contacto con el aire y así eliminar cualquier sólido que tenga. En ciertos pozos se produce el desprendimiento de “finos de formación” que son arrastrados en la corriente de agua. A veces se produce un sólido de la corrosión del hierro de tuberías y equipos, estos son “sulfuro de hierro”.

De acuerdo al tipo de material a filtrarse se escogerá el lecho que retendrá estas partículas; para aceite residual se tiene la cáscara de nuez y para sólidos como sulfuros y arenas se emplea granate.

Los filtros operan un tiempo determinado en el sentido normal de flujo. Luego se genera un diferencial de presión P entre la entrada y salida, se invierte el flujo para realizar el lavado del lecho. El material removido se lleva a un tanque cilíndrico con fondo cónico para su separación.

3.4.1.4 Bombas de Inyección

Dependiendo de la distancia a la que esté el pozo inyector se requerirá una o más bombas centrífugas “booster”. Elevan la Presión a 100 psi y alimentan las bombas centrífugas horizontales multietapa, las mismas que descargan de 1250 a 3000 psi.

El agua se lleva por una línea de diámetro y espesor adecuado, que no genere pérdidas de P grandes para los requerimientos de inyección futuros.

Se debe emplear tuberías de grado API 5L X52, para mayor resistencia al desgaste corrosivo interno.

3.4.1.5 Tratamiento Químico

3.4.1.5.1 Biocidas

Las bacterias sulfato reductoras (SRB), por ser anaeróbicas, constituyen la principal fuente de generación de sólidos y corrosión. En líneas donde se puede pasar los raspadores o “chanchos”, se recomienda realizar semanalmente la corrida del chanco y luego un “batch” de biocida de hasta 200 ppm. Con esto se asegura mantener en niveles casi cero las SRB. La mayoría son venenosos y no biodegradables, los biodegradables son más caros.

3.4.1.5.2 Flocculantes

Se emplea para agrupar las partículas dispersas de petróleo. Y formar gotas grandes que ascenderán a la superficie. Se inyecta antes del ingreso a los skimmers o desnatadores. La correcta selección del químico ayudará en las fases posteriores del sistema.

3.4.1.5.3 Inhibidores de Corrosión

Los agentes corrosivos que tienen el agua de inyección son los cloruros principalmente. Pero si existe contacto con el oxígeno del aire, los valores de agresividad al hierro metálico se incrementan grandemente. Este químico se debe inyectar en la corriente posterior a los filtros, en concentraciones de 10 a 50 ppm.

La cuantificación del oxígeno disuelto que no debe superar los 20 ppm.

3.4.1.6 Pozo Inyector

En campos antiguos se selecciona un pozo abandonado para convertirlo en inyector, o en campos nuevos se perfora y acondiciona uno nuevo. Prueba de inyectividad, es un parámetro importante para determinar si un pozo puede ser inyector.

Consiste en bombear diferentes caudales o ratas de agua dulce o salada a la arena que vaya a inyectarse, a determinadas P en superficie. El objeto es cuantificar el nivel de aceptación que tiene la arena naturalmente.

Caso contrario será necesario “fracturar hidráulicamente” o incrementar la permeabilidad artificialmente. Valores mayores a 0,25bls/min²⁵ con 1250psi en superficie, se consideran aceptables para la reinyección de agua. La configuración o completación de un pozo inyector es similar a la del pozo productor.

3.4.1.7 Efecto de la Composición del Agua

1) CONDUCTIVIDAD DEL AGUA

La corrosividad del agua se incrementa con el incremento de la conductividad. El agua salada es completamente conductiva y corrosiva.

2) PH DEL AGUA

La corrosividad del agua usualmente se incrementa con la disminución del PH. Llegando a ser más ácida.

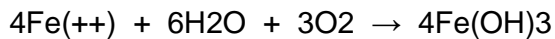
3) GASES DISUELTOS

El O₂, CO₂ o el sulfuro de hidrógeno disueltos en el agua incrementan su corrosividad. Si el agua pudiera mantenerse a un ph neutro o más alto, existirían muy pocos problemas de corrosión.

²⁵ bls/min: barriles por minuto

3.1) OXIGENO DISUELTO

El oxígeno es el peor de los tres gases disueltos mencionados.

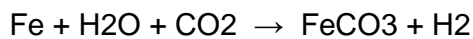


3.2) DIOXIDO DE CARBONO DISUELTO

Cuando el dióxido de carbono se disuelve en el agua se forma ácido carbónico.

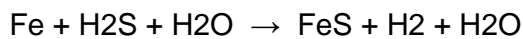
Disminuye el Ph del agua y se incrementa su corrosividad.

La corrosión causada se llama corrosión dulce.



3.3) SULFURO DE HIDROGENO DISUELTO

Este gas es muy soluble en agua y disuelto se comporta como un ácido débil. La corrosión se llama corrosión ácida.



3.4.2 REDIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA CONSIDERANDO LA PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FUTURA

Considerando la necesidad de contar con un equipo adecuado para la reinyección de agua, en esta sección se procede a diseñar un desnatador.

Este equipo provee de largos tiempos de residencia para que la coalescencia y separación gravitacional puedan ocurrir.

Con la colocación de este equipo se desea reemplazar las fosas API existentes, de esta forma se separa efectivamente la emulsión agua – petróleo de manera que esta agua pueda ser utilizada para la inyección.

3.4.1.8 Diseño del Desnatador

Mediante las fórmulas:

- Por el diámetro de la partícula

$$d * Leff = \frac{1000 * Q_w * \mu_w}{(\Delta S.G)(dm)^2} \quad (3.27)$$

- Por el tiempo de retención

$$d^2 * Leff = 1.4 * tr_w * Q_w \quad (3.28)$$

*Caudal a considerarse = Máxima Producción de Agua – 0.3% * Máxima producción de Agua*

(3.29)

3.4.1.8.1 Desnatador Estación Sacha Norte 1

Por experiencia de campo se determina que, el tiempo de retención utilizado para los cálculos será de 20 minutos, y el diámetro de la molécula 200 micrones.

TABLA 3.55 DATOS NECESARIOS PARA DISEÑO DE DESNATADOR

ESTACIÓN SACHA NORTE 1	
PARAMETROS	VALOR
GRAVEDAD ESPECÍFICA PETRÓLEO	0.903
GRAVEDAD ESPECÍFICA AGUA	1
PRODUCCIÓN DE AGUA A TRATARSE	12979.3 BAPD
TIEMPO DE RETENCIÓN	20 min
DIÁMETRO DE LA MOLÉCULA	200 micrones

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Se realizan los cálculos para el diámetro de la molécula y el tiempo de retención. Con distintos diámetros para el recipiente se calculan las posibles longitudes efectivas y longitudes de costura a costura.

$$d * Leff = \frac{1000 * 12979.3 * 1}{(0.097)(200)^2}$$

$$d * Lef = 3345.2 \text{ Pulg} * \text{Pies}$$

TABLA 3.56 CÁLCULOS REALIZADOS POR EL DIÁMETRO DE LA MOLÉCULA

ESTACIÓN SACHA NORTE 1		
D	Leff	L s/s
Pulg	Pies	Pies
72.00	71.32	95.09
78.00	60.77	81.03
84.00	52.40	69.86
90.00	45.65	60.86
96.00	40.12	53.49
102.00	35.54	47.38
108.00	31.70	42.26
114.00	28.45	37.93
120.00	25.68	34.23

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

$$d^2 * Leff = 1.4 * 20 * 12979.3$$

$$d^2 * Leff = 353420.4 \text{ Pulg}^2 * \text{Pies}$$

TABLA 3.57 CÁLCULOS REALIZADOS POR TIEMPO DE RETENCIÓN

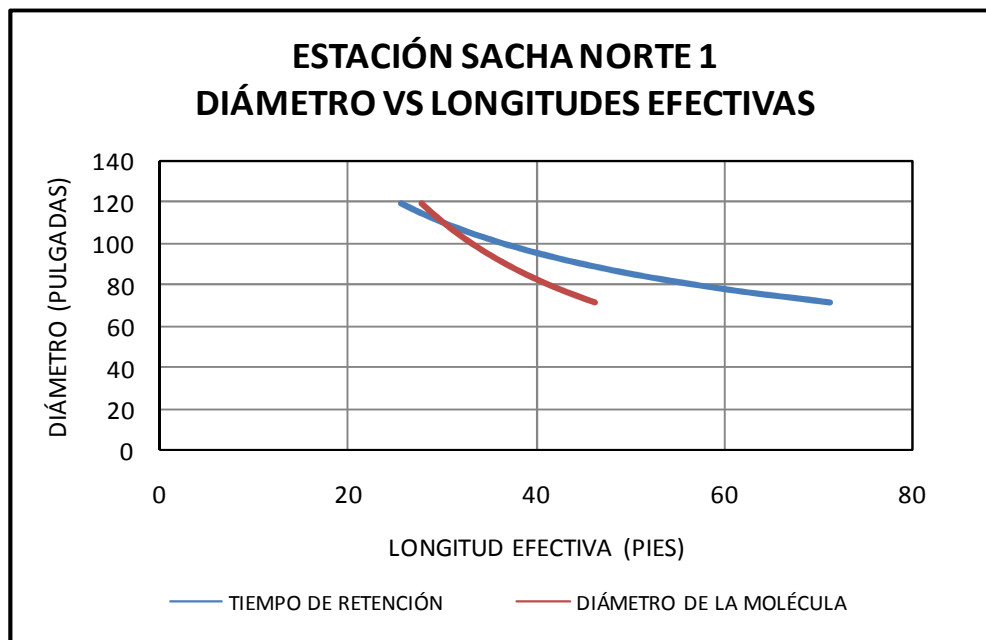
ESTACIÓN SACHA NORTE 1		
D	Leff	L s/s
Pulg	Pies	Pies
72.00	46.32	61.76
78.00	42.76	57.01
84.00	39.70	52.94
90.00	37.06	49.41
96.00	34.74	46.32
102.00	32.70	43.60
108.00	30.88	41.17
114.00	29.26	39.01
120.00	27.79	37.06

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

El criterio usado para seleccionar las dimensiones del desnatador consiste en que éstas satisfagan las dos ecuaciones, esto se verifica mediante la realización de un gráfico Diámetro Vs Longitud efectiva.

GRÁFICA 3.31 DIMENSIONAMIENTO DEL DESNATADOR ESTACIÓN SACHA NORTE 1



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 3.58 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DESNATADOR

ESTACIÓN SACHA NORTE 1		
D	L _{eff}	L s/s
Pulg	Pies	Pies
114	26	35

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Por lo tanto, se recomienda la instalación de un desnatador de 114 Pulg de diámetro por 35 Pies de longirud de costura a costura.

3.4.1.8.2 Desnatador Estación Sacha Norte 2

TABLA 3.59 DATOS NECESARIOS PARA DISEÑO DE DESNATADOR

ESTACIÓN SACHA NORTE 2	
PARAMETROS	VALOR
GRAVEDAD ESPECÍFICA PETRÓLEO	0.895
GRAVEDAD ESPECÍFICA AGUA	1
PRODUCCIÓN DE AGUA A TRATARSE	12361.4 BAPD
TIEMPO DE RETENCIÓN	20 min
DIÁMETRO DE LA MOLÉCULA	200 micrones

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Se realizan los cálculos para el diámetro de la molécula y el tiempo de retención. Con distintos diámetros para el recipiente se calculan las posibles longitudes efectivas y longitudes de costura a costura.

$$d * L_{eff} = \frac{1000 * 12361.4 * 1}{(0.105)(200)^2}$$

$$d * L_{ef} = 2943.2 \text{ Pulg} * \text{Pies}$$

TABLA 3.60 CÁLCULOS REALIZADOS POR EL DIÁMETRO DE LA MOLÉCULA

ESTACIÓN SACHA NORTE 2		
D	L_{eff}	L s/s
Pulg	Pies	Pies
66	43.89	58.52
72	40.23	53.64
78	37.13	49.51
84	34.48	45.98
90	32.18	42.91
96	30.17	40.23
102	28.40	37.86
108	26.82	35.76
114	25.41	33.88

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 3.61 CÁLCULOS REALIZADOS POR TIEMPO DE RETENCIÓN

$$d^2 * Leff = 1.4 * 20 * 12361$$

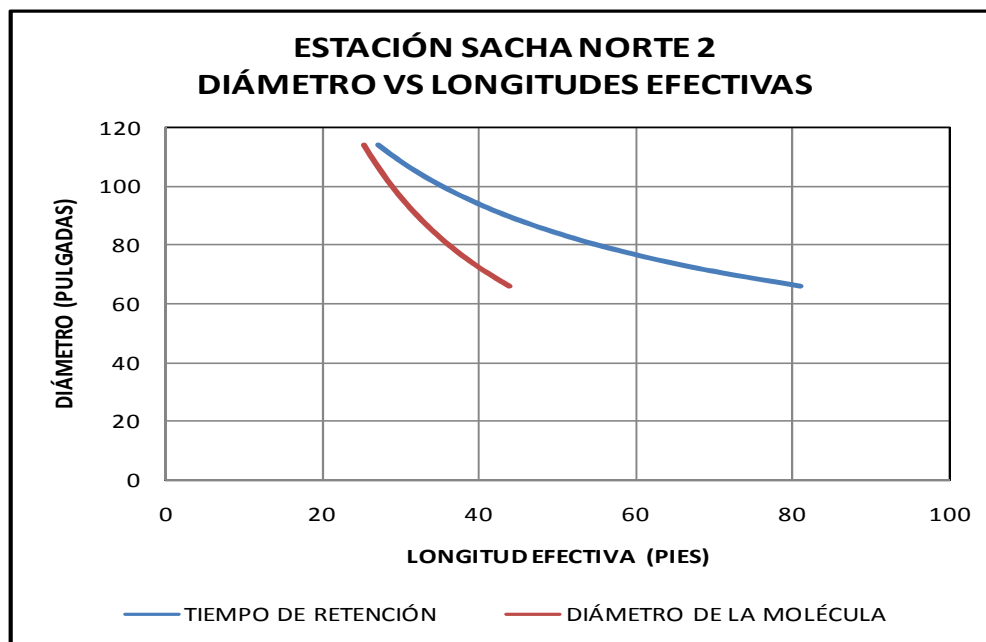
$$d^2 * Leff = 346108 \text{ Pulg}^2 * \text{Pies}$$

ESTACIÓN SACHA NORTE 2		
D	Leff	L s/s
Pulg	Pies	Pies
66	81.08	108.11
72	68.13	90.84
78	58.05	77.40
84	50.05	66.74
90	43.60	58.14
96	38.32	51.10
102	33.95	45.26

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Las dimensiones eficientes serán las que cumplan con las dos ecuaciones, esto se verifica mediante la realización de un gráfico Diámetro Vs Longitud efectiva.

GRÁFICA 3.32 DIMENSIONAMIENTO DEL DESNATADOR ESTACIÓN SACHA NORTE 2

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 3.62 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DESNATADOR

ESTACIÓN SACHA NORTE 2		
D	L_{eff}	L s/s
Pulg	Pies	Pies
120	22	30

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Se recomienda la instalación de un desnatador de 120 Pulg de diámetro por 30 Pies de longitud de costura a costura.

3.4.1.8.3 Estación Sacha Sur

TABLA 3.63 DATOS NECESARIOS PARA DISEÑO DE DESNATADOR

ESTACIÓN SACHA SUR	
PARAMETROS	VALOR
GRAVEDAD ESPECÍFICA PETRÓLEO	0.888
GRAVEDAD ESPECÍFICA AGUA	1
PRODUCCIÓN DE AGUA A TRATARSE	11310.3 BAPD
TIEMPO DE RETENCIÓN	20 min
DIÁMETRO DE LA MOLÉCULA	200 micrones

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Se realizan los cálculos para el diámetro de la molécula y el tiempo de retención. Con distintos diámetros para el recipiente se calculan las posibles longitudes efectivas y longitudes de costura a costura.

$$d * L_{eff} = \frac{1000 * 11310.3 * 1}{(0.112)(200)^2}$$

$$d * L_{ef} = 2524.6 \text{ Pulg} * \text{Pies}$$

TABLA 3.64 CÁLCULOS REALIZADOS POR EL DIÁMETRO DE LA MOLÉCULA

ESTACIÓN SACHA SUR		
D	Leff	L s/s
Pulg	Pies	Pies
66	38.34	51.12
72	35.15	46.86
78	32.44	43.26
84	30.13	40.17
90	28.12	37.49
96	26.36	35.15
102	24.81	33.08
108	23.43	31.24
114	22.20	29.60
120	21.09	28.12

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

$$d^2 * Leff = 1.4 * 20 * 11310.1$$

$$d^2 * Leff = 316682.8 \text{ Pulg}^2 * \text{Pies}$$

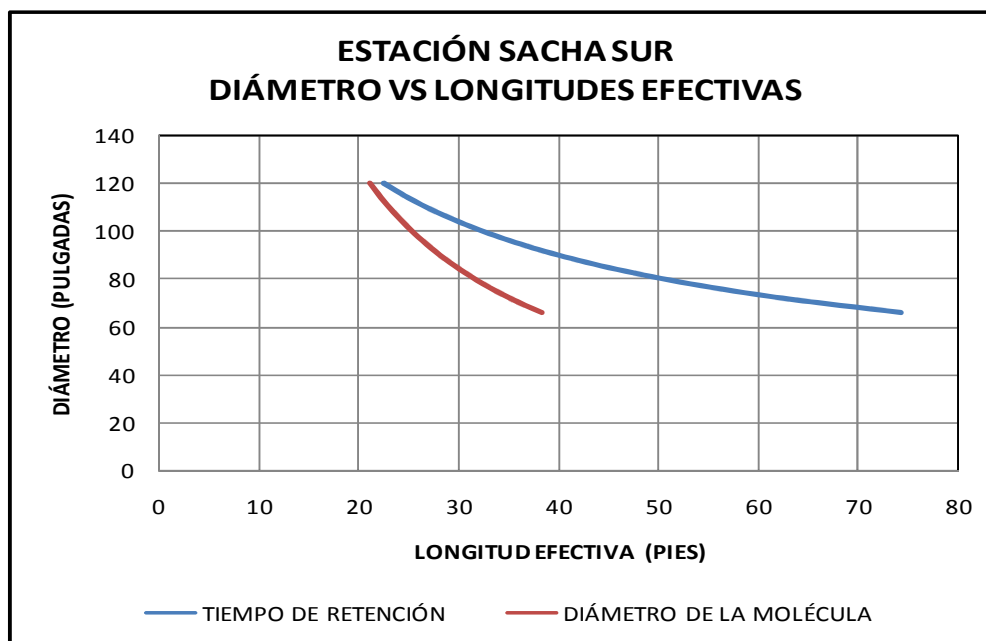
TABLA 3.65 CÁLCULOS REALIZADOS POR TIEMPO DE RETENCIÓN

ESTACIÓN SACHA SUR		
D	Leff	L s/s
Pulg	Pies	Pies
66	74.19	98.91
72	62.34	83.12
78	53.12	70.82
84	45.80	61.06
90	39.90	53.19
96	35.06	46.75
102	31.06	41.41
108	27.71	36.94
114	24.87	33.15
120	22.44	29.92

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Las dimensiones eficientes serán las que cumplan con las dos ecuaciones, esto se verifica mediante la realización de un gráfico Diámetro Vs Longitud efectiva.

GRÁFICA 3.33 DIMENSIONAMIENTO DEL DESNATADOR ESTACIÓN SACHA SUR



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 3.66 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DESNATADOR

ESTACIÓN SACHA SUR		
D	L _{eff}	L s/s
Pulg	Pies	Pies
120	22	30

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Se recomienda la instalación de un desnatador de 120 Pulg de diámetro por 24 Pies de longitud de costura a costura.

3.5 OPTIMIZACIÓN DEL GAS PRODUCIDO EN LAS ESTACIONES

3.5.1 CARACTERÍSTICAS DEL GAS DEL CAMPO SACHA

A continuación se detallan las características del gas producido en cada estación analizada.

TABLA 3.67 COMPONENTES DEL GAS PRODUCIDO

CARACTERÍSTICAS DEL GAS PRODUCIDO			
COMPONENTES	ESTACIÓN SACHA NORTE 1	ESTACIÓN SACHA NORTE 2	ESTACIÓN SACHA SUR
	% MOLAR	% MOLAR	% MOLAR
Dióxido de Carbono CO ₂	9.8	36.5	1.67
Nitrógeno	2.8	3.21	1.31
Metano	38.19	33.15	51
Etano	11.47	8.25	13.44
Propano	19.82	9.4	17.43
Iso Butano	3.16	2.81	4.2
Normal Butano	8.02	3.63	7.21
Iso Pentano	1.98	1.45	1.33
Normal Pentano	2.43	1.07	1.46
Hexano	0.75	0.33	0.68
Heptanos (+)	1.58	0.2	0.27
TOTAL	100	100	100
PROPIEDADES DEL GAS			
G.P.M	11.64	20.15	22.48
Poder Calórico BTU/PC	1752	1055	1723
Gravedad Específica Gas	1.4	1.09	1.05

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Se considera que un gas es apto como combustible se posee un poder calórico mayor a 800 BTU/PC.

Como puede observarse las tres estaciones poseen un calor calórico mayor a 800 BTU/PC, Estación Sacha Norte 1, 1752 BTU/PC, Estación Sacha Norte 2, 1055 BTU/PC y Estación Sacha Sur, 1723 BTU/PC, por lo tanto el gas de las estaciones que forman parte para este estudio puede ser utilizado para la generación de energía eléctrica.

3.5.2 PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA POR CAPTACIÓN DE GAS

Se propone la construcción de una planta de generación eléctrica por captación de gas que está compuesta por los siguientes equipos:

TABLA 3.68 PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

GENERACIÓN ELÉCTRICA POR CAPTACIÓN DE GAS			
TURBINA	POTENCIA	CONSUMO DIESEL	CONSUMO GAS
	KW	Gal/Día	MMPCSD
TA – 1	800	3000	0.6
TA – 2	800	3000	0.6
TB	2500	8000	1.2
TOTAL		14000	2.4

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Por datos de campo, se conoce que 0.25MMPCSD pueden convertirse en 1MWD, por lo cual se procede a transformar el valor máximo proyectado de producción de gas que corresponden al año 2009 ANEXO 3.6, en MWD que pueden ser generados.

TABLA 3.69 GENERACIÓN DE ENERGÍA ESPERADA

ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN ESPERADA DE GAS	GENERACIÓN DE ENERGÍA ESPERADA
	MM PCS	MWD
SACHA NORTE 1	1.245	4.98
SACHA NORTE 2	1.444	5.78
SACHA SUR	1.165	4.66
TOTAL	3.85	15.42

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Como se menciona en el capítulo 1 de este estudio, 40% del valor del gas producido es utilizado como combustible para los motores de combustión interna acoplados a las bombas del sistema que suministra fluido motriz para el bombeo hidráulico que es utilizado como método de levantamiento artificial en este campo.

TABLA 3.70 DISPONIBILIDAD DE GAS

ESTACION DE PRODUCCIÓN	GAS USADO COMO COMBUSTIBLE	GAS DISPONIBLE PARA GENERACIÓN
	MM PCS	MMPCSD
SACHA NORTE 1	0.49	0.74
SACHA NORTE 2	0.57	0.86
SACHA SUR	0.46	0.69
TOTAL	1.54	2.31

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

De esta forma, se puede observar que la cantidad de gas disponible sumada entre las tres estaciones es de 2.31 MMPCSD, lo cual es insuficiente para satisfacer las necesidades de una sola planta de captación de gas 2.4 MMPCSD.

Por otra parte, se contempla la posibilidad de transportar el gas faltante desde las estaciones de Shushufindi a través de una plataforma para transporte de gas a altas presiones. Con lo cual se ahorraría el consumo de 14000 Gal/Día de Diesel.

CAPITULO 4

ANALISIS ECONÓMICO

4.1 INTRODUCCIÓN DEL PROYECTO

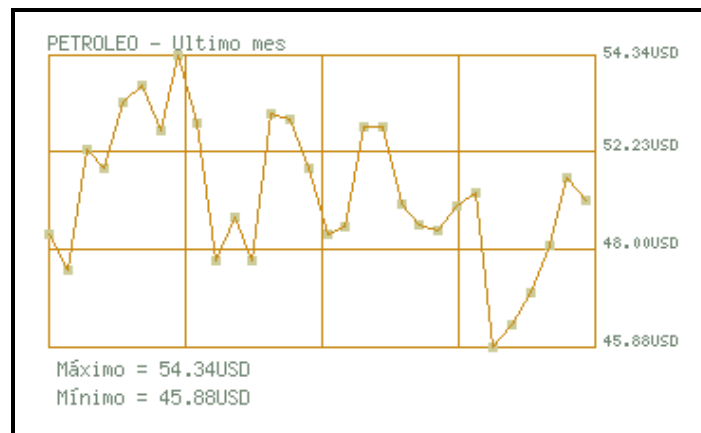
En todo nuevo proyecto es indispensable considerar el análisis económico para de esta manera estimar los resultados a obtenerse en corto y largo plazo de igual forma el proyecto debe cumplir con requerimientos técnicos, económicos y ambientales que permitirán la implementación del mismo.

El análisis técnico se ha realizado en el Capítulo 3, y en base a él se realizará el análisis económico. Es necesario remarcar que este estudio tiene como objetivo principal que las estaciones Sacha Norte 1, Sacha Norte 2 y Sacha Sur, redimensionadas en el capítulo antes mencionado; cumplan con los estándares de producción del Bloque 15.

Por lo tanto, la evaluación del proyecto será calculada en base a los equipos que se han diseñado para las estaciones.

Una adecuada estimación de los ingresos, se basaría en la producción de BPPD y el valor de comercialización, el número de barriles lo estimaremos a través de los históricos de producción de cada estación del Campo Sacha perteneciente a este estudio, y el precio a través de su comportamiento en el mercado, el cual ha tenido una tendencia variable que a finales del mes de mayo mostró una tendencia al alza después de haber reducido considerablemente su valor desde del inicio del 2009. Debido a esta tendencia al alza se toma el valor máximo del barril de petróleo ubicado en 54.34\$.

**FIGURA 4.1 COMPORTAMIENTO DEL PRECIO DEL PETRÓLEO MES DE
MAYO 2009**



FUENTE: BANCO CENTRAL DEL ECUADOR

El precio del barril de petróleo se encuentra fijado en base al marcador estadounidense West Texas Intermediate (WTI) cuya diferencia es establecido mensualmente por Petroecuador.

WTI: Es la mezcla de petróleo crudo ligero sirve de referencia en los mercado de derivados de los EE.UU.

BRENT: La mezcla de petróleo crudo ligero que se cotiza en el International Petroleum Exchange y sirve de referencia en los mercado de derivados de Europa y Asia.

4.2 EVALUACIÓN DEL PROYECTO

Se tomarán en cuenta los siguientes parámetros para el análisis económico del proyecto:

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

Para utilizar estas herramientas deben determinarse los datos que servirán de referencia para la aplicación de estos métodos. La comparación entre las inversiones, los costos y los ingresos permitirá la realización del análisis económico.

4.2.1 INVERSIONES

Con el fin de incrementar la producción en el Campo Sacha la empresa estatal Petroproducción ha programado la perforación de 8 nuevos pozos en el año 2009, 4 pozos en la Estación Sacha Norte 1, 1 pozo en la Estación Sacha Norte 2 y 3 pozos en la Estación Sacha Sur. A continuación se detallan las inversiones.

TABLA 4.1 DETALLE DE INVERSIONES

INVERSIONES			
EQUIPOS	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO DÓLARES	PRECIO TOTAL DÓLARES
TUBERÍA METROS	765	28.8	22032
SEPARADORES TRIFÁSICOS	6	437785.6	2626713.6
DESHIDRATADOR TÉRMICOS	3	1000000	3000000
TANQUE LAVADO	1	700000	700000
DESNATADORES	3	900000	2700000
AUTOMATIZACION DE LOS SISTEMAS DE OPERACIÓN	3	2500000	7500000
ESTUDIO, DISEÑO Y CONSTRUCCION DE SISTEMA CERRADO DE REINYECCIÓN DE AGUA	3	1000000	3000000
PERFORACIÓN DE 8 POZOS VERTICALES	8	4500000	36000000
PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA POR CAPTACIÓN DE GAS			
INGENIERÍA	1	90000	90000
OBRA MECÁNICA	1	395000	395000
OBRA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA	1	670000	670000
OBRA CIVIL	1	40000	40000
ARRANQUE Y PUESTA EN MARCHA	1	15000	15000
TOTAL INVERSIONES DÓLARES			56736713.6

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

El costo total de las inversiones es de \$55526713.6, que corresponde al valor total

de todos los equipos que han sido diseñados para las estaciones.

4.2.2 INGRESOS

En el capítulo 3 se realizó la proyección de la producción de los nuevos pozos a perforarse hasta el año 2025. Es necesario recalcar que la inversión del proyecto se dará en el año cero, que en nuestro caso es el año 2008.

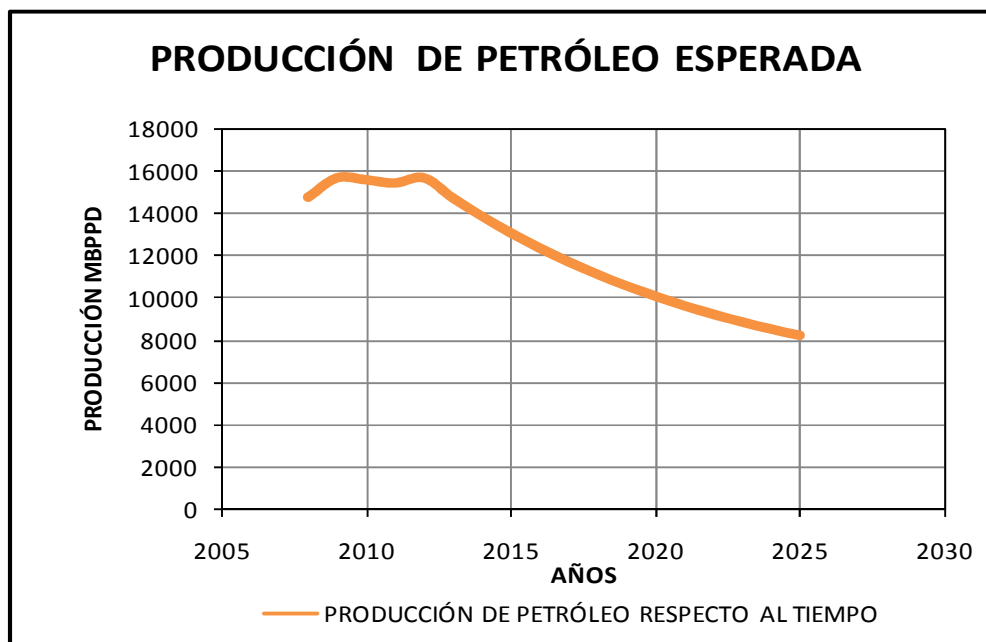
TABLA 4.2 PRODUCCIÓN ESPERADA DE PETRÓLEO DE LOS NUEVOS POZOS PERFORADOS

PRODUCCIÓN ESPERADA DE PETRÓLEO				
AÑOS	PRODUCCIÓN DIARIA ESPERADA DE PETRÓLEO			TOTAL DE PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA
	ESTACIÓN SACHA NORTE 1	ESTACIÓN SACHA NORTE 2	ESTACIÓN SACHA SUR	
	BPPD	BPPD	BPPD	BPPA
2009	1800	600	1350	1368750
2010	1645.08	548.36	1233.81	1250943.31
2011	1503.49	501.16	1127.61	1143276.10
2012	1374.08	458.03	1030.56	1044875.68
2013	1255.82	418.61	941.86	954944.47
2014	1147.73	382.58	860.80	872753.53
2015	1048.95	349.65	786.71	797636.67
2016	958.67	319.56	719.00	728985.03
2017	876.15	292.05	657.12	666242.15
2018	800.74	266.91	600.56	608899.48
2019	731.83	243.94	548.87	556492.22
2020	668.84	222.95	501.63	508595.60
2021	611.27	203.76	458.45	464821.38
2022	558.66	186.22	419.00	424814.75
2023	510.58	170.19	382.93	388251.45
2024	466.63	155.54	349.97	354835.11
2025	426.47	142.16	319.85	324294.87

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

FIGURA 4.1 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ESPERADA DE LOS NUEVOS POZOS



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

4.3 CRITERIOS DE EVALUACIÓN

4.3.1 CENTRO DE COSTOS

Debido a que, la inversión en facilidades de producción no puede ser analizada de una manera convencional, se utiliza este procedimiento para calcular el TIR y VAN del proyecto que nos mostrará si el mismo es rentable o no.

Es necesario definir las siguientes variables:

- **Porcentaje de operación inversión:** En este caso el valor es del 5%, y representa la tasa porcentual que se destina para pagas la operación y la inversión del proyecto.
- **Costo de operación:** Es el monto fijo estimado para pagar las operaciones e inversiones del proyecto. No varía con los años.

$$\text{Costo de Operación} : \text{Inversión} * \text{Porcentaje de Operación} / \text{Inversión} \quad (4.1)$$

$$\text{Costo de Operación} : 56,736,713.60 \text{USD} * 5\% \text{ USD} / \text{AÑO}$$

$$\text{Costo de Operación} : 2.83 \text{MMUSD} / \text{AÑO}$$

- **Tasa de rendimiento:** En este caso se asume un valor de 20%, esto se debe a que, el presente proyecto se realiza para una empresa estatal la cual no busca fines de lucro.
- **Tasa de Descuento:** Es igual a la tasa de actualización que según petroproducción es del 12%.
- **Valor Actual de la Inversión:** Es el valor de la inversión en el presente, es decir en el año cero.
- **Valor Actual de la Producción:** Este valor es calculado con la tasa de rendimiento (20%), y representa el número de barriles producidos actuales es decir que se tendrían en el año cero.
- **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.
- **Tarifa Mínima:** Es el monto en dólares por cada barril, que se destina para pagar la operación y la inversión.

4.3.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Se entiende por VAN a la diferencia entre el valor actual de los ingresos esperados de una inversión y el valor actual de los egresos que la misma ocasione. Al ser un método que tiene en cuenta el valor de dinero en el tiempo, los ingresos futuros esperados, como también los egresos, deben ser actualizados a la fecha del inicio del proyecto. La tasa de actualización que se usa es del 12%, la misma que es dada por PETROPRODUCCIÓN.

4.3.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno es la tasa de rendimiento por periodo con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente igual a los desembolsos

expresados en moneda actual. Para ello se emplea la siguiente ecuación:

Si $TIR >$ tasa de actualización (i), el proyecto es rentable.

Si $TIR =$ tasa de actualización (i), el proyecto no tiene pérdidas ni ganancias.

Si $TIR <$ tasa de actualización (i), el proyecto no es rentable.

De esta forma los resultados obtenidos de Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR) mostrarán si el proyecto es rentable o no.

4.3.4 RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB)

La relación Costo/Beneficio (RCB), es otro método de evaluación de proyectos que al igual que los anteriores nos muestra de forma clara la rentabilidad de un proyecto considerando los ingresos generados, los gastos y la inversión, todos calculados en el período de la inversión, este método es relativamente simple y se tiene los siguientes criterios de aceptación del proyecto:

$$RCB = \frac{\text{Ingresos Actualizados}}{\text{Costos Actualizados} + \text{Inversión}} \quad (4.2)$$

Si, $RCB > 1$, Proyecto es aceptable (los ingresos son mayores que los egresos).

Si, $RCB = 1$, Proyecto es indiferente (los ingresos son iguales a los egresos).

Si, $RCB < 1$, Proyecto no es aceptable (los ingresos son menores que los egresos).

4.3.5 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

El período de recuperación de la inversión de un proyecto es simplemente el tiempo necesario para recuperar la inversión mediante los flujos netos de caja de acuerdo a esto, se tiene que:

$$SFNC = \sum_{n=0}^{PRI} FNK_n = 0 \quad (4.3)$$

Donde:

PRI = Período de Recuperación de la Inversión

SFNC = Suma Acumulada de los Flujos Netos de Caja

FNCK = Flujo Neto de Caja al año K

El PRI no es un valor explícito por lo que está sujeto a procesos iterativos con las sumatorias de los flujos de caja que comprendan al PRI entre ellos hasta encontrar el periodo buscado.

4.4 PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS

A continuación se detallan los resultados obtenidos de cada parámetro de evaluación del proyecto.

4.4.1 CENTRO DE COSTOS

A continuación se presenta el detalle del centro de costos calculado como se explicó anteriormente.

TABLA 4.3 CENTRO DE COSTOS

ÁREA SACHA	REDIMENSIONAMIENTO DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	
INVERSIÓN	56.736	MM \$
TIEMPO DE PRODUCCIÓN	17	AÑOS
DECLINACIÓN	9.00%	ANUAL
TASA POR POZO	450	BPPD
PORCENTAJE DE OPE/INV	5%	
COSTO DE OPERACIÓN:	2.8368	MM\$/AÑO
TASA DE RENDIMIENTO	20%	INGRESOS
TASA DE DESCUENTO	12%	

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

CONTINUACIÓN TABLA 4.3 CENTRO DE COSTOS

	PRODUCCIÓN	TARIFA MÍNIMA	INGRESOS ANUALES	INVERSIÓN	COSTOS DE MANTENIMIENTO	FLUJO DE CAJA	FLUJO DE CAJA ACUMULADO	VAN
AÑO	BLS	USD \$/BBL	MM USD \$	USD \$	USD \$/AÑO	MM USD \$		MM \$
0	0			56.74		-56.74	-56.74	-56.74
1	15,684,463	1.05	16.41		2.84	13.57	-43.16	12.12
2	15,592,896	1.05	16.32		2.84	13.48	-29.68	10.74
3	15,441,729	1.05	16.16		2.84	13.32	-16.36	9.48
4	15,686,690	1.05	16.41		2.84	13.58	-2.79	8.63
5	14,740,866	1.05	15.42		2.84	12.59	9.80	7.14
6	13,878,810	1.05	14.52		2.84	11.68	21.49	5.92
7	13,093,333	1.05	13.70		2.84	10.86	32.35	4.91
8	12,377,862	1.05	12.95		2.84	10.11	42.46	4.09
9	11,726,393	1.05	12.27		2.84	9.43	51.90	3.40
10	11,133,436	1.05	11.65		2.84	8.81	60.71	2.84
11	10,593,973	1.05	11.08		2.84	8.25	68.96	2.37
12	10,103,420	1.05	10.57		2.84	7.73	76.69	1.99
13	9,657,585	1.05	10.11		2.84	7.27	83.96	1.67
14	9,252,637	1.05	9.68		2.84	6.84	90.80	1.40
15	8,885,075	1.05	9.30		2.84	6.46	97.26	1.18
16	8,551,701	1.05	8.95		2.84	6.11	103.38	1.00
17	8,249,588	1.05	8.63		2.84	5.79	109.17	0.84
TOTAL						109.17		22.98

VALOR ACTUAL DE LA INVERSIÓN	\$ 56.7	MM \$		
VALOR ACTUAL DE LA PRODUCCIÓN	67.2	MM BBL		
VALOR ACTUAL DEL COSTO DE MANTENIMIENTO	\$ 13.5	MM \$		
TARIFA MÍNIMA	1.05	\$/BBL		
TIR =	20%			
VAN=	\$ 22.98	MM \$		
R C/B	1.55			
PRI =	6.04	ANOS	2206.09	DIAS

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

4.4.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Dentro de Petroproducción se fijó una tasa de actualización del 12% que es la utilizada para el cálculo del VAN (Valor Actual Neto)

Ejemplo de cálculo

$$VAN = \sum_{K=0}^n \frac{Fnck}{(1+i)^k} \quad (4.4)$$

$$VAN(\text{Primer Periodo}) = \frac{13.57}{(1+0.12)^1}$$

$$VAN(\text{Primer Periodo}) = 12.12 \text{ MM \$}$$

TABLA 4.4 DETALLE DE VALOR ACTUAL NETO

VALOR ACTUAL NETO (VAN)	
AÑO	VALOR ACTUAL MM \$
2008	-56.74
2009	12.12
2010	10.74
2011	9.48
2012	8.63
2013	7.14
2014	5.92
2015	4.91
2016	4.09
2017	3.40
2018	2.84
2019	2.37
2020	1.99
2021	1.67
2022	1.40
2023	1.18
2024	1.00
2025	0.84
VAN	22.98

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

4.4.3 RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB)

Gracias a este parámetro podemos determinar si los ingresos son mayores a los egresos.

$$RCB = \frac{\text{Ingresos Actualizados}}{\text{Costos Actualizados} + \text{Inversión}}$$

$$RCB = \frac{109.17 \text{ MM \$}}{56.7 + 13.5 \text{ MM \$}}$$

$$RCB = 1.55$$

Como podemos observar $RCB > 1$, por lo que el proyecto en relación egresos – ingresos se considera factible.

4.4.4 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)

$$PRI = T_1 + \frac{SFNC_1 * (T_1 + T_2)}{SFNC_1 + SFNC_2} \quad (4.5)$$

$$PRI = 0 + \frac{-56.74(\text{MM \$}) * (0 + 5)}{-56.74 + 9.8 (\text{MM \$})}$$

$$PRI = 6.04 \text{ años} = 2206.09 \text{ días}$$

De esta forma podemos comprobar que la inversión se recupera totalmente en el sexto año de producción de los nuevos pozos perforados.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El presente estudio tiene como finalidad redimensionar las facilidades de producción de las Estaciones Sacha Norte1, Sacha Norte 2 y Sacha Sur, de manera que puedan manejar la producción futura de petróleo debida a la perforación de nuevos pozos en este campo y a su consiguiente incremento en la producción de agua, en este contexto los estándares de producción del Bloque 15 se han tomado como referencia. Las facilidades de producción de las estaciones mencionadas se encuentran ya amortizadas, es decir, han cumplido con su tiempo de vida útil por lo que se concluye en primera instancia que todos los equipos de separación deben ser redimensionados.

- Mediante un análisis de capacidad de los separadores de prueba realizado en el Capítulo 3, debido a que éstos poseen capacidades entre 10000 Bls y 12000 Bls, que son superiores a la producción máxima esperada por cada pozo, se concluye que todos los separadores de prueba de las estaciones analizadas en este estudio pueden continuar funcionando sin necesidad de cambio o redimensionamiento.

- En cuanto a los separadores de producción, en base al análisis de la relación de Slenderness y tiempo de retención (Capítulo 3), se observa que los separadores trifásicos de las estaciones analizadas, se encuentran sobredimensionados, en base a esto se realizó el diseño de dos equipos Free Water Knock Out, para que manejen cada uno el 50% de la máxima producción esperada que llegará a cada estación, en base a las predicciones de la producción. Los separadores bifásicos también se encuentran sobredimensionados, algunos de ellos han cumplido con su tiempo de vida útil (entre 25 y 30 años) y adicionalmente para cumplir con

los estándares de Bloque 15 se los considera obsoletos.

- Conociendo la necesidad de una mejor separación petróleo – agua se concluye la importancia del diseño de un tratador horizontal térmico, basándose en la estación tipo del Bloque 15, por lo cual se diseñó un tratador horizontal térmico para cada estación (Capítulo 3).
- Una vez realizados los análisis de capacidad de manejo de gas de las botas de gas de las estaciones estudiadas (Capítulo 3), se concluye que, éstas pueden continuar trabajando sin necesidad de redimensionamiento.
- Del análisis del tiempo de residencia de los tanques se concluye que:
 - En cuanto a los tanques de lavado, los equipos de las estaciones Sacha Norte 1 tiene capacidad para manejar la producción esperada de agua. Por lo contrario, el tanque de lavado de la estación Sacha Norte 2 con capacidad de 12600 BFPD no se encuentra en capacidad de manejar la producción de fluido proyectada para esta estación 20844 BFPD, esto puede evidenciarse analizando los cortos tiempos de residencia que este tanque muestra; en igual condición se encuentra el tanque de la estación Sacha Sur el cual no podrá manejar la máxima producción esperada de 20718 BFPD ya que su capacidad es de 20000 BFPD.
 - Los tanques de surgencia de las estaciones estudiadas poseen capacidad para manejar la producción de petróleo proyectada para cada estación.
- Para cumplir con los estándares de producción de Bloque 15, basándose en el hecho de que existen piscinas API en las 3 estaciones estudiadas, se concluye que es necesario el diseño de un sistema cerrado de reinyección de agua, para lo cual se diseñó un desnatador para cada una de las estaciones (Capítulo 3).

- El gas producido en las estaciones analizadas tiene características químicas que permiten su utilización para generación de energía eléctrica, pero, debido a que 40% del gas producido es usado en la combustión de los motores del sistema power oil, la cantidad utilizable del gas producido es insuficiente para la instalación de una planta de generación de energía eléctrica por captación de gas.
- Finalmente, una vez realizado el análisis económico basado en la producción de los nuevos pozos perforados, la recuperación de la inversión se dará en 1.15 años y de acuerdo a los parámetros de evaluación económica calculados, se concluye que el proyecto es rentable (Capítulo 4).

5.2 RECOMENDACIONES

- Pese al tiempo de funcionamiento de los separadores bifásicos (25 años), éstos podrían ser re-utilizados en alguna otra estación que requiera su uso. Por lo tanto se recomienda la realización de análisis de corrosividad, grosor y estado de los equipos mencionados.
- Considerando que los separadores trifásicos se encuentran en buenas condiciones y que su tiempo de funcionamiento es relativamente corto (entre 5 y 10 años), se recomienda la conservación de estos equipos en cada estación más la puesta en funcionamiento de uno de los separadores trifásicos diseñados para cada estación, todo esto para que entre los dos equipos manejen la producción de cada estación de manera óptima.
- En cuanto a los separadores de prueba y botas de gas, pese a que cumplen con la capacidad de manejo de fluido y gas respectivamente, se recomienda en base a su tiempo de funcionamiento (25 y 30 años) que progresivamente sean reemplazados ya que representan un riesgo para la producción de las estaciones y para el personal.
- Se recomienda el cambio inmediato de los tanques de lavado de las Estaciones Sacha Norte 2 y Sacha Sur existentes, por unos de 50000 Bls de capacidad, y aunque los otros tanques cumplen con la capacidad de manejo de fluido se recomienda en base a su tiempo de funcionamiento, su cambio progresivo ya que representan un riesgo de derrame y peligro para el personal.
- Debido a la necesidad de contar con un sistema de reinyección cerrado de agua, se recomienda el cierre ecológico de las piscinas API existentes.
- En cuanto a los parámetros de Bloque 15 descritos en los Capítulos 1 y 2, dado a que en la estación Edén Production Facilities se cuenta con un sistema de automatización, control y supervisión, se recomienda su implementación en las estaciones analizadas del Campo Sacha.

- Finalmente, se recomienda el análisis de la utilización del gas en el sistema de levantamiento artificial para optimizar el uso de éste en las estaciones de producción.

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
°API	Densidad del petróleo (American Petroleum Institute)	-
°C	Grado Celsius	T
°F	Grado Fahrenheit	T
ΔSG	Variación de gravedades específicas	-
μ	Viscosidad del agua	ML ⁻¹ t ⁻¹
μm	Micras	L
AMP	Amperaje	I
Bls	Barriles	L ³
BAPD	Barriles de agua por día	L ³ t ⁻¹
BFPD	Barriles de fluido por día	L ³ t ⁻¹
BPPD	Barriles de petróleo por día	L ³ t ⁻¹
BSW	Basement Solids and Water (agua, sólidos y sedimentos) contenidos en el petróleo	-
cm	Centímetro	L
cm ³	Centímetro cúbico	L ³
cp	Centipoise	ML ⁻¹ t ⁻¹
Ft	Pie	L
G	Gramo	M
Gls	Galones	L ³
Km ²	Kilómetro cuadrado	L ²
HP	Horse Power (caballo de fuerza)	L ² Mt ⁻³
Hz	Hertzio	t ⁻¹
L	Litro	L ³
MI	Mililitro	L ³
mg	Miligramo	M
PPF	Flujo natural	-
PPH	Bombeo hidráulico	-
PPS	Bombeo eléctrico	-

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
ppm	Partes por millón	-
RPM	Revoluciones por minuto	ML^{-3}
s	Segundo	T
s^2	Segundo cuadrado	t^2
Bls	Barriles	L^3
Volts	Voltios	$ML^2t^{-3}I$
mseg	Milisegundo	t
PVT	Presión, Volumen, Temperatura	-
LACT	Lease Automatic Custody Transfer	-
HPS	Sistema de bombeo horizontal	-
MPCD	Miles de pies cúbicos por día	L^3t
GOR	Relación Gas - Petróleo	-
PSI	Libra por pulgada cuadrada	ML

ANEXOS

ANEXO 1

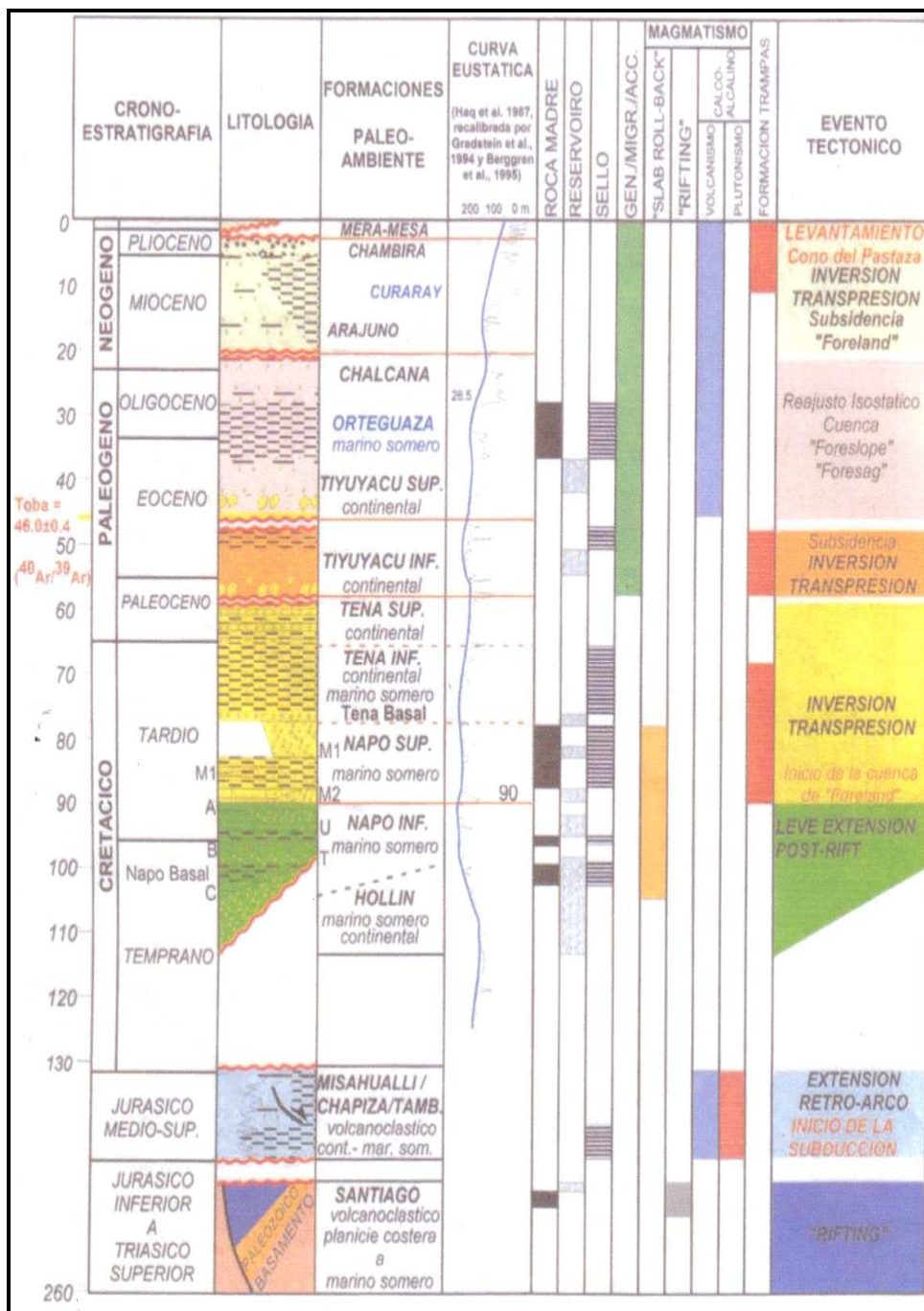
**ANEXO 1.1 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CUENCA ORIENTE
ECUATORIANA**

ANEXO 1.2 DATOS SOBRE TUBERÍAS

ANEXO 1.3 POZOS ASOCIADOS A LAS ESTACIONES

ANEXO 1.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

ANEXO 1.1 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CUENCA ORIENTE ECUATORIANA



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ANEXO 1.2 TUBERÍAS

1.2.1 LINEAS DE FLUJO Y TRANSFERENCIA

Las líneas de flujo son aquellas que trasladan el fluido del pozo a la estación, este traslado lo realiza de manera independiente de cada pozo.

Mientras que una línea de transferencia es la encargada de transportar el crudo de una estación a otra estación.

1.2.2 PROPIEDADES MECÁNICAS

- Dureza

Es la capacidad que tiene un material para no quebrarse. Existen 2 clases de fractura: dúctil y quebradiza.

- Ductibilidad

Es la capacidad que tiene un material para deformarse pero sin quebrarse.

- Esfuerzo en el punto cedente

Capacidad de elongación que es propia de cada tubería.

1.2.3 PARÁMETROS PARA CUMPLIR LAS NORMAS API

Los grados de acero mas recomendados en la industria petrolera son J55, C75, C95, N80 y P105 (para tuberías de producción).

1.2.3.1 ESPECIFICACIONES API

- Valores máximos y mínimos de los esfuerzos cedentes
- Valores de presión interna
- Porcentaje de elongación (pruebas con muestra de 2'' de largo).
- Valores de dureza
- Torque recomendado (para las líneas de flujo y transferencia no es aplicado).

1.2.4 NORMAS API

Para baja temperatura: - SD55LS
- SD80LS
- SD95LS
- SD110LS
- SD125LS

Corrosión sulfúrica: - SD805
- SD905
- SD955
- SD1005

Corrosión sulfhídrica severa:
- SD90SS
- SD95SS
- SD100SS
- SD110SS

Corrosión carbónica: - SD55CS
- SD70CS
- SD80CS
- SD80CS

Alto colapso: - SD80HC
- SD9HC
- SD110HC
- SD110SS
- SD125HC

Para alto colapso y corrosión:
- SD90HC
- SD95HC

1.2.5 NÚMERO DE CÉDULA

En tuberías tenemos el número de cédulas que es el diámetro nominal de la tubería generalmente está determinada por el espesor. A continuación se presenta la tabla en la que se muestra los diámetros de las tuberías según su cédula

TABLA A 1.2.1 DESCRIPCIÓN DE DIÁMETROS DE TUBERÍA SEGÚN SU CÉDULA

DIÁMETRO NOMINAL DE LA TUBERÍA (PULG.)	DIÁMETRO EXTERNO (PULG.)	CÉDULA N°
1/8	0.405	40s 80x
¼	0.540	40s 80x
3/8	0.675	40s 80x
½	0.840	10s 80x 160
¾	1.050	40s 80x 160
1	1.315	40s 80x 160
3 ½	4.000	40s 80x
4	4.500	40s 80x 120 160
8	8.625	20,30,40s,60,80x,100,120,140,160

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA A 1.2.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

ESPECIFICACIÓN DE CONSTRUCCIÓN	DESCRIPCIÓN	JUSTIFICACIÓN
ASME B31.8 Sistema de tubería para transmisión y distribución de gas	Bases de los requisitos de ingeniería considerados necesarios para diseñar y construir tuberías de presión en forma segura	Este es un código de uso generalizado en Norteamérica
API 1104 Normas para soldaduras de ductos e instalaciones conexas	Capacitación y calificación que deben tener los soldadores y los procedimientos y normas de aceptabilidad de los sistemas de tubería.	Norma reconocida dentro de la industria de ductos en el continente norteamericano

De materiales Astm a 53 Tubería de acero	materiales y especificaciones para la fabricación de tubería soldada por resistencia eléctrica	tuberías de paredes mas gruesas para las estaciones, para alojar guarniciones y conexiones soldadas
ASTM A 105 Forjas y aceros de carbón para componentes de la tubería	Especificaciones de materiales para el diseño y la fabricación de conexiones, válvulas y bridas forjadas	Norma reconocida por la industria de ductos
API 5L especificación para tuberías de línea	Esta especificación cubre toda la tubería de acero para ductos soldada y sin costura, indicada para transporte de gas, agua, petróleo	Norma reconocida por la industria de ductos
CSA-Z245.20-M92 recubrimiento externo de sustancia epóxica para tubería de acarreo	Esta norma cubre los procedimientos de calificación, aplicación, inspección, pruebas, manejo y almacenamiento de materiales necesarios para el recubrimiento externo.	El recubrimiento externo de la tubería que va enterrada es un elemento crítico para evitar la corrosión y para proteger la integridad del ducto.
OPERACIÓN ASME B31.8 Sistema de tubería para transmisión y distribución de gas	Para diseñar y construir tubería de presión en forma segura	Código de uso generalizado en Norteamérica
Mantenimiento Sistema de tubería para transmisión y distribución de gas ASME B31.8	Para diseñar y construir tubería de presión en forma segura	Código de uso generalizado en Norteamérica

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

1.2.6 IDENTIFICACIÓN DE TUBERÍAS

La fabricación de tuberías bajo especificaciones API 5L son marcadas en el tubo para permitir obtener información a primera vista.

La clasificación incluye:

- Nombre del fabricante o marca.
- Especificaciones (Spec 5L), otros.
- Diámetro de la tubería (pulgadas)
- Peso de la tubería (libras/pie)
- Grado de la tubería (A=grado A; X52=grado X52, etc)
- El proceso usado para fabricar la tubería (S=sin costura; E=tubería soldada, excepto suelda continua; f=tubería con suelda continua).
- Tratamiento térmico realizado (HN=normalizado; HQ=templado y temperado)
- Presión a la que se ha probado.

Ejemplo: Tubería 14 pulg, 54.57lb/pie, grado B

Identificación: ECUA Spec 5L-14.00-54,57-B-S

1.2.7 IDENTIFICACIÓN DE TUBERÍAS POR SUS COLORES

Esta forma establece los colores, su significado y aplicación, que deben usarse para identificar tanques y tuberías que contienen y conducen fluidos en instalaciones en tierra

TABLA A 1.2.3 CLASIFICACIÓN DE FLUIDOS:

PRODUCTOS	CATEGORÍA	COLOR DE TUBERÍA Y TANQUES PARA IDENTIFICAR PRODUCTOS	CÓDIGO DE COLORES
AGUA	1	VERDE DE SEGURIDAD	24
VAPOR DE AGUA	2	GRIS-PLATA	4
AIRE	3	AZUL DE SEGURIDAD	29
GASES COMBUSTIBLES	4	AMARILLO OSCURO	17
GASES NO COMBUSTIBLES	5	CREMA OSCURO	21
ÁCIDOS Y CORROSIVOS	6	ANARANJADO DE SEGURIDAD	14
ÁLCALIS	7	VIOLETA	31
LÍQUIDOS COMBUSTIBLES	8	CAFÉ	12
LÍQUIDOS NO COMB.	9	DURAZNO	9
VACÍO	0	GRIS-ACERO	2
GAS LICUADO DE PETRÓLEO	-	BLANCO	5

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

El color de identificación indica la categoría a la que pertenece el fluido conducido en tuberías y tanques.

En tuberías, se aplica el color según una de las modalidades siguientes.

- Sobre la tubería en su longitud total.
- Sobre la tubería como banda.
- La aplicación del color puede efectuarse por pintado o mediante bandas adhesivas alrededor del tubo.
- El recubrimiento del acabado será de color aluminio (código No. 07), en caso de agua y espuma contraincendios, será rojo. En caso de tubería de gas será de color blanco.
- En caso de no pintarse la tubería totalmente, las bandas con el color de identificación, deberán de situarse a una distancia de 6 m entre si y en todas las uniones, a ambos lados de las válvulas, y en todos los accesorios
- La dirección de flujo debe indicarse, si es necesario, mediante flechas

pintadas en color de contraste a cada lado de la franja.

ANEXO 1.3 POZOS ASOCIADOS A LAS ESTACIONES ANALIZADAS

TABLA A 1.3.1 ESTACIÓN SACHA NORTE 1

POZO	Estación	Diámetro Nomina (Pulgadas)	Espesor (Pulgadas)	Longitud (mts)	Temperatura F	Presión (psig)
SAC-135	SAC-N1	4"-1/2(API 5L GRB)	0,237"	3132	100	100
SAC-3	SAC-N1	3"-1/2(API 5LGRB)	0,241	290	100	120
		4"-1/2(API 5LGRB)	0,28	110		
		6"-5/8(API 5LGRB)	0,237	3353		
		3"-1/2(API 5LGRB)	0,241	1009	100	100
SAC-4	SAC-N1	3"-1/2(API 5LGRB)	0,241	1009	100	100
SAC-6	SAC-N1	3"-1/2(API 5LGRB)	0,241	1009	100	100
		4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2887		
SAC-7	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	1179	100	100
SAC-8	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	947	100	100
SAC-10	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	947	100	100
SAC-11	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	947	100	100
SAC-14	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2497	100	100
SAC-16	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2497	100	100
SAC-14	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2497	100	100
SAC-20	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2497	100	100
SAC-21	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2497	100	100
SAC-22	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3461	100	100
SAC-23	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	153	100	100
		3"-1/2(API 5LGRB)	0,241	1295		
SAC-24	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3571	100	100
SAC-31	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	5251	100	100
SAC-33	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2095	100	100
SAC-34	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	1603	100	100

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

CONTINUACIÓN TABLA A 1.3.1 ESTACIÓN SACHA NORTE 1

POZO	Estación	Diámetro Nomina (Pulgadas)	Espesor (Pulgadas)	Longitud (mts)	Temperatura F	Presión (psig)
SAC-35	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2998	100	100
SAC-36	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	515	100	100
SAC-39	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	515	100	100
SAC-50	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3494	100	100
SAC-51 PR PPAL	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	59	100	120
		6"-5/8(API 5LGRB)	0,237	6274		
SAC-53	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	6804	100	120
SAC-59	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	48	100	100
		6"-5/8(API 5LGRB)	0,237	5952	100	100
SAC-60	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	1612	100	1651
SAC-70	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	1612	100	1651
SAC-74	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	32	100	100
		6"-5/8(API 5LGRB)	0,237	3016		
		4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	29		
SAC-77	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	42	100	100
		6"-5/8(API 5LGRB)	0,237	1476		
		4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	91		
SAC-85	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	1850	100	0
SAC-94	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	42	100	100
SAC-96	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	42	100	100
		6"-5/8(API 5LGRB)	0,237	3206		
		4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	77		
SAC-102	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	31	100	100
		6"-5/8(API 5LGRB)	0,237	1203		
		4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	40		
SAC-103	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	91	100	100
		6"-5/8(API 5LGRB)	0,237	674		
		4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	67		
SAC-106	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	48	100	100
		6"-5/8(API 5LGRB)	0,237	675		
		4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	53		
SAC-107	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	64	100	100
		6"-5/8(API 5LGRB)	0,28	70		
		4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	40		
SAC-114	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	64	100	100
		6"-5/8(API 5LGRB)	0,28	70		
		4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	40		
SAC-115	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	40	100	100
		6"-5/8(API 5LGRB)	0,28	2087		
		4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	40		

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

CONTINUACIÓN TABLA A 1.3.1 ESTACIÓN SACHA NORTE 1

POZO	Estación	Diámetro Nomina (Pulgadas)	Esesor (Pulgadas)	Longitud (mts)	Temperatura ºF	Presión (psig)
SAC-120	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	1963	100	100
SAC-126	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	1963	100	100
SAC-127	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	1517	100	100
SAC-131	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	6082	100	120
SAC-135	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2730	100	100
SAC-136	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2730	100	100
SAC-143	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2688	100	100
SAC-144	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2688	100	100
SAC-145	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3953	100	100
SAC-161	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3953	100	100
SAC-162	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3953	100	100
SAC-163 D	SAC-N1	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3953	100	100

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA A 1.3.2 ESTACIÓN SACHA NORTE 2

POZO	Estación	Diámetro Nominal (pulgadas)	Espesor (pulgadas)	Longitud (mts)	Temperatura °F	Presión (psig)
SAC-1	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	989	100	80
SAC-4	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	989	100	80
SAC-32	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	989	100	80
SAC-38	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2306	100	50
SAC-63	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	6756	100	120
SAC-66	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	6756	100	120
SAC-69	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	6756	100	120
SAC-71	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	6756	100	120
SAC-66 B	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	6756	100	120
SAC-93	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	92	100	120
		6"-5/8(API 5LGRB)	0,237	5914		
		4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	32	100	
SAC-95	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	1211	100	100
SAC-121	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3032	100	90
SAC-125	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3032	100	90
SAC-129	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3032	100	90
SAC-138	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3032	100	90
SAC-148	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3032	100	90
SAC-165 D	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3032	100	90
SAC-167	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3032	100	90
SAC-170	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3032	100	90
SAC-171 H	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3032	100	90
SAC-173 H	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3032	100	90
SAC-174 D	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3032	100	90
SAC-175 H	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3032	100	90
SAC-177 D	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3032	100	90
SAC-178 D	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3032	100	90
SAC-204 D	SAC-N2	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3032	100	90

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA A 1.3.3 ESTACIÓN SACHA SUR

POZO	Estación	Diámetro Nominal (pulgadas)	Espesor (pulgadas)	Longitud (mts)	Temperatura (°F)	Presión (psig)
SAC-2	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3559	100	45
SAC-2 B	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3559	100	45
SAC-41	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	1274	100	60
SAC-42	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	1716	100	50
SAC-43	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	1273	100	55
SAC-44	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	1224	100	50
SAC-45	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	1375	100	50
SAC-45 B	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	1375	100	50
SAC-46	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2949	100	100
SAC-47	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2949	100	100
		4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	106	100	100
		4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	106	100	100
SAC-56	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	106	100	100
SAC-61	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2617	100	100
SAC-62	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	29	100	100
		3"-1/2(API 5LGRB)	0,241	357		
		4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	505		
		3"-1/2(API 5LGRB)	0,241	506		
		4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2056		
SAC-67	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	1898	100	100
SAC-67 B	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	1898	100	100
SAC-75	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	1898	100	100
SAC-81	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2449	100	100
SAC-109	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2824	100	120
SAC-110	SAC-SUR	6"-5/8(API 5LGRB)	0,237	723	100	100
		4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	44		

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

CONTINUACIÓN TABLA A 1.3.3 ESTACIÓN SACHA SUR

POZO	Estación	Diámetro Nominal (pulgadas)	Espesor (pulgadas)	Longitud (mts)	Temperatura (°F)	Presión (psig)
SAC-113	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2266	100	100
SAC-122	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2266	100	100
SAC-123	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	45	100	100
		6"-5/8(API 5LGRB)	0,237	2670		
		4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	28		
SAC-124	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	42	100	100
		6"-5/8(API 5LGRB)	0,237	2048		
		4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	29		
SAC-128	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	44	100	100
		6"-5/8(API 5LGRB)	0,237	48		
		4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3200		
		6"-5/8(API 5LGRB)	0,237	417		
SAC-132	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	1331	100	100
		4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	3620	100	50
		4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2627	100	80
SAC-142	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	767	100	100
SAC-146	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	5634	100	84
SAC-149	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2615	100	100
SAC-151 D	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2615	100	100
SAC-153	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2615	100	100
SAC-154 D	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2615	100	100
SAC-155 D	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2615	100	100
SAC-156	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2615	100	100
SAC-157	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2615	100	100
SAC-158	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2615	100	100
SAC-159	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2615	100	100
SAC-172 D	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2615	100	100
SAC-176 D	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2615	100	100
SAC-179 H	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2615	100	100
SAC-182	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2615	100	100
SAC-183	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2615	100	100
SAC-184	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2615	100	100
SAC-185	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2615	100	100
SAC-186	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2615	100	100
SAC-189	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2615	100	100
SAC-193	SAC-SUR	4"-1/2(API 5LGRB)	0,237	2615	100	100

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ANEXO 1.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

TABLA A 1.4.1 ESTACIÓN SACHA NORTE 1

ESTACIÓN SACHA NORTE 1					
AÑO	BFPA	BPPA	BSW	BAPA	MPCSA
1992	7758168.54	5391927.13	30.50	2366241.40	574118.62
1993	10473704.92	7174487.87	31.50	3299217.05	763921.13
1994	10112019.24	6825612.99	32.50	3286406.25	726773.82
1995	9484437.52	6307150.95	33.50	3177286.57	671569.31
1996	9082338.26	5948931.56	34.50	3133406.70	633427.03
1997	8739958.67	5549873.75	36.50	3190084.91	590936.37
1998	8627083.42	5391927.13	37.50	3235156.28	574118.62
1999	7800965.06	4797593.51	38.50	3003371.55	510835.49
2000	7584165.24	4512578.32	40.50	3071586.92	480487.81
2001	7744729.74	4530666.90	41.50	3214062.84	482413.83
2002	7693777.09	4423921.82	42.50	3269855.26	471047.89
2003	7515644.40	4088283.21	45.60	3427361.19	435309.95
2004	7521151.55	4091278.93	45.60	3429872.62	435628.92
2005	7687974.80	4182025.73	45.60	3505949.07	445291.41
2006	7762495.77	4222562.88	45.60	3539932.89	449607.70
2007	7762495.77	4222562.88	45.60	3539932.89	449607.70
2008	7248613.45	3943026.45	45.60	3305587.01	419843.38

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA A 1.4.2 ESTACIÓN SACHA NORTE 2

ESTACIÓN SACHA NORTE 2					
AÑO	BFPA	BPPA	BSW	BAPA	MPCSA
1992	5108684.74	3297656.00	35.45	1811028.74	492226.54
1993	4116972.39	2639391.00	35.89	1477581.39	393970.23
1994	4136612.60	2639572.50	36.19	1497040.10	393997.32
1995	4183445.32	2639754.00	36.90	1543691.32	394024.42
1996	5147082.77	3224390.00	37.36	1922692.77	481290.45
1997	5560903.07	3442199.00	38.10	2118704.07	513801.84
1998	5388326.80	3297656.00	38.80	2090670.80	492226.54
1999	5677667.33	3444073.00	39.34	2233594.33	514081.56
2000	4986958.40	2997162.00	39.90	1989796.40	447373.13
2001	5989549.11	3573365.00	40.34	2416184.11	533380.40
2002	5397439.17	3172075.00	41.23	2225364.17	473481.62
2003	5082919.52	2898789.00	42.97	2184130.52	432689.43

2004	4818305.68	2730052.00	43.34	2088253.68	407502.80
2005	5344612.63	2980156.00	44.24	2364456.63	444834.72
2006	6979401.74	3800982.19	45.54	3178419.55	567355.82
2007	7187938.88	3800982.08	47.12	3386956.80	567355.80
2008	6954231.69	3549266.00	48.96	3404965.69	529783.25

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA A 1.4.3 ESTACIÓN SACHA SUR

ESTACIÓN SACHA SUR					
AÑO	BFPD	BPPD	BSW	BAPD	PCS GAS
1992	7302275.68	4863315.60	33.40	2438960.08	466758.85
1993	9849495.26	6471118.38	34.30	3378376.87	621068.43
1994	9310820.42	6079965.73	34.70	3230854.68	583527.38
1995	8833560.69	5688813.08	35.60	3144747.60	545986.33
1996	8436655.12	5365712.66	36.40	3070942.47	514976.63
1997	7983696.20	5005777.52	37.30	2977918.68	480431.69
1998	7856729.57	4863315.60	38.10	2993413.97	466758.85
1999	7082240.62	4327249.02	38.90	2754991.60	415309.62
2000	6738702.03	4070176.03	39.60	2668526.00	390636.93
2001	6949815.04	4086491.25	41.20	2863323.80	392202.79
2002	6867833.39	3990211.20	41.90	2877622.19	382962.27
2003	6390776.05	3687477.78	42.30	2703298.27	353907.30
2004	6485377.53	3690179.81	43.10	2795197.71	354166.63
2005	6676159.32	3772030.01	43.50	2904129.30	362022.24
2006	6776855.88	3808593.01	43.80	2968262.88	365531.38
2007	6887148.29	3808593.01	44.70	3078555.29	365531.38
2008	6537613.97	3556462.00	45.60	2981151.97	341333.00

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ANEXO 3

**ANEXO 3.1 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN CAMPO
SACHA AÑO 2009**

**ANEXO 3.2 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN CAMPO
SACHA AÑO 2010**

**ANEXO 3.3 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN CAMPO
SACHA AÑO 2011**

**ANEXO 3.4 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ACTUAL
ANEXO 3.5 PROYECCIÓN TOTAL DE LA PRODUCCIÓN DE
LOS POZOS A PERFORARSE**

ANEXO 3.6 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN TOTAL

**ANEXO 3.7 NÚMERO DE CÉDULA, PRESIONES ANSI EN LAS
SECCIONES DE UNA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN**

**ANEXO 3.8 EJEMPLO DE CÁLCULO DIMENSIONAMIENTO
SEPARADOR TRIFÁSICO ESTACIÓN SACHA NORTE 2**

**ANEXO 3.9 EJEMPLO DE CÁLCULO DIMENSIONAMIENTO
TRATADOR HORIZONTAL ESTACIÓN SACHA NORTE 2
ANEXO 3.9.1 PRESENTACIÓN DE TABLAS CALCULADAS
PARA TRATADOR HORIZONTAL DE LAS ESTACIONES
SACHA NORTE 1 Y SACHA SUR**

**ANEXO 3.10 EJEMPLO DE CÁLCULO DIMENSIONAMIENTO
BOTA DE GAS**

**ANEXO 3.11 EJEMPLO DE CÁLCULO TIEMPOS DE
RESIDENCIA TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN SACHA
NORTE 2**

**ANEXO 3.12 EJEMPLO DE CÁLCULO TIEMPOS DE
RESIDENCIA TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA
NORTE 2**

**ANEXO 3.13 EJEMPLO DE CÁLCULO DIMENSIONAMIENTO
DESNATADOR ESTACIÓN SACHA NORTE 2
ANEXO 3.14 CONSTANTE K PARA BOTA DE GAS**

ANEXO 3.1 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN 2009 CAMPO SACHA

**CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN AÑO 2009
CAMPO SACHA**

ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTMBRE	OCTUBRE	NOVMBRE	DICMBRE
SAC-59	SAC-49	SAC-94	SAC-49	SAC-94	SAC-49	SAC-94	SAC-67	SAC-65			
SAC-230D 400	SAC-166D 400	SAC-152D 400	SAC-232D 400	SAC-203D 400	SAC-205D 400	SAC-206D 400	SAC-200D 400	SAC-218D 400			
SAC-192		SAC-192	SAC-149	SAC-192	SAC-149	SAC-65	SAC-149	SAC-149			
SAC-226D 600	SAC-RW2	SAC-227D 500	SAC-222D 400	SAC-217D 500	SAC-223D 400	SAC-231D 450	SAC-224D 400	SAC-234D 400			
				SAC-65							
				SAC-233D 500							

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ANEXO 3.2 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN 2010 CAMPO SACHA

**CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN AÑO 2010
CAMPO SACHA**

ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTMBRE	OCTUBRE	NOVMBRE	DICMBRE
-------	---------	-------	-------	------	-------	-------	--------	----------	---------	---------	---------

SAC-94	SAC-192		SAC-94	SAC-65	SAC-149	SAC-65	SAC-192	SAC-149
SAC-202D 400	SAC-241D 800	SAC-RW-1	SAC-206D 850	SAC-218D 750	SAC-222D 400	SAC-231D 600	SAC-242D 600	SAC-223D 450

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ANEXO 3.3 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN 2011 CAMPO SACHA

CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN AÑO 2011 CAMPO SACHA

ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTMBRE	OCTUBRE	NOVMBRE	DICMBRE
	SAC-148	SAC-95	SAC-149	SAC-250				SAC-149	SAC-148	SAC-250	
SAC-250D 750	SAC-207D 500	SAC-257D 800	SAC-224D 800	SAC-249D 800	SAC-245D 800	SAC-234D 450	SAC-208D 450	SAC-235D 450			

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ANEXO 3.4 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ACTUAL SIN INCLUIR LOS POZOS A PERFORARSE

TABLA A 3.4.1 ESTACIÓN SACHA NORTE 1

ESTACIÓN SACHA NORTE 1				
AÑO	BFPD	BPPD	BAPD	MPCSD
2008	19859.21	10802.81	9056.40	1150.26
2009	18283.38	9873.03	9110.90	1053.36
2010	16709.75	9023.27	9165.73	964.63
2011	15271.57	8246.65	9220.89	883.37
2012	13957.16	7536.87	9276.39	808.95
2013	12755.88	6888.18	9332.21	740.81
2014	11658.00	6295.32	9388.37	678.40
2015	10654.61	5753.49	9444.87	621.25
2016	9737.58	5258.29	9501.71	568.92
2017	8899.48	4805.72	9558.89	520.99
2018	8133.51	4392.10	9616.42	477.11
2019	7433.47	4014.07	9674.29	436.92
2020	6793.68	3668.59	9732.51	400.11
2021	6208.96	3352.84	9791.08	366.41
2022	5674.56	3064.26	9850.01	335.54
2023	5186.16	2800.52	9909.28	307.27
2024	4739.79	2559.49	9968.92	281.39
2025	4331.84	2339.19	10028.91	257.69

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA A 3.4.2 ESTACIÓN SACHA NORTE 2

ESTACIÓN SACHA NORTE 2				
AÑO	BPPD	BFPD	BAPD	MPCSD
2008	9724.02	19052.69	9328.67	1451.46
2009	8887.08	18271.90	9384.81	1339.87
2010	8122.18	17563.47	9441.29	1236.85
2011	7423.11	16921.22	9498.11	1141.76
2012	6784.22	16339.49	9555.27	1053.98
2013	6200.31	15813.08	9612.77	972.94
2014	5666.65	15337.28	9670.62	898.14
2015	5178.93	14907.75	9728.82	829.09
2016	4733.19	14520.56	9787.37	765.34
2017	4325.81	14172.08	9846.27	706.50
2018	3953.49	13859.02	9905.53	652.18
2019	3613.22	13578.36	9965.14	602.04
2020	3302.23	13327.34	10025.11	555.75
2021	3018.01	13103.45	10085.44	513.03
2022	2758.26	12904.39	10146.13	473.58
2023	2520.86	12728.05	10207.19	437.17
2024	2303.89	12572.51	10268.62	403.56
2025	2105.60	12436.01	10330.42	372.53

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA A 3.4.3 ESTACIÓN SACHA SUR

ESTACIÓN SACHA SUR				
AÑO	BPPD	BFPD	BAPD	MPCSD
2008	9743.73	17911.27	8167.54	935.16
2009	8905.10	17121.79	8216.69	863.26
2010	8138.65	16404.79	8266.14	796.89
2011	7438.16	15754.05	8315.89	735.62
2012	6797.97	15163.90	8365.93	679.06
2013	6212.88	14629.16	8416.28	626.86
2014	5678.14	14145.07	8466.93	578.66
2015	5189.43	13707.31	8517.88	534.17
2016	4742.78	13311.93	8569.14	493.10
2017	4334.58	12955.29	8620.71	455.19
2018	3961.51	12634.10	8672.59	420.19
2019	3620.54	12345.33	8724.78	387.89
2020	3308.93	12086.22	8777.29	358.07
2021	3024.13	11854.24	8830.11	330.54
2022	2763.85	11647.10	8883.25	305.12
2023	2525.97	11462.68	8936.71	281.66
2024	2308.56	11299.05	8990.49	260.01
2025	2109.87	11154.46	9044.60	240.02

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ANEXO 3.5 PROYECCIÓN TOTAL DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS A PERFORARSE

TABLA A 3.5.1 ESTACIÓN SACHA NORTE 1

ESTACIÓN SACHA NORTE 1				
AÑO	BPPD	BFPD	BAPD	MPCSD
2008	0.00	0.00	0.00	0.00
2009	1800.00	3000.00	1200.00	191.66
2010	1645.08	2741.79	1207.22	175.51
2011	1503.49	2505.81	1214.49	160.73
2012	1374.08	2290.14	1221.80	147.19
2013	1255.82	2093.03	1229.15	134.79
2014	1147.73	1912.88	1236.55	123.44
2015	1048.95	1748.24	1243.99	113.04
2016	958.67	1597.78	1251.47	103.52
2017	876.15	1460.26	1259.00	94.80
2018	800.74	1334.57	1266.58	86.81
2019	731.83	1219.71	1274.20	79.50
2020	668.84	1114.73	1281.87	72.80
2021	611.27	1018.79	1289.59	66.67
2022	558.66	931.10	1297.35	61.05
2023	510.58	850.96	1305.15	55.91
2024	466.63	777.72	1313.01	51.20
2025	426.47	710.78	1320.91	46.89

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA A 3.5.2 ESTACIÓN SACHA NORTE 2

ESTACIÓN SACHA NORTE 2				
AÑO	BPPD	BFPD	BAPD	MPCSD
2008	0.00	0.00	0.00	0.00
2009	600.00	1000.00	400.00	89.56
2010	548.36	950.77	402.41	82.67
2011	501.16	905.99	404.83	76.32
2012	458.03	865.29	407.27	70.45
2013	418.61	828.32	409.72	65.03
2014	382.58	794.76	412.18	60.03
2015	349.65	764.31	414.66	55.42
2016	319.56	736.71	417.16	51.16
2017	292.05	711.72	419.67	47.22
2018	266.91	689.11	422.19	43.59
2019	243.94	668.68	424.73	40.24
2020	222.95	650.24	427.29	37.15
2021	203.76	633.62	429.86	34.29
2022	186.22	618.67	432.45	31.66
2023	170.19	605.24	435.05	29.22
2024	155.54	593.21	437.67	26.97
2025	142.16	582.46	440.30	24.90

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA A 3.5.3 ESTACIÓN SACHA SUR

ESTACIÓN SACHA SUR				
AÑO	BPPD	BFPD	BAPD	MPCSD
2008	0.00	0.00	0.00	0.00
2009	1350.00	2250.00	900.00	201.51
2010	1233.81	2139.22	905.42	186.02
2011	1127.61	2038.48	910.87	171.71
2012	1030.56	1946.91	916.35	158.51
2013	941.86	1863.72	921.86	146.33
2014	860.80	1788.21	927.41	135.08
2015	786.71	1719.70	932.99	124.69
2016	719.00	1657.60	938.61	115.10
2017	657.12	1601.37	944.25	106.25
2018	600.56	1550.49	949.94	98.08
2019	548.87	1504.52	955.65	90.54
2020	501.63	1463.03	961.40	83.58
2021	458.45	1425.64	967.19	77.16
2022	419.00	1392.01	973.01	71.22
2023	382.93	1361.80	978.87	65.75
2024	349.97	1334.73	984.76	60.69
2025	319.85	1310.54	990.68	56.03

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ANEXO 3.6 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN TOTAL (PRODUCCIÓN ACTUAL MÁS PRODUCCIÓN TOTAL DE LOS POZOS A PAERFORARSE)

TABLA A 3.6.1 ESTACIÓN SACHA NORTE 1

ESTACIÓN SACHA NORTE 2				
AÑO	BPPD	BAPD	MPCSD	BFPD
2008	10802.81	9056.40	1150.26	21009.47
2009	11673.03	10310.90	1245.02	23228.95
2010	11568.34	10972.96	1235.97	23777.27
2011	10572.67	11038.99	1131.85	22743.51
2012	11012.69	12005.42	1180.25	24198.37
2013	10064.84	12077.67	1080.83	23223.34
2014	9198.57	12150.36	989.78	22338.71
2015	8406.86	12223.48	906.40	21536.74
2016	7683.29	12297.04	830.05	20810.38
2017	7022.00	12371.04	760.12	20153.17
2018	6417.63	12445.49	696.09	19559.21
2019	5865.27	12520.39	637.45	19023.11
2020	5360.45	12595.74	583.76	18539.95
2021	4899.09	12671.54	534.58	18105.21
2022	4477.43	12747.80	489.55	17714.77
2023	4092.06	12824.52	448.31	17364.88
2024	3739.86	12901.69	410.54	17052.10
2025	3417.98	12979.34	375.96	16773.27

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA A 3.6.2 ESTACIÓN SACHA NORTE 2

ESTACIÓN SACHA NORTE 2				
AÑO	BPPD	BFPD	BAPD	MPCSD
2008	9724.02	19052.69	9328.67	1451.46
2009	9487.08	19271.90	9784.81	1429.43
2010	8670.54	18514.24	9843.70	1319.53
2011	7924.28	17827.22	9902.94	1218.08
2012	7242.24	17204.78	9962.53	1124.43
2013	6618.91	16641.40	10022.49	1037.98
2014	6049.23	16132.04	10082.81	958.17
2015	5528.58	15672.06	10143.48	884.51
2016	5052.74	15257.27	10204.53	816.50
2017	4617.86	14883.80	10265.94	753.73
2018	4220.40	14548.12	10327.72	695.78
2019	3857.16	14247.03	10389.87	642.28
2020	3525.18	13977.58	10452.40	592.90
2021	3221.77	13737.07	10515.30	547.32
2022	2944.48	13523.06	10578.58	505.24
2023	2691.05	13333.29	10642.25	466.39
2024	2459.43	13165.72	10706.29	430.54
2025	2247.75	13018.48	10770.72	397.43

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA A 3.6.3 ESTACIÓN SACHA SUR

ESTACIÓN SACHA SUR				
AÑO	BPPD	BFPD	BAPD	MPCSD
2008	9743.73	17911.27	8167.54	935.16
2009	10255.10	19371.79	9116.69	1064.77
2010	9372.46	18544.01	9171.56	982.91
2011	8565.78	17792.53	9226.75	907.34
2012	7828.53	17110.81	9282.28	837.58
2013	7154.74	16492.88	9338.14	773.18
2014	6538.94	15933.28	9394.34	713.74
2015	5976.14	15427.01	9450.87	658.86
2016	5461.78	14969.53	9507.75	608.21
2017	4991.69	14556.66	9564.97	561.44
2018	4562.06	14184.59	9622.53	518.28
2019	4169.41	13849.85	9680.44	478.43
2020	3810.56	13549.25	9738.69	441.65
2021	3482.59	13279.89	9797.30	407.69
2022	3182.84	13039.11	9856.26	376.35
2023	2908.90	12824.48	9915.58	347.41
2024	2658.53	12633.78	9975.25	320.70
2025	2429.72	12465.00	10035.28	296.05

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ANEXO 3.7 NÚMERO DE CÉDULA, PRESIONES ANSI EN LAS SECCIONES DE UNA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN

SECCION	SCHD	ANSI	PRESION
Cabezal Pozo	API 5000	1500	Desconocida
Pozo – Manifold	40	150	< 1000 psi
Manifold	40	300	< 100 psi
Manifold – Separadores	40	150	25 – 30 psi
Separadores –Bota de Gas	40	150	Atmosférica
Bota de Gas – Tanque Lavado	40	150	Atmosférica
Tanque Lavado – Tanque surgencia	40	150	Atmosférica
Tanque Surgencia – Bombas Transferencia	40	150 - 300	100 -300 psi
Bombas Transferencia – T. Almacenamiento	40	150	Atmosférica
Tanque Almacenamiento – Bombas Booster	40	150	< 180 psi
Bombas Centrífugas	40	600 - 900	< 1000 psi
Separador – Entrada compresores	40	150	Atmosférica
Salida Compresores	80	900	1200 – 1500 psi
Tanque Lavado – Bombas Booster	40	150	Atmosférica
Salida Bombas Centrífugas	160	1500	2500 -3500 psi
Salida Bombas Reinyección	120	1500	2500 -3500 psi

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ANEXO 3.8 EJEMPLO DE CÁLCULO DIMENSIONAMIENTO SEPARADOR TRIFÁSICO ESTACIÓN SACHA NORTE 2

- DISEÑO DEL SEPARADOR HORIZONTAL CAPACIDAD DEL GAS

La capacidad del gas es contabilizada mediante la siguiente fórmula:

$$D * Leff = 42 \left(\frac{TzQg}{P} \right) * K \quad (3.4)$$

Donde,

- D = Diámetro (Pulg)
- Leff = Longitud Efectiva (Pies)
- T = Temperatura de Operación (°R)
- Qg = Caudal de gas (MPCS)
- P = Presión de operación (Psia)
- Z = Factor de compresibilidad del gas

- DISEÑO DEL SEPARADOR HORIZONTAL CAPACIDAD DEL LIQUIDO

$$D^2 * Leff = \frac{tr * Ql}{0.7} \quad (3.5)$$

Donde,

- D = Diámetro (Pulg)
- Leff = Longitud Efectiva (Pies)
- tr = tiempo de retención (min)
- Ql = Caudal de líquido (agua y petróleo) (BFPD)

DATOS NECESARIOS PARA EL CÁLCULO

ESTACIÓN SACHA NORTE 2	
PARAMETROS	VALOR
GRAVEDAD API 60°F	26.9
GRAVEDAD ESPECÍFICA	0.895
GRAVEDAD ESPECÍFICA GAS	1.05
CAUDAL DE GAS	1.44MMPCS
CAUDAL DE FLUIDO	13548.6BFPD
TIEMPO RETENCIÓN	5 MIN

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

CÁLCULOS:

- DISEÑO DEL SEPARADOR HORIZONTAL CAPACIDAD DEL GAS

$$D * Leff = 42 \left(\frac{TzQg}{P} \right) * K$$

$$D * Leff = 42 \left(\frac{(100 + 460)(0.91)(1.4447)}{30} \right) * 0.08077$$

$$D * Leff = 83.26$$

CAPACIDAD DE MANEJO DE GAS SEPARADORES ESTACIÓN SACHA NORTE 2			
D (Pulg)	Leff (Pies)	Ls/s (Pies)	RELACION
18	4.63	6.17	4.11
24	3.47	4.63	2.31

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

DISEÑO DEL SEPARADOR HORIZONTAL CAPACIDAD DEL LIQUIDO

$$D^2 * Leff = \frac{tr * Ql}{0.7}$$

$$D^2 * Leff = \frac{5 * (13548.6)}{0.7}$$

$$D^2 * Leff = 96775.72$$

CAPACIDAD DE MANEJO DEL LIQUIDO				
D (Pulg)	Leff (Pies)	Ls/s (Pies)	ho (Pulg)	RELACION
72	18.67	24.89	4.90	4.15
78	15.91	21.21	4.90	3.26

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

RESULTADOS:

Según la relación de Slendernes escogemos el separador de 78 pulgadas de diámetro por 22 pies de longitud.

ANEXO 3.9 EJEMPLO DE CÁLCULO DIMENSIONAMIENTO TRATADOR HORIZONTAL ESTACIÓN SACHA NORTE 2

Mediante las ecuaciones de cálculo en base al diámetro de las moléculas y la temperatura:

$$\mu_o = 10^X - 1$$

$$X = Y * (T)^{-1.163}$$

$$Y = 10^Z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023 * G$$

$$dm = 500 * (\mu_o)^{-0.675}$$

$$d * L_{eff} = \frac{438 * Q_o * \mu_o}{\Delta S.G * (dm)^2}$$

$$q = 15 * Q_o * \Delta T (0.5 * \gamma_o + 0.1)$$

Donde:

μ_o	=	Viscosidad del petróleo (cP)
T	=	Temperatura del petróleo (°F)
G	=	Gravedad API del petróleo
dm	=	Diámetro de la molécula (micrones)
d	=	Diámetro del recipiente (Pulg)
L_{eff}	=	Longitud efectiva del recipiente (Pies)
$\Delta S.G$	=	Diferencia de gravedades específicas entre petróleo y agua
q	=	Calor requerido a la entrada (Btu/h)
Q_o	=	Caudal de petróleo (BPPD)
ΔT	=	Incremento en la temperatura (°F)
γ_o	=	Gravedad específica del petróleo

Igualmente, se analizará el tiempo de retención mediante la ecuación:

$$d^2 * L_{eff} = \frac{Q_o * t_r}{1.05} \quad (3.18)$$

DATOS NECESARIOS PARA REALIZAR EL CÁLCULO

ESTACIÓN SACHA NORTE 2	
PARAMETROS	VALOR
GRAVEDAD API 60°F	26.9
GRAVEDAD ESPECÍFICA PETRÓLEO	0.895
GRAVEDAD ESPECÍFICA AGUA	1
PRODUCCIÓN MÁXIMA ESPERADA DE PETRÓLEO	9487 BPPD

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

CÁLCULOS:

$$Z = 3.0324 - 0.02023 * 26.9$$

$$Z = 2.488$$

$$Y = 10^Z$$

$$Y = 10^{2.488}$$

$$Y = 307.61$$

$$X = Y * (T)^{-1.163}$$

$$X = 307.61 * (140)^{-1.163}$$

$$X = 0.9818$$

$$\mu_o = 10^X - 1$$

$$\mu_o = 10^{0.9818} - 1$$

$$\mu_o = 8.6$$

$$dm = 500 * (\mu_o)^{-0.675}$$

$$dm = 500 * (8.6)^{-0.675}$$

$$dm = 117$$

$$d * Leff = \frac{438 * Q_o * \mu_o}{\Delta S.G * (dm)^2}$$

$$d * Leff = \frac{438 * 9487.0819 * 8.6017}{0.1073 * (116.983)^2}$$

$$d * Leff = 24336$$

RESULTADOS:

ESTACIÓN SACHA NORTE 2	
TEMPERATURA °F	120
$\Delta S.G$	0.1
Uo	13.5
Dm	86.1
D*Leff	70676.8

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

RESULTADOS		
D	Leff	Ls/s
42	1682.78	2243.71
48	1472.43	1963.24
54	1308.83	1745.11
60	1177.95	1570.60
66	1070.86	1427.81
72	981.62	1308.83
78	906.11	1208.15
84	841.39	1121.85
90	785.30	1047.06
96	736.22	981.62
102	692.91	923.88

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ESTACIÓN SACHA NORTE 2	
TEMPERATURA °F	140
$\Delta S.G$	0.1
Uo	8.6
Dm	117.0
D*Leff	24336.0

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

RESULTADOS		
D	Leff	Ls/s
42	579.43	772.57
48	507.00	676.00
54	450.67	600.89
60	405.60	540.80
66	368.73	491.64
72	338.00	450.67
78	312.00	416.00
84	289.71	386.29
90	270.40	360.53
96	253.50	338.00
102	238.59	318.12

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ESTACIÓN SACHA NORTE 2	
TEMPERATURA °F	160
$\Delta S.G$	0.1
Uo	5.9
Dm	150.3
D*Leff	10174.7

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

RESULTADOS		
D	Leff	Ls/s
42	242.25	323.00
48	211.97	282.63
54	188.42	251.23
60	169.58	226.10
66	154.16	205.55
72	141.31	188.42
78	130.44	173.93
84	121.13	161.50
90	113.05	150.74
96	105.99	141.31
102	99.75	133.00

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Ahora se realizan los cálculos por el tiempo de retención.

$$d^2 * Leff = \frac{Q_o * t_{ro}}{1.05}$$

$$d^2 * Leff = \frac{9487 * 20}{1.05}$$

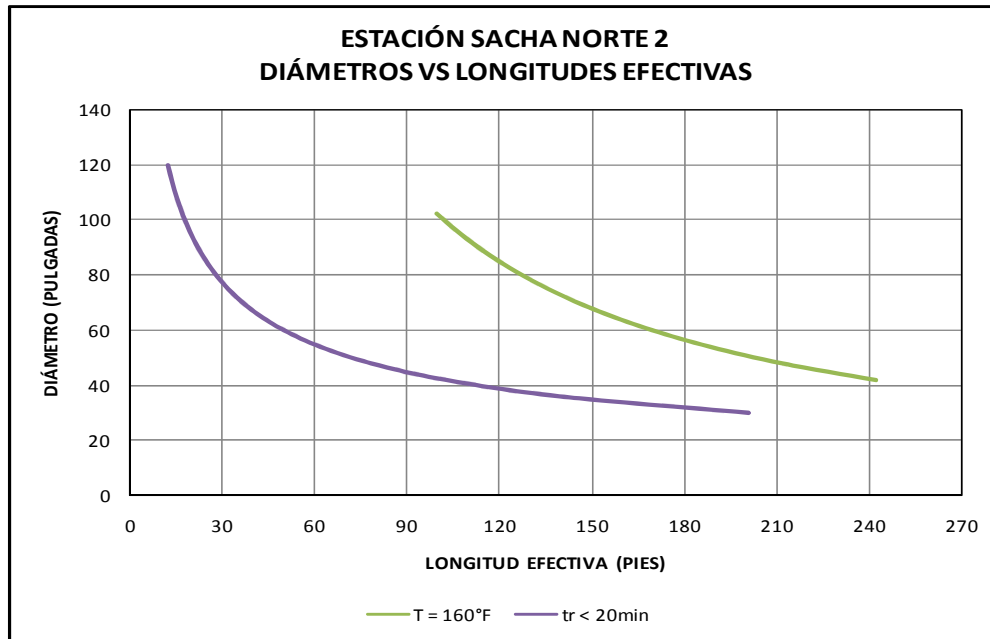
$$d^2 * Leff = 180706.76$$

RESULTADOS		
D	Leff	Ls/s
30	200.8	267.71
36	139.4	185.91
42	102.4	136.59
48	78.4	104.58
54	62.0	82.63
60	50.2	66.93
66	41.5	55.31
72	34.9	46.48
78	29.7	39.60
84	25.6	34.15
90	22.3	29.75
96	19.6	26.14
102	17.4	23.16
108	15.5	20.66
114	13.9	18.54
120	12.5	16.73

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

A continuación graficamos estos datos:



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Y finalmente escogemos el tratador ideal

ESTACIÓN SACHA NORTE 2			
TEMPERATURA °F	D Pulg	L s/s Pies	Calor Requerido MMBTU/H
160	108	40	6.22

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ANEXO 3.9.1 PRESENTACIÓN DE TABLAS CALCULADAS PARA TRATADOR HORIZONTAL DE LAS ESTACIONES SACHA NORTE 1 Y SACHA SUR

TABLA A 3.9.1 ESTACIÓN SACHA NORTE 1

ESTACIÓN SACHA NORTE 1	
TEMPERATURA °F	120
$\Delta S.G$	0.097
Uo	21.63
Dm	62.8
D*Leff	289283.84

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

RESULTADOS		
D	Leff	Ls/s
42	6887.78	9183.71
48	6026.81	8035.75
54	5357.16	7142.88
60	4821.45	6428.60
66	4383.13	5844.18
72	4017.87	5357.16
78	3708.81	4945.07
84	3443.89	4591.85
90	3214.30	4285.73
96	3013.40	4017.87
102	2836.15	3781.53

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ESTACIÓN SACHA NORTE 1	
TEMPERATURA °F	140
$\Delta S.G$	0.097
Uo	10.57
Dm	101.8
D*Leff	53758.16

RESULTADOS		
D	Leff	Ls/s
42	1279.96	1706.61
48	1119.96	1493.28
54	995.52	1327.36
60	895.97	1194.63
66	814.52	1086.02
72	746.64	995.52
78	689.21	918.94
84	639.98	853.30
90	597.31	796.42
96	559.98	746.64
102	527.04	702.72

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ESTACIÓN SACHA NORTE 1	
TEMPERATURA °F	140
$\Delta S.G$	0.097
Uo	7.14
Dm	132.72
D*Leff	21351.30

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

RESULTADOS		
D	Leff	Ls/s
42	508.36	677.82
48	444.82	593.09
54	395.39	527.19
60	355.85	474.47
66	323.50	431.34
72	296.55	395.39
78	273.73	364.98
84	254.18	338.91
90	237.24	316.32
96	222.41	296.55
102	209.33	279.10

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

- **Tiempo de retención 20 minutos**

RESULTADOS		
D	Leff	Ls/s
42	126.04	168.1
48	96.50	128.7
54	76.25	101.7
60	61.76	82.3
66	51.04	68.1
72	42.89	57.2
78	36.55	48.7
84	31.51	42.0
90	27.45	36.6
96	24.13	32.2
102	21.37	28.5

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA A 3.9.2 ESTACIÓN SACHA SUR

ESTACIÓN SACHA SUR	
TEMPERATURA °F	120
$\Delta S.G$	0.112
Uo	11.970
Dm	93.596
D*Leff	54797.717

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

RESULTADOS		
D	Leff	Ls/s
42	1304.71	1739.61
48	1141.62	1522.16
54	1014.77	1353.03
60	913.30	1217.73
66	830.27	1107.02
72	761.08	1014.77
78	702.53	936.71
84	652.35	869.81
90	608.86	811.82
96	570.81	761.08
102	537.23	716.31

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ESTACIÓN SACHA SUR	
TEMPERATURA °F	140
$\Delta S.G$	0.11
Uo	7.75
Dm	125.51
D*Leff	19729.95

RESULTADOS		
D	Leff	Ls/s
42	469.76	626.35
48	411.04	548.05
54	365.37	487.16
60	328.83	438.44
66	298.94	398.58
72	274.03	365.37
78	252.95	337.26
84	234.88	313.17
90	219.22	292.30
96	205.52	274.03
102	193.43	257.91

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ESTACIÓN SACHA SUR	
TEMPERATURA °F	160
$\Delta S.G$	0.11
Uo	5.40
Dm	160.08
D*Leff	8458.82

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

RESULTADOS		
D	Leff	Ls/s
42	201.40	268.53
48	176.23	234.97
54	156.64	208.86
60	140.98	187.97
66	128.16	170.89
72	117.48	156.64
78	108.45	144.60
84	100.70	134.27
90	93.99	125.32
96	88.11	117.48
102	82.93	110.57

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

- **Tiempo de retención 20 minutos**

RESULTADOS		
D	Leff	Ls/s
42	111.09	148.12
48	85.06	113.41
54	67.20	89.61
60	54.44	72.58
66	44.99	59.98
72	37.80	50.40
78	32.21	42.95
84	27.77	37.03
90	24.19	32.26
96	21.26	28.35
102	18.84	25.11

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ANEXO 3.10 EJEMPLO DE CÁLCULO DIMENSIONAMIENTO BOTA DE GAS

Se verifica la capacidad de manejo del caudal con las siguientes ecuaciones.

$$S = \frac{P_{op} * \gamma_g}{T_{op}} \quad (3.19)$$

Donde,

Pop = Presión de operación (Psi)

γ_g = Gravedad Específica

Top = Temperatura de Operación (°R)

$$\text{Capacidad Operativa del gas} = \frac{D^2 * P_{op}}{504 * T_{op} * Z * K}$$

DATOS NECESARIOS PARA EL CÁLCULO

ESTACIÓN SACHA NORTE 2	
PARAMETROS	VALOR
GRAVEDAD ESPECÍFICA GAS	1.05
GRAVEDAD API 60°F	26.9
PRODUCCIÓN MÁXIMA ESPERADA DE GAS	1.444 MMPCS
DIÁMETRO DE LA BOTA	70 PULG
FACTOR DE DESVIACIÓN DEL GAS	0.91

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

CÁLCULOS:

$$S = \frac{14.7 * 1.05}{560}$$

$$S = 0.02756$$

Mediante el Anexo 3.14 se lee el valor de K correspondiente a S calculada.

$$Capacidad\ Operativa\ del\ gas = \frac{(70^2) * (14.7)}{(504) * (560) * 0.91 * 0.12}$$

$$Capacidad\ Operativa\ del\ gas = 2.337\ MMPCSD$$

Al comparar este resultado con el pico de producción máximo de gas, observamos que en total las botas de gas suman una capacidad de manejo de gas de 4.67 MMPCSD, lo cual es más que suficiente.

ANEXO 3.11 EJEMPLO DE CÁLCULO TIEMPOS DE RESIDENCIA TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN SACHA NORTE 2

ESTACIÓN SACHA NORTE 2			
TIPO	ALTURA Pies	DIAMETRO Pies	CAPACIDAD (Bls)
			NOMINAL
TANQUE DE LAVADO	36	50	12600

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Se analizará la capacidad de manejo de fluido mediante el tiempo de retención de cada tanque, la producción actual de fluido es de 19052.7 BFPD y la máxima producción a esperarse es de 19271.9 BFPD.

DATOS NECESARIOS PARA EVALUACIÓN DE TANQUE DE LAVADO

ESTACIÓN SACHA NORTE 2						
TIPO	ALTURA	ALTURA DESCARGA	ALTURA COLCHON DE AGUA	ALTURA DINAMICA	DIAMETRO	CAPACIDAD NOMINAL
	Pies	Pies	Pies	Pies		(Bls)
TANQUE DE LAVADO	36	34	11	23	50	12600

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

$$\text{Volumen Dinámico} = \frac{\pi * (50)^2}{4 * (5.615)} * 23$$

$$\text{Volumen Dinámico} = 8042.83 \text{ Bls}$$

$$\text{Tiempo de Evacuación} = \frac{8042.83}{400}$$

$$\text{Tiempo de Evacuación} = 20.1 \text{ horas} = 0.83 \text{ días}$$

- **Cálculo del tiempo de residencia**

$$\text{Tiempo de Residencia Actual} = \frac{\text{Volumen Dinámico}}{\text{Producción Actual}}$$

Para el año 2009:

$$\text{Tiempo de Residencia Actual} = \frac{8042.83}{18272}$$

$$\text{Tiempo de Residencia Actual} = 0.44 \text{ días}$$

$$\text{Tiempo de Residencia Total} = \frac{\text{Volumen Dinámico}}{\text{Producción Total}}$$

Para el año 2009:

$$\text{Tiempo de Residencia Total} = \frac{8042.83}{19272}$$

$$\text{Tiempo de Residencia Total} = 0.42 \text{ días}$$

TIEMPO DE RESIDENCIA CALCULADO PARA TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN SACHA NORTE 2

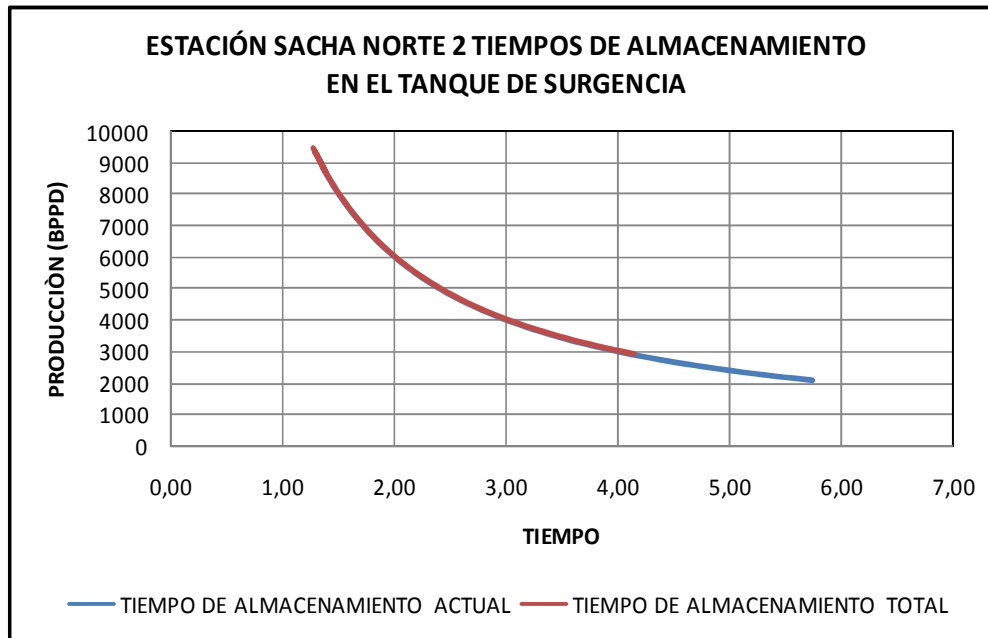
PRODUCCIÓN DE FLUIDO ESPERADA ESTACIÓN SACHA NORTE 2																		
AÑOS	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PRODUCCION ACTUAL BLS	19053	18272	17563	16921	16339	15813	15337	14908	14521	14172	13859	13578	13327	13103	12904	12728	12573	12436
PROYECCION POZOS BLS	0	1000	951	3156	4505	4293	4101	3926	3767	3624	3493	3375	3268	3172	3085	3006	2936	2872
TOTAL	19053	19272	18514	20077	20844	20106	19438	18834	18288	17796	17352	16953	16596	16275	15989	15734	15508	15308
TIEMPO RESIDENCIA ACTUAL DIAS	0.42	0.44	0.46	0.48	0.49	0.51	0.52	0.54	0.55	0.57	0.58	0.59	0.60	0.61	0.62	0.63	0.64	0.65
TIEMPO RESIDENCIA TOTAL DIAS	0.42	0.42	0.43	0.40	0.39	0.40	0.41	0.43	0.44	0.45	0.46	0.47	0.48	0.49	0.50	0.51	0.52	0.53

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

De esta forma observamos que el tiempo de residencia total es menor que el actual debido al incremento de la producción.

**GRÁFICA A 3.11.1 TIEMPOS DE RESIDENCIA TANQUE DE LAVADO
ESTACIÓN SACHA NORTE 2**



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Notamos que el tiempo de residencia total es menor que el actual, esto se debe a la perforación de 6 nuevos pozos.

Pero vemos que la producción actual 19052.7 BFPD la máxima esperada 19272 BFPD no entran en el rango de capacidad del tanque, pues este tiene una capacidad de 12600 BFPD, por lo cual es recomendable cambiar por otro tanque de mayor capacidad.

ANEXO 3.12 EJEMPLO DE CÁLCULO TIEMPOS DE RESIDENCIA TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA NORTE 2

ESTACIÓN SACHA NORTE 2			
TIPO	ALTURA	DIAMETRO	CAPACIDAD (Bls)
	Pies	Pies	NOMINAL
TANQUE DE SURGENCIA	30	60	12000

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Se evaluará la capacidad de manejo del petróleo producido y proyectado.

DATOS NECESARIOS PARA EVALUACIÓN DE TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA NORTE 2

ESTACIÓN SACHA NORTE 2						
TIPO	ALTURA	ALTURA DE DESCARGA	ALTURA DE COLCHON DE AGUA	ALTURA DE VOLUMEN DINÁMICO	DIÁMETRO	CAPACIDAD NOMINAL
	Pies	Pies	Pies	Pies	Pies	Bls
TANQUE DE SURGENCIA	30	26	2	24	60	12000

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

$$Volumen\ Dinámico\ a\ Transferencia = \frac{\pi * (60)^2}{4 * (5.615)} * 24$$

$$Volumen\ Dinámico\ a\ Transferencia = 12085.23\ Bls$$

$$Tiempo\ de\ Evacuación = \frac{12085.23}{400}$$

$$Tiempo\ de\ Evacuación = 30.21\ horas = 1.26\ días$$

- **Cálculo del tiempo de almacenamiento**

$$\textit{Tiempo de Almacenamiento Actual} = \frac{\textit{Volumen Dinámico}}{\textit{Pr oducción Actual}}$$

Para el año 2009:

$$\textit{Tiempo de Almacenamiento Actual} = \frac{12085.23}{8887}$$

$$\textit{Tiempo de Almacenamiento Actual} = 1.36 \textit{ días}$$

$$\textit{Tiempo de Almacenamiento Total} = \frac{\textit{Volumen Dinámico}}{\textit{Pr oducción Total}}$$

Para el año 2009:

$$\textit{Tiempo de Almacenamiento Actual} = \frac{12085.23}{9487}$$

$$\textit{Tiempo de Almacenamiento Actual} = 1.27 \textit{ días}$$

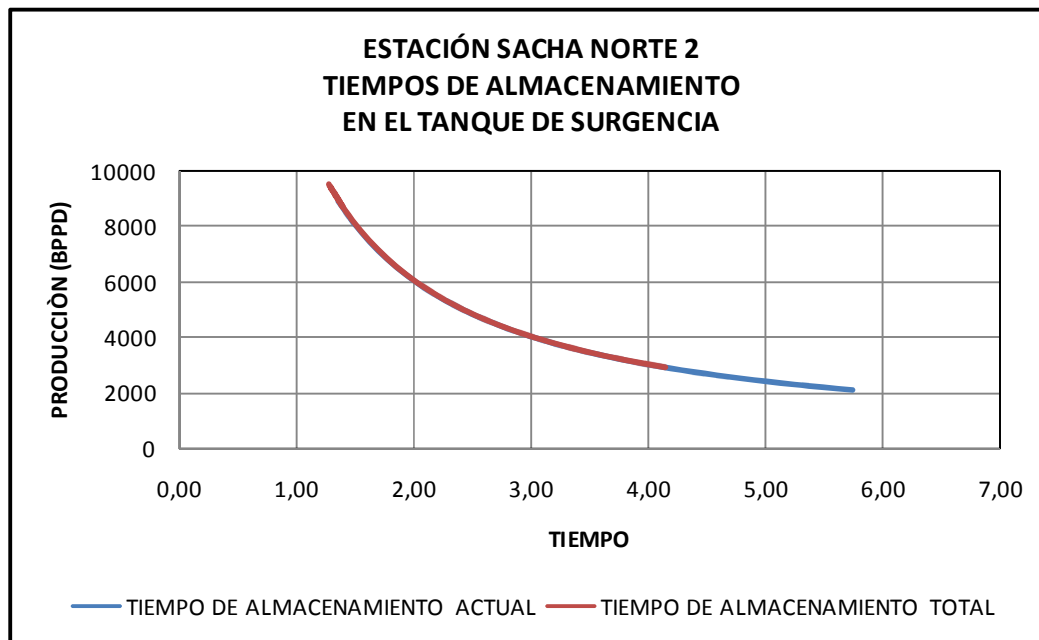
TIEMPO DE ALMACENAMIENTO CALCULADO PARA TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN S. NORTE2

PRODUCCIÓN DE FLUIDO ESPERADA ESTACIÓN SACHA NORTE 2																		
AÑOS	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PRODUCCIÓN ACTUAL DE PETROLEO	9724	8887	8122	7423	6784	6200	5667	5179	4733	4326	3953	3613	3302	3018	2758	2521	2304	2106
PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	0	600	548	1851	2592	2369	2165	1979	1808	1653	1510	1380	1262	1153	1054	963	880	804
PRODUCCIÓN TOTAL DE PETRÓLEO	9724	9487	8671	9274	9376	8569	7832	7157	6541	5978	5464	4994	4564	4171	3812	3484	3184	2910
TIEMPO DE ALMACENAMIENTO ACTUAL DIAS	1.24	1.36	1.49	1.63	1.78	1.95	2.13	2.33	2.55	2.79	3.06	3.34	3.66	4.00	4.38	4.79	5.25	5.74
TIEMPO DE ALMACENAMIENTO TOTAL DIAS	1.24	1.27	1.39	1.30	1.29	1.41	1.54	1.69	1.85	2.02	2.21	2.42	2.65	2.90	3.17	3.47	3.80	4.15

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

GRÁFICA A 3.12.1 TIEMPOS DE ALMACENAMIENTO TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN SACHA NORTE 2



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Con estos datos observamos que de igual forma que en el tanque de lavado el tiempo de almacenamiento total es menor que el actual.

Además observamos que la producción actual de petróleo de 9724 BPPD y la máxima producción esperada de 9376 BPPD pueden ser manejadas sin problema por este tanque.

ANEXO 3.13 EJEMPLO DE CÁLCULO DIMENSIONAMIENTO DESNATADOR ESTACIÓN SACHA NORTE 2

Mediante las fórmulas:

- Por el diámetro de la partícula

$$d * Leff = \frac{1000 * Q_w * \mu_w}{(\Delta S.G)(dm)^2}$$

- Por el tiempo de retención

$$d^2 * Leff = 1.4 * tr_w * Q_w$$

DATOS NECESARIOS PARA EL CÁLCULO

ESTACIÓN SACHA NORTE 2	
PARAMETROS	VALOR
GRAVEDAD ESPECÍFICA PETRÓLEO	0.895
GRAVEDAD ESPECÍFICA AGUA	1
PRODUCCIÓN DE AGUA A TRATARSE	12361.4 BAPD
TIEMPO DE RETENCIÓN	20 min
DIÁMETRO DE LA MOLÉCULA	200 micrones

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

CÁLCULOS REALIZADOS POR EL DIÁMETRO DE LA MOLÉCULA

$$d * Leff = \frac{1000 * 12361.4 * 1}{(0.105)(200)^2}$$

$$d * Leff = 2943.2 \text{ Pulg} * \text{Pies}$$

ESTACIÓN SACHA NORTE 2		
D	Leff	L s/s
Pulg	Pies	Pies
66	43.89	58.52
72	40.23	53.64
78	37.13	49.51
84	34.48	45.98
90	32.18	42.91
96	30.17	40.23
102	28.40	37.86
108	26.82	35.76
114	25.41	33.88

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

CÁLCULOS REALIZADOS POR TIEMPO DE RETENCIÓN

$$d^2 * Leff = 1.4 * 20 * 12361$$

$$d^2 * Leff = 346108 \text{ Pulg}^2 * \text{Pies}$$

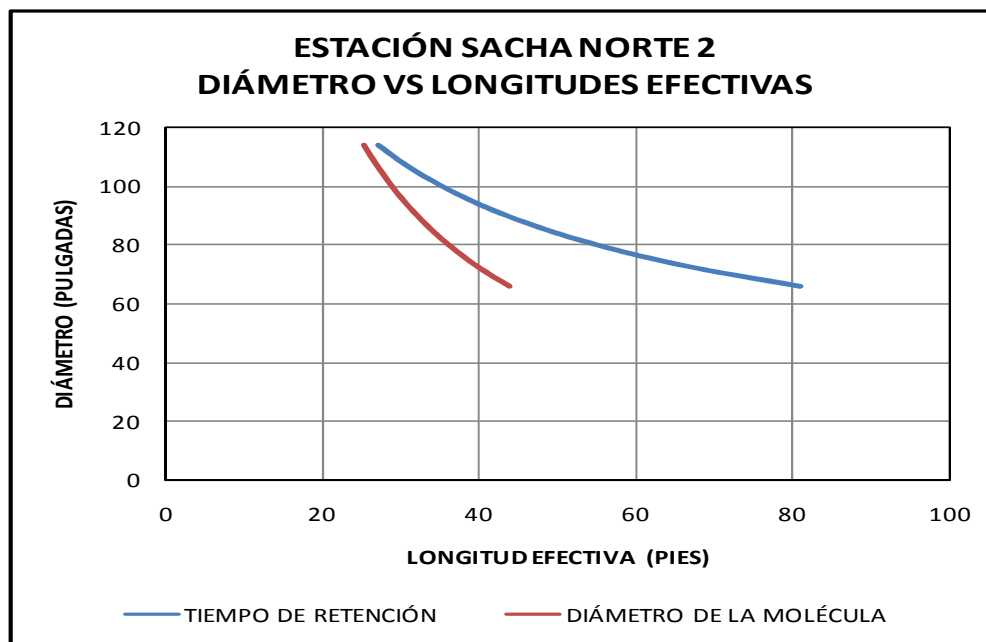
ESTACIÓN SACHA NORTE 2		
D	Leff	L s/s
Pulg	Pies	Pies
66	81.08	108.11
72	68.13	90.84
78	58.05	77.40
84	50.05	66.74
90	43.60	58.14
96	38.32	51.10
102	33.95	45.26
108	30.28	40.37
114	27.18	36.23

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Las dimensiones eficientes serán las que cumplan con las dos ecuaciones, esto se verifica mediante la realización de un gráfico Diámetro Vs Longitud efectiva.

GRÁFICA 3.13.1 DIMENSIONAMIENTO DEL DESNATADOR ESTACIÓN SACHA NORTE 2



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

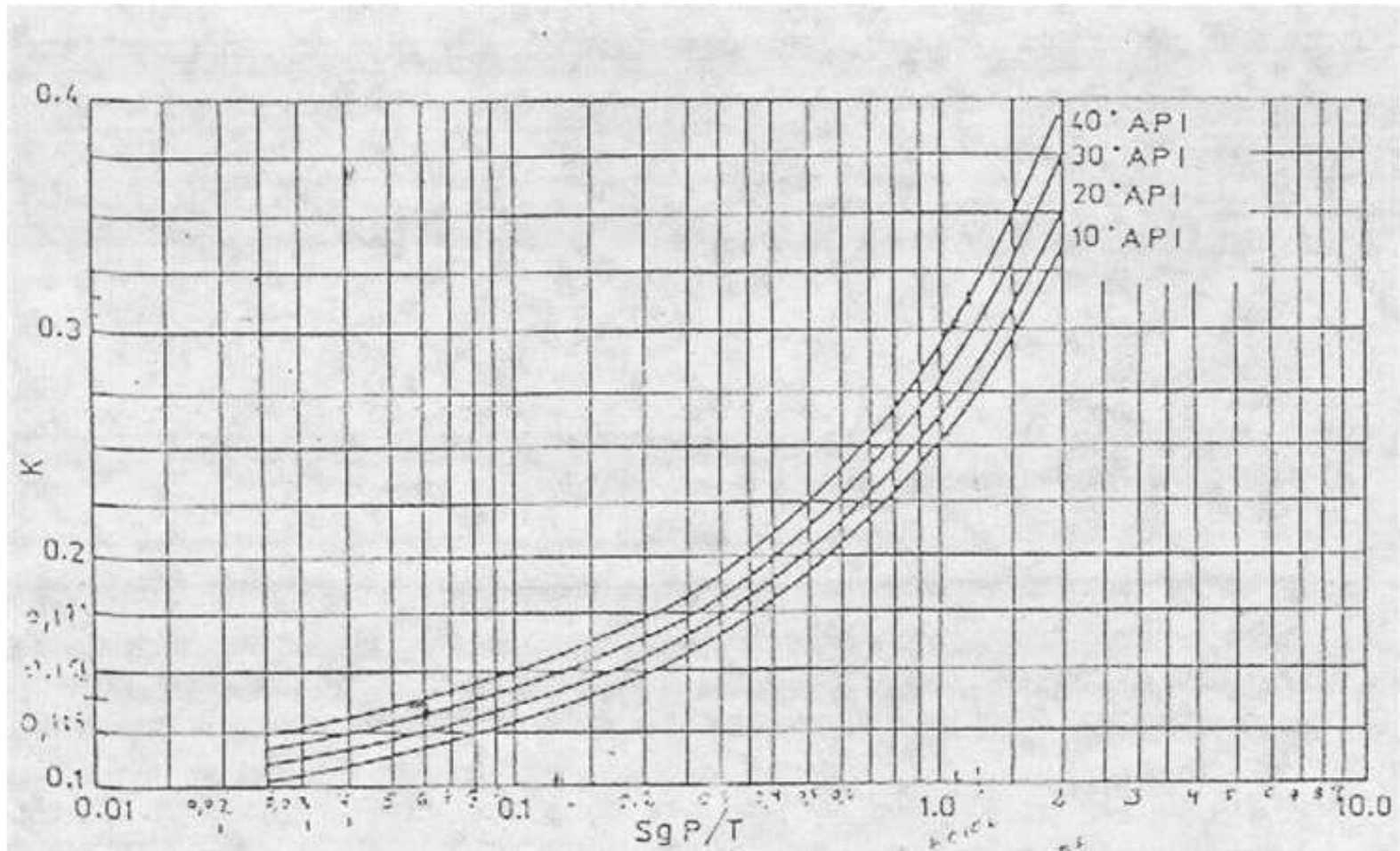
PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DESNATADOR

ESTACIÓN SACHA NORTE 2		
D	L_{eff}	L s/s
Pulg	Pies	Pies
120	22	30

ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Se recomienda la instalación de un desnatador de 120 Pulg de diámetro por 30 Pies de longitud de costura a costura.

ANEXO 3.14 CONSTANTE K PARA BOTA DE GAS



ELABORADO POR: FERNÁNDEZ KARLA Y GAIBOR NATHALY
 FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **PETROPRODUCCIÓN, DEPARTAMENTO DE OPERACIONES QUITO.** Historial de Producción de las Estaciones Sacha Norte 1, Sacha Norte 2 y Sacha Sur.,
- **PETROPRODUCCIÓN, DEPARTAMENTO DE OPERACIONES SACHA.** Diagramas de los sistemas de reinyección de agua, especificaciones de equipos de separación y reinyección de agua.
- **CERÓN, VLADIMIR. PETROPRODUCCIÓN – PROYECTOS ESPECIALES.** Método de análisis económico Centro de Costos.
- **HURTADO, ERNESTO.** UNIDAD BLOQUE 15. Descripción del campo Edén Yuturi, funcionamiento de la estación Eden Production Facilities, y detalle de equipos de la estación y diagramas de Deshidratador Electrostático y Oil Flash Vessel.
- **CARAGUAY, NIDIA. PETROPRODUCCIÓN – YACIMIENTOS.** Índices de incremento de agua y declinación de petróleo y gas, historial de BSW de las estaciones Sacha Norte 1, Sacha Norte 2 y Sacha Sur.
- **CEPEDA, JOSÉ. PETROPRODUCCIÓN – PROYECTOS ESPECIALES.** Estado actual de los quipos de las estaciones Sacha Norte 1, Sacha Norte 2 y Sacha Sur.
- **DEPARTAMENTO DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL – EPN.** Descripción del sistema SCADA.
- **HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO, 2009** “Evaluación y Optimización de los Sistemas de Separación de Crudo y Tratamiento de Agua Para Reinyección”, EPN, QUITO.

- **HINCAPIE GRANJA BENJAMÍN, 1987.** “Estudio y Diseño de Separadores Horizontales y Verticales de Dos y Tres Fases”, ESPOL, GUAYAQUIL.
- **MALDONADO MARCELO, 1996.** “Optimización del Proyecto de Inyección de Agua del Campo Sacha”, ESPOL, GUAYAQUIL.
- **ARROYO ALBERTO, 1997.** “Descripción, Evaluación de los Procesos de Separación y Tratamiento Químico en las Facilidades de Producción del Norte (Bloque 16 Oriente Ecuatoriano)”, ESPOL, GUAYAQUIL.
- **HOYO ANTONIO EDUARDO, 2004.** “Optimización del Sistema de Reinyección de Agua del PAD AMO – A, del Bloque 16 Operado por la Compañía Repsol – Ypf”, ESPOL, GUAYAQUIL.
- **DOUGLAS, ERWIN, (1998).** Oil and Gas Production Surface Facilities Design and Rating, Texas.
- **KENNETH E. ARNOLD, (2007).** Facilities and Construction Engineering, Volume III.
- **WOOD GROUP COLOMBIA, (2006).** Funcionamiento Deshidratador Electrostático y Oil Flash Vessel.
- **CEPEDA, JOSÉ. APUNTES DE INSTALACIONES DE SUPERFICIE I, (2007).** Características de instalaciones de superficie de una estación de producción, datos sobre tuberías, números de cédulas y ANSIS de facilidades de producción.
- **MANUAL REPSOL YPF, (2005).** Diagramas de facilidades de superficie de una estación de producción.