

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE SEPARACIÓN DE CRUDO Y TRATAMIENTO DE AGUA PARA REINYECCIÓN

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN
PETRÓLEOS

GUILLERMO ADOLFO VINUEZA MUÑOZ

gvi.919@gmail.com

JOSÉ LUIS HOLGUÍN FLOR

jlhf_25@hotmail.com

DIRECTOR: ING. EDUARDO RODRIGUEZ.

edu_ocp@hotmail.com

Quito, enero 2009

DECLARACIÓN

Nosotros, Guillermo Adolfo Vinueza Muñoz y José Luis Holguín Flor, 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.

Guillermo Adolfo Vinueza Muñoz

José Luis Holguín Flor

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Guillermo Adolfo Vinueza Muñoz y José Luis Holguín Flor, bajo mi supervisión.

Ing. Eduardo Rodríguez
DIRECTOR DEL PROYECTO

DEDICATORIA

A Dios por estar siempre a mi lado y a mi Madre por su apoyo incondicional y por ser un gran ejemplo.

José Luis Holguín Flor

DEDICATORIA

Dedico mis noches a soñar
Dedico mis días a caminar
Y paso las horas divagando
Entre melancolías, risas y recuerdos

Dedico mis sentidos a percibir el mundo
Dedico mi consciencia a descubrir mi inconsciencia
Y me pierdo en una hermosa y eterna sinfonía
De colores, matices y sombras

Dedico mis pies a caminar
Dedico mis brazos a abrazar
Y caigo en un torbellino
De dulzura, lágrimas y tonterías

Más no dedico papeles grises al amor
Peor aún, la razón al corazón
A cambio dedico mi fuerza, mi tiempo y mi amor
A quienes me vieron nacer, a quienes me acompañaron y acompañan a crecer
Y a quienes compartieron y compartirán mis lágrimas, risas y aún mi silencio s
Os dedico mi VIDA

Guillermo Vinuesa

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme la fuerza de seguir adelante en todo momento y por mostrarme el camino correcto.

A mi madre por ser siempre mi apoyo y la inspiración de seguir adelante aun en los momentos difíciles.

A toda mi familia, que siempre me apoyaron y confiaron en mí en todo momento.

A todos mis amigos que son mi segunda familia y con los cuales he vivido buenos y malos momentos.

A todos mis compañeros con quien compartí buenos momentos dentro y fuera de las aulas durante todos estos años de estudios.

José Luis Holguín

AGRADECIMIENTOS

En remerciant

L'amour des mes parents qui m'a donné la vie et la liberté

En remerciant

La génialité de mon frère qui m'a donné l'amour de ma vie : la musique

En remerciant

La sincérité de mon cœur qui m'a donné la créativité et la générosité

En remerciant

L'innocence de mes neveux qui m'a donné l'espoir

En remerciant

Le cœur de ma petite amie qui m'a donné le support, la tolérance et l'amour

En remerciant

La compagnie des mes amis qui m'a donné la force pour vivre

Guillermo Vinueza

CONTENIDO

CAPÍTULO 1	1
DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO	1
1.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA	1
1.2 UBICACIÓN	2
1.3 ESTRUCTURA DEL CAMPO LAGO AGRIO	5
1.4 ESTRATIGRAFÍA Y LITOLÓGÍA DE LAS ZONAS DE INTERÉS	10
1.4.1 FORMACIÓN HOLLÍN	10
1.4.1.1 Zona Hollín inferior:.....	10
1.4.1.2 Zona Hollín superior:.....	10
1.4.2 FORMACIÓN NAPO.....	11
1.4.2.1 Zona T:.....	11
1.4.2.2 Zona U:.....	11
1.4.3 FORMACIÓN TENA	11
1.4.3.1 Yacimiento Basal Tena:.....	11
1.4.4 ESPESORES PRODUCTORES.....	14
1.5 RESERVAS VOLUMÉTRICAS.....	14
1.6 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL CAMPO.....	16
CAPÍTULO 2	19
COMPROBACIÓN DEL ESTADO Y CAPACIDAD ACTUAL DE LOS EQUIPOS DE SEPARACIÓN Y TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN PARA REINYECCIÓN.	19
2.1 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN.....	19
2.1.1 ESTACIONES DE PRODUCCIÓN	19
2.2 SISTEMA DE SEPARACIÓN	22
2.2.1 EQUIPOS Y PROCESO DE SEPARACIÓN	22
2.2.2 SEPARADORES	22
2.2.2.1 Dispositivos Internos (FIGURA A 2.3.1 ANEXO 2.3).....	23
2.2.2.1.1 Plato deflector.....	23
2.2.2.1.2 Elementos de Coalescencia.....	23
2.2.2.1.3 Rompedor de Vórtices.....	24
2.2.2.1.4 Rompedor de espuma.....	24
2.2.2.1.5 Extractor de niebla.....	24
2.2.2.1.6 Vertederos.....	24

2.2.2.1.7	<i>Elementos de Filtro</i>	25
2.2.2.1.8	<i>Baffles Horizontales</i>	25
2.2.2.1.9	<i>Escudo Flotador</i>	25
2.2.2.2	Controladores de Presión y Nivel.....	25
2.2.2.2.1	<i>Control del Nivel de Líquido</i>	26
2.2.2.2.2	<i>Control de Presión del Separador</i>	27
2.2.2.3	Dispositivos de Seguridad (FIGURA A 2.3.2 ANEXO 2.3).....	27
2.2.2.4	Construcción Interna de los Separadores	28
2.2.2.5	Tipos de Separador	30
2.2.3	BOTA DE GAS	33
2.2.4	SCRUBBER.....	34
2.2.5	COMPRESORES	34
2.2.6	TANQUES	35
2.2.6.1	Tanques Atmosféricos	35
2.2.6.1.1	<i>Base del tanque</i>	35
2.2.6.1.2	<i>Cubeto del tanque</i>	36
2.2.6.1.3	<i>Techo del tanque</i>	36
2.2.6.1.4	<i>Cuerpo del tanque</i>	36
2.2.6.1.5	<i>Fondo del tanque</i>	36
2.2.6.2	Tanque de Lavado.....	36
2.2.6.3	Tanque de Surgencia.....	37
2.3	REINYECCIÓN DE AGUA.....	38
2.3.1	BOMBAS	38
2.3.1.1	Impulsor.....	38
2.3.1.2	Carcaza.....	39
2.3.1.3	Etapas de una Bomba.....	39
2.3.1.4	Elementos de Desgaste.....	39
2.3.2	BOMBAS DE POTENCIA RECIPROCANTES.....	39
2.3.3	BOMBA DE SUCCIÓN (BOOSTER).....	40
2.3.4	SISTEMA POWER OIL.....	41
2.4	GENERACIÓN ELÉCTRICA	42
CAPÍTULO 3		43
ESTABLECER LAS ACTUALES CONDICIONES OPERATIVAS DE LOS SISTEMAS DE SEPARACIÓN DE CRUDO Y DE REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN.		43
3.1	ESTADO ACTUAL DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	43

3.1.1	PRODUCCIÓN	43
3.1.1.1	Datos actualizados de la Producción de Gas	43
3.1.2	ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS.....	44
3.2	INSTALACIONES Y EQUIPOS PERTENECIENTES A LAS ESTACIONES DE PRODUCCIÓN LAGO AGRIO CENTRAL Y LAGO AGRIO NORTE.....	48
3.2.1	ESTADO ACTUAL DE LOS EQUIPOS DE LA ESTACIÓN LAGO AGRIO51	
3.3	ESTADO ACTUAL DE LOS EQUIPOS DE REINYECCIÓN.....	52
3.4	CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	53
3.4.1	DECLINACIÓN EXPONENCIAL.....	54
3.4.2	OBTENCIÓN DE LA CONSTANTE DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.....	56
CAPÍTULO 4		68
REDIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE LOS SISTEMAS DE SEPARACIÓN DE CRUDO Y DE REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN. 68		
4.1	INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN POR LA PERFORACIÓN DE NUEVOS POZOS.....	68
4.1.1	CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN	68
4.1.2	INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN CON LOS NUEVOS POZOS	71
4.1.3	SUMA DE LA PRODUCCIÓN ACTUAL Y LA PRODUCCIÓN DE LOS NUEVOS POZOS.....	73
4.2	REINGENIERÍA DE EQUIPOS E INSTALACIONES CAMPO LAGO AGRIO ...	77
4.2.1	FACTORES QUE AFECTAN LA SEPARACIÓN DE PETRÓLEO, AGUA Y GAS	78
4.2.2	DISEÑO DEL SEPARADOR – CAPACIDAD DEL GAS.....	79
4.2.3	DISEÑO DE SEPARADOR – CAPACIDAD DE LÍQUIDO.....	81
4.2.4	ANÁLISIS DE LOS EQUIPOS DE SEPARACIÓN DEL CAMPO FRENTE AL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN CON 7 NUEVOS POZOS.....	82
4.2.4.1	Separadores de Prueba Bifásicos.....	82
4.2.4.2	Separadores de Producción.....	83
4.2.4.2.1	<i>Separadores de Producción Estación Norte</i>	83
4.2.4.2.2	<i>Separador de Producción Estación Central</i>	87
4.2.4.3	Bota de Gas.....	88
4.2.4.4	Tanques.....	93
4.2.4.4.1	<i>Tanque de Lavado</i>	93
4.2.4.4.2	<i>Tanque de Surgencia</i>	101
4.3	FACILIDADES DE REINYECCIÓN DE AGUA.....	109

4.3.4	CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE FORMACIÓN.....	109
4.3.4.1	Sólidos suspendidos.....	110
4.3.4.2	Conductividad.....	110
4.3.4.3	Turbidez.....	111
4.3.4.4	Dureza.....	111
4.3.4.5	Alcalinidad.....	111
4.3.4.6	Oxígeno disuelto.....	112
4.3.4.7	Bacterias sulfatoreductoras.....	112
4.3.4.8	Escalas minerales.....	112
4.3.5	EQUIPOS INSTALADOS EN EL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	114
4.4	PRUEBA DE INYECTIVIDAD.....	117
4.5	ANÁLISIS DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN FRENTE AL INCREMENTO EN LA PRODUCCIÓN DE AGUA POR LA PERFORACIÓN DE NUEVOS POZOS.....	117
CAPÍTULO 5.....		118
ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROYECTO.....		118
5.1	JUSTIFICACIÓN.....	118
5.2	CRITERIOS DE EVALUACIÓN DEL PROYECTO.....	119
5.3	INVERSIONES.....	120
5.4	INGRESOS.....	120
5.4.1	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN.....	120
5.5	EGRESOS.....	123
5.6	EVALUACIÓN DEL PROYECTO.....	123
5.6.1	VAN (VALOR ACTUAL NETO).....	123
5.6.2	TIR (TASA INTERNA DE RETORNO).....	124
5.6.3	RELACIÓN COSTO-BENEFICIO (RCB).....	125
5.6.4	PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI).....	125
5.7	EVALUACIÓN DE RESULTADOS.....	126
5.7.1	VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	126
5.7.2	TIR (TASA INTERNA DE RETORNO).....	127
5.7.3	RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB).....	128
5.7.4	PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN.....	128
CAPÍTULO 6.....		129
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		129
6.1	CONCLUSIONES.....	129
6.2	RECOMENDACIONES.....	131

SIMBOLOGÍA.....	132
ANEXOS	134
ANEXO 1 DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	135
ANEXO 1.1.....	135
PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	135
ANEX 1.2.....	135
PRODUCCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO	135
TABLA A 1.1.1 PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO LAGO AGRIO 1983 - 1985	136
TABLA A 1.1.2 PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO LAGO AGRIO 1986 – 1988	137
TABLA A 1.1.3 PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO LAGO AGRIO 1989 – 1991	138
TABLA A 1.1.4 PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO LAGO AGRIO 1992 – 1994	139
TABLA A 1.1.5 PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO LAGO AGRIO 1995 – 1997	140
TABLA A 1.1.6 PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO LAGO AGRIO 1998 – 2000	141
TABLA A 1.2.1 PRODUCCIÓN LAGO AGRIO CENTRAL.....	142
TABLA A 1.2.1 PRODUCCIÓN LAGO AGRIO NORTE	143
ANEXOS 2 COMPROBACIÓN DEL ESTADO Y CAPACIDAD ACTUAL DE LOS EQUIPOS DE SEPARACIÓN Y TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN PARA REINYECCIÓN.....	144
ANEXO 2.1.....	144
ESQUEMA DE UN SEPARADOR	144
ANEXO 2.2.....	144
TIPOS DE SEPARADORES.....	144
ANEXO 2.3.....	144
DISPOSITIVOS INTERNAS Y DESEGURIDAD DE LOS SEPARADORES	144
FIGURA A 2.1.1 ESQUEMA DE UN SEPARADOR.....	145
FIGURA A 2.2.1 TIPOS DE SEPARADORES	146
FIGURA A 2.2.2 SEPARADOR VERTICAL DE DOS FASES DE BAJA PRESIÓN CON CONTROLES MECÁNICOS.....	147

FIGURA A 2.2.3 SEPARADOR VERTICAL DE DOS FASES DE BAJA Y ALTA PRESIÓN CON CONTROLES NEUMÁTICOS.....	148
FIGURA A 2.2.4 SEPARADOR HORIZONTAL DE DOS FASES DE BAJA Y ALTA PRESIÓN CON CONTROLES NEUMÁTICOS.....	149
FIGURA A 2.2.5 SEPARADOR VERTICAL DE TRES FASES DE BAJA Y ALTA PRESIÓN CON CONTROLES NEUMÁTICOS.....	150
FIGURA A 2.2.6 ESQUEMA DEL FUNCIONAMIENTO DE UN SEPARADOR VERTICAL DE DOS FASES.....	151
FIGURA A 2.2.7 SEPARADOR HORIZONTAL DE TRES FASES DE BAJA Y ALTA PRESIÓN CON CONTROLES NEUMÁTICOS.....	152
FIGURA A 2.2.8 ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE SEPARADORES DE TRES FASES	153
FIGURA A 2.2.10 SEPARADOR ESFÉRICO CON CONTROLES NEUMÁTICOS..	155
FIGURA A 2.2.11 SEPARADOR DE GAS (SCRUBBER) CON CONTROLES NEUMÁTICOS	156
FIGURA A 2.2.12 SEPARADOR CENTRÍFUGO	157
FIGURA A 2.2.13 ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE LA BOTA DE GAS	158
FIGURA A 2.3.1 DISPOSITIVOS INTERNAS.....	159
FIGURA 2.3.2 DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD DE UN SEPARADOR.....	160
FIGURA 2.2.4 SALIDA DE PETROLEO DE UN SEPARADOR.....	161
FIGURA A 2.2.5 SALIDA DE GAS.....	162
FIGURA A 2.2.6 SALIDA DE AGUA.....	163
ANEXO 3 CONDICIONES ACTUALES OPERATIVAS DE LOS SISTEMAS DE SEPARACIÓN DE CRUDO Y DE REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN	164
ANEXO 3.1	164
DIAGRAMAS DE LAS ESTACIONES DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	164
ANEXO 3.2.....	164
FOTOS DE LA ESTACIÓN LAGO CENTRAL.....	164
ANEXO 3.3.....	164
PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA DEL CAMPO LAGO AGRIO	164
FIGURA A 3.1.1 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA ESTACIÓN LAGO NORTE	165
FIGURA 3.1.2 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA ESTACIÓN LAGO CENTRAL	166
FOTO A 3.2.1 TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN LAGO CENTRAL	167
FOTO A 3.2.2 TANQUE DE LAVADO Y BOTA DE GAS ESTACIÓN LAGO CENTRAL	167

FOTO A 3.2.3 SEPARADORES ESTACION CENTRAL.....	168
FOTO A 3.2.4 MULTIPLE (MANIFOLD) ESTACIÓN LAGO CENTRAL.....	168
FOTO A 3.2.5 BOMBAS BOOSTER ESTACION LAGO CENTRAL	169
TABLA A 3.3.2 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	171
TABLA A 3.3.3 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS DEL CAMPO LAGO AGRIO	172
TABLA A 3.3.4 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ESPERADA EN LA ESTACIÓN LAGO CENTRAL.....	173
TABLA A 3.3.5 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ESPERADA EN LA ESTACIÓN LAGO NORTE.....	174
TABLA A 3.3.8 PRODUCCIÓN DE AGUA ESPERADA EN LA ESTACIÓN LAGO NORTE	177
TABLA A 3.3.11 PRODUCCIÓN DE GAS ESPERADA EN LA ESTACIÓN LAGO NORTE	180
TABLA A 3.3.12 PRODUCCIÓN DE GAS ESPERADA DEL CAMPO LAGO AGRIO	181
ANEXO 4 REDIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE LOS SISTEMAS DE SEPARACIÓN DE CRUDO Y DE REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN	182
ANEXO 4.1.....	182
DATOS GENERALES SOBRE LA PERFORACIÓN DE LOS NUEVOS POZOS EN EL CAMPO LAGO AGRIO.....	182
ANEXO 4.2.....	182
GRAFICAS DE LAS CAPACIDAD DE GAS DE LOS DISTINTOS SEPARADORES ..	182
ANEXO 4.3.....	182
TABLAS DE DIMENSIONES TÍPICAS Y CAPACIDADES NOMIANLES CORRESPONDIENTES PARA TANQUES	182
TABLA A 4.1.1 DATOS GENERALES SOBRE LA PERFORACIÓN DE LOS NUEVOS POZOS EN 2008.....	183
TABLA A 4.1.2 DATOS GENERALES SOBRE LA PERFORACIÓN DE LOS NUEVOS POZOS EN 2009.....	183
GRÁFICA A 4.2.1 CAPACIDAD DEL GAS PARA UN SEPARADOR VERTICAL DE BAJA PRESIÓN	184
GRÁFICA A 4.2.2 CAPACIDAD DEL GAS PARA UN SEPARADOR VERTICAL DE ALTA PRESIÓN.....	185
GRÁFICA A 4.2.3 CAPACIDAD DEL GAS PARA UN SEPARADOR HORIZONTAL	

DE BAJA PRESIÓN	186
GRÁFICA A 4.2.4 CAPACIDAD DEL GAS PARA UN SEPARADOR HORIZONTAL DE ALTA PRESIÓN	187
GRÁFICA A 4.2.5 CAPACIDAD DEL GAS PARA UN SEPARADOR ESFÉRICO DE BAJA PRESIÓN	188
GRÁFICA A 4.2.6 CAPACIDAD DEL GAS PARA UN SEPARADOR ESFÉRICO DE ALTA PRESIÓN	189
TABLA A 4.3.1 DIMENSIONES TÍPICAS Y SUS CAPACIDADES NOMIANLES CORRESPONDIENTES PARA TANQUES CON 96 PULGADAS	190
TABLA A 4.3.2 DIMENSIONES TÍPICAS Y SUS CAPACIDADES NOMIANLES CORRESPONDIENTES PARA TANQUES CON 72 PULGADAS	190
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	191

ÍNDICE DE TABLAS

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	COORDENADAS GEOGRÁFICAS Y MÉTRICAS	2
1.2	ESPEORES PRODUCTORES DEL CAMPO LAGO AGRIO	14
1.3	RESERVAS VOLUMÉTRICAS DEL CAMPO LAGO AGRIO	15
2.1	DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN ESTACIÓN LAGO CENTRAL	20
2.2	DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN ESTACIÓN LAGO NORTE	21
2.3	FACILIDADES DE PRODUCCIÓN ESTACIÓN LAGO CENTRAL	33
2.4	FACILIDADES DE PRODUCCIÓN ESTACIÓN LAGO NORTE	33
2.5	TANQUES DE ESTACIÓN LAGO CENTRAL	37
2.6	TANQUES DE ESTACIÓN LAGO NORTE	37
2.7	BOMBA BOOSTER	40
2.8	BOMBAS DE REINYECCIÓN	40
2.9	UNIDADES DEL SISTEMA POWER OIL ESTACIÓN LAGO CENTRAL	41
2.10	UNIDADES DEL SISTEMA POWER OIL ESTACIÓN LAGO NORTE	42
3.1	DATOS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO	43
3.2	BALANCE DE GAS PRODUCIDO	44
3.3	POZOS PRODUCTORES CON BOMBEO HIDRÁULICO QUE APORTAN A LA ESTACIÓN LAGO CENTRAL	44
3.4	POZOS PRODUCTORES CON BOMBEO HIDRÁULICO QUE APORTAN A LA ESTACIÓN LAGO NORTE	45
3.5	POZOS PRODUCTORES CON BOMBEO MECÁNICO	45
3.6	POZOS PRODUCTORES CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	46
3.7	POZOS CERRADOS	46
3.8	POZOS CON ABANDONO DEFINITIVO	47
3.9	POZOS ESPERANDO ABANDONO DEFINITIVO	47
3.10	RESUMEN DE POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO LAGO AGRIO	48
3.11	ESTADO ACTUAL DE LOS EQUIPOS DE SEPARACIÓN Y ALMACENAMIENTO EN LA ESTACIÓN LAGO CENTRAL	51

3.12	ESTADO ACTUAL DE LOS EQUIPOS DE SEPARACIÓN Y ALMACENAMIENTO EN LA ESTACIÓN LAGO NORTE	52
3.13	REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN	53
4.1	CRONGRAMA DE PERFORACIÓN PARA EL AÑO 2008	65
4.2	CRONGRAMA DE PERFORACIÓN PARA EL AÑO 2009	66
4.3	PRODUCCIÓN DIARIA ESPERADA EN LA ESTACIÓN LAGO NORTE	70
4.4	PRODUCCIÓN TOTAL DEL CAMPO	72
4.5	VALORES DE LA CONSTANTE K	76
4.6	DATOS BÁSICOS DE LOS SEPARADORES DE LAS ESTACIONES NORTE Y CENTRAL DEL CAMPO LAGO AGRIO	80
4.7	PARÁMETROS BÁSICOS PARA LA COMPROBACIÓN DE EQUIPOS ESTACIÓN LAGO NORTE	81
4.8	COMPROBACIÓN RELACIÓN DE SLENDERNESS Y LEFF	81
4.9	COMPROBACIÓN DE LOS TIEMPOS DE RETENCIÓN	82
4.10	PARÁMETROS BÁSICOS PARA LA COMPROBACIÓN DE EQUIPOS ESTACIÓN LAGO CENTRAL	83
4.11	COMPROBACIÓN RELACIÓN DE SLENDERNESS Y LEFF	83
4.12	COMPROBACIÓN DE LOS TIEMPOS DE RETENCIÓN	83
4.13	PARÁMETROS PARA DETERMINAR LA CAPACIDAD OPERATIVA DE LA BOTA DE GAS EN LA ESTACIÓN NORTE.	85
4.14	PARÁMETROS PARA DETERMINAR LA CAPACIDAD OPERATIVA DE LA BOTA DE GAS EN LA ESTACIÓN CENTRAL	87
4.15	PARÁMETROS BÁSICOS PARA LA COMPROBACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL TANQUE DE LAVADO DE LA ESTACIÓN NORTE	89
4.16	TIEMPOS DE RESIDENCIA EN EL TANQUE DE LAVADO PARA LA PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN ESTACIÓN NORTE	92
4.17	PARÁMETROS BÁSICOS PARA LA COMPROBACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL TANQUE DE LA ESTACIÓN LAGO AGRIO CENTRAL	94
4.18	TIEMPO DE RESIDENCIA PARA LA PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN ESTACIÓN LAGO AGRIO CENTRAL	97
4.19	PARÁMETROS BÁSICOS PARA LA COMPROBACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL TANQUE DE SURGENCIAS DE LA ESTACIÓN NORTE	98

4.20	TIEMPOS DE ALMACENAMIENTO PARA LA PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN LAGO AGRIO NORTE	100
4.21	PARÁMETROS BÁSICOS PARA LA COMPROBACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL TANQUE DE LA ESTACIÓN LAGO CENTRAL.	102
4.22	TIEMPOS DE ALMACENAMIENTO PARA LA PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN	105
4.23	CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE FORMACIÓN	109
4.24	TANQUES INSTALADOS PARA LA REINYECCION DE AGUA	110
4.25	BOMBAS DE QUÍMICOS INSTALADAS PARA LA REINYECCION DE AGUA	110
4.26	CONDICIONES ACTUALES DE FUNCIONAMIENTO DE LAS BOMBAS DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA EN LA ESTACIÓN LAGO NORTE.	110
4.27	PRUEBA DE INYECTIVIDAD CON RATAS MÚLTIPLES PARA LA FORMACIÓN TIYUYACU	113
5.1	PRODUCCIÓN ESPERADA DE LOS NUEVOS POZOS	110
5.2	RESULTADOS DE LA EVOLUCIÓN	115
5.3	VALOR ACTUAL NETO	116
5.4	APLICACIÓN DEL TIR	116

ÍNDICE MAPAS

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	UBICACIÓN POR COORDENADAS DEL CAMPO LAGO AGRIO	3
1.2	UBICACIÓN DE POZOS Y CARRETERAS DEL CAMPO LAGO AGRIO	4
1.3	UBICACIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO EN ECUADOR	5
1.4	MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE HOLLIN	8
1.5	MAPA ESTRUCTURAL A LA BASE DE LA CALIZA "A"	9

ÍNDICE FIGURAS

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	CAMPO LAGO AGRIO: SECCIÓN SÍSMICA	7
1.2	COLUMNA ESTRATIGRÁFICA ESQUEMÁTICA NAPO-HOLLÍN CAMPO LAGO AGRIO POZO LAG – 18	12
1.3	COLUMNA ESTRATIGRÁFICA ORIENTE	13
2.1	DIAGRAMA DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA DE LA ESTACIÓN NORTE DEL CAMPO LAGO AGRIO	41
3.1	DIAGRAMA DE FLUJO EN LA ESTACIÓN LAGO CENTRAL Y LAGO NORTE	50
4.1	TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN LAGO AGRIO NORTE	90
4.2	TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN LAGO AGRIO CENTRAL	94
4.3	TANQUE DE SURGENCIAS ESTACIÓN LAGO AGRIO NORTE	98
4.4	TANQUE DE SURGENCIAS ESTACIÓN LAGO AGRIO CENTRAL	102

ÍNDICE DE GRÁFICAS

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO	16
1.2	PRODUCCIÓN LAGO AGRIO CENTRAL	17
1.3	PRODUCCIÓN LAGO AGRIO NORTE	18
3.1	PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL CAMPO LAGO AGRIO	56
3.2	PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA DEL CAMPO LAGO AGRIO	57
3.3	PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS DEL CAMPO LAGO AGRIO	58
3.4	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ESPERADA EN LA ESTACIÓN LAGO CENTRAL	59
3.5	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ESPERADA EN LA ESTACIÓN LAGO NORTE	60
3.6	PRODUCCIÓN ESPERADA DE PETRÓLEO CAMPO LAGO AGRIO	61
3.7	PRODUCCIÓN ESPERADA DE AGUA ESTACIÓN LAGO CENTRAL	62
3.8	PRODUCCIÓN ESPERADA DE AGUA ESTACIÓN LAGO NORTE	63
3.9	PRODUCCIÓN ESPERADA DE AGUA CAMPO LAGO AGRIO	64
3.10	PRODUCCIÓN ESPERADA DE GAS ESTACIÓN LAGO CENTRAL	65
3.11	PRODUCCIÓN ESPERADA DE GAS ESTACIÓN LAGO NORTE	66
3.12	PRODUCCIÓN ESPERADA DE GAS CAMPO LAGO NORTE	67
4.1	PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE NUEVOS POZOS A PERFORARSE	67
4.2	PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA DE NUEVOS POZOS A PERFORARSE	68
4.3	PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS POR LA PERFORACIÓN DE NUEVOS POZOS	69
4.4	COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN EN LA ESTACIÓN LAGO NORTE	71
4.5	COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO LAGO AGRIO	73
4.6	OBTENCIÓN DE LA CONSTANTE K	86
4.7	TIEMPO DE RESIDENCIA EN EL TANQUE DE LAVADO VERSUS LA PRODUCCIÓN ESPERADA ESTACIÓN LAGO NORTE	93

4.8	TIEMPO DE RESIDENCIA EN EL TANQUE DE LAVADO VERSUS LA PRODUCCIÓN ESPERADA ESTACIÓN LAGO CENTRAL	97
4.9	TIEMPOS DE RESIDENCIA EN EL TANQUE DE SURGENCIA VERSUS LA PRODUCCIÓN ESPERADA ESTACIÓN LAGO NORTE	101
4.10	TIEMPOS DE RESIDENCIA EN EL TANQUE DE SURGENCIA VERSUS LA PRODUCCIÓN ESPERADA ESTACIÓN CENTRAL	105
4.11	CURVA DE FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA REDA 675 J200N	111
4.12	CURVA DE FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA REDA 540 GN3200	112
5.1	COMPORTAMIENTO DEL PRECIO DEL PETRÓLEO MES DE MAYO	107
5.2	COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE LOS NUEVOS POZOS	111
5.3	PROYECCIÓN DE INGRESOS	111

ÍNDICE DE ECUACIONES

3.1	Ecuación General de la Taza de Producción	54
3.2	Integral de la Ecuación General de la Taza de Producción	54
3.3	Declinación Exponencial	55
4.1	Producción Promedia Relativa de cada Pozo	66
4.2	Relación Empírica de Souders-Brown	74
4.3	Ecuación de cálculo del Área	75
4.4	Capacidad de Manejo de Gas de un Separador	75
4.5	Capacidad de Manejo de Líquido de un Separador	77
4.6	Relación de Slenderness	80
4.7	Longitud de Costura a Costura	80
4.8	Longitud Efectiva	80
4.9	Tiempo de Retención	81
4.10	Cálculo de la Constante S	85
4.11	Capacidad Operativa para Manejo de Gas	85
4.12	Volumen Dinámico	88
4.13	Tiempo de Residencia	88
4.14	Volumen Dinámico a Transferencia	94
4.15	Tiempo de Almacenamiento	94
5.1	Valor Actual Neto (VAN)	113
5.2	Tasa Interna de Retorno (TIR)	113
5.3	Relación Costo – Beneficio	114
5.4	Suma Acumulada de Flujos Netos de Caja	114
5.5	Período de Recuperación de la Inversión	117

RESUMEN

En el presente proyecto se realiza un análisis de los equipos de separación de crudo y de re-inyección de agua de formación de las Estaciones Central y Norte del Campo Lago Agrio. Debido a un incremento de producción por la perforación de nuevos pozos y por la antigüedad de los equipos instalados.

Para lo cual se realiza un listado de las unidades de las dos Estaciones, comprobando su estado físico y su funcionamiento, lo que ayuda a verificar la utilidad de los mismos. Luego un análisis de capacidad operacional de los equipos es ejecutado, para lo cual se estudia la historia de producción del campo y se efectúa las predicciones para 17 años del Campo incluyendo la implementación de los 7 nuevos pozos. Mediante este estudio se comprueba si los equipos podrán manejar los cambios en la producción.

Para la elaboración de este estudio, primero se debe conocer las características del Campo Lago Agrio, las reservas, las características del fluido, las zonas productoras, además de las particularidades de los equipos: sus partes constitutivas, su funcionamiento, sus dimensiones. Así también es importante conocer el proceso al cual el fluido es sometido.

El conocimiento del campo, equipos y proceso que permite evaluar los equipos para comprobar si sus servicios continúan siendo requeridos.

Complementariamente mediante un estudio técnico-económico los resultados del análisis son presentados. En los cuales se puede ver que un redimensionamiento de los equipos es innecesario ya que ellos fueron diseñados para capacidades superiores que no serán alcanzadas con la implementación de nuevos pozos. No obstante se recomienda el cambio de varios de estos equipos por la caducidad de su vida útil, ya que pueden presentar un riesgo para el personal y un bajo rendimiento en producción de petróleo. Además se deben implementar nuevas tecnologías que vayan de acorde a los requerimientos actuales tanto comerciales como ambientales.

PRESENTACIÓN

El presente proyecto tiene por objetivo evaluar las facilidades de producción actuales del Campo Lago Agrio Central y Norte en lo referente al proceso de separación del crudo y al tratamiento de agua de formación para optimizar estos sistemas.

Para realizar la evaluación y el estudio adecuado, fue necesaria la recopilación de datos del Campo Lago Agrio con un profundo análisis del historial de producción, ya que el diseño de los equipos, especialmente los de separación tienen como parámetros principales de análisis, el caudal del fluido que se maneja, en cada Estación. Además, es necesario recopilar datos de los equipos instalados para analizar su eficiencia actual ya que son equipos instalados hace más de treinta años.

El proceso consiste en recopilar y analizar los datos de producción para establecer los parámetros para los cuales los equipos fueron diseñados originalmente, de acuerdo a las condiciones actuales de operación del campo, verificar si cumplen o no con los requisitos mínimos de operación.

El estudio comprende un análisis técnico, económico, ambiental, el cual nos proporcionará los datos que justifique el proyecto, llegando a establecer las respectivas conclusiones y recomendaciones.

El sistema actual de separación del Campo Lago Agrio se realiza mediante dos separadores de producción de 10000 barriles para la Estación Norte y un separador de producción de 15000 barriles para la Estación Central, los cuales separan únicamente el gas del fluido, mientras que la deshidratación se realiza en el Tanque de Lavado donde el agua es dirigida a un Tanque de Almacenamiento, después de lo cual es enviada directamente al Pozo Inyector Lago Agrio 16.

Este proyecto de titulación consta de seis capítulos:

En el primer capítulo, se realiza una descripción general del campo como su ubicación, su estructura geológica y un análisis de la producción histórica y actual

del campo.

En el segundo capítulo, se hace una descripción general del equipo de superficie como: tanques, separadores, equipos del sistema de re-inyección de agua de formación y se evalúa su estado; físico ya que tienen treinta años de haber sido instalados.

En el tercer capítulo, se establecen las condiciones actuales operativas de los sistemas de operación de crudo y de re-inyección de agua de formación.

En el cuarto capítulo, se redimensionan los equipos de separación de crudo y re-inyección de agua de formación con el propósito de optimizar el funcionamiento de los mismos y cumplir con las exigencias operativas actuales.

En el quinto capítulo, se hace un análisis Técnico – Económico, se evalúan las pérdidas económicas por el uso de los equipos actuales y se presenta información detallada de costos en la implementación de los nuevos equipos y finalmente, se realiza la evaluación económica del proyecto.

En el sexto capítulo, se presentan las conclusiones y recomendaciones de este proyecto.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO

1.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA

El Campo Petrolero Lago Agrio fue descubierto a partir de la perforación del pozo exploratorio Lago Agrio 1, perforado por Texaco como operadora del consorcio Texaco-Gulf en abril de 1967 y completado oficialmente el mismo año, alcanzando los 10175 pies de profundidad y una producción a flujo natural de 2955 BPPD¹ de 29° API provenientes de la Formación Hollín. La ubicación del pozo fue definida el 7 de noviembre de 1966 en el flanco oeste de la estructura determinada por sísmica, sobre la base de un mapa contorneado a un probable horizonte de caliza Napo que muestra la cresta de la estructura algo más hacia el sur y ubicado a 15.3 Km. del campamento base de Santa Cecilia en dirección N 75° E. Dicha ubicación fue cambiada unos 350 m hacia el sur por logística y por encontrarse estructuralmente más alta en 20 pies.

Se define a la formación Hollín como el objetivo primario en el programa de perforación y como secundario las areniscas y calizas Napo y los conglomerados Tiyuyacu. Lo cual marcó el inicio de la era petrolera en el Ecuador.

El campo Lago Agrio es el primer campo que se incorpora a la producción en mayo de 1972, con una producción promedio diaria de 10450 BPPD de la formación Hollín. En noviembre de 1973, el campo alcanza su máximo pico de producción histórica con 53618 BPPD en promedio con 23 pozos perforados, la producción sigue inestable hasta marzo de 1975 año en el que cae a 4893 BPPD, incrementándose al mes siguiente hasta 30210 BPPD. A partir del año 1980, empieza a mostrar una declinación regular en su producción. Ya en el 2003, se reportaba una producción promedio diaria de alrededor de 5600 BPPD

¹ BPPD: Barriles de petróleo por día

de 28° API de las formaciones Napo y Hollín (era Cretácea).

Se han perforado un total de 47 pozos, todos ellos productores de petróleo, con la excepción de LAG-19, considerado un pozo seco, afectado por la falla principal que se muestra en el mapa estructural Tope Hollín. El mecanismo de producción del Campo Lago Agrio puede definirse como de gas en solución para las arenas de la formación Napo U y T y empuje de agua de fondo para Hollín.

1.2 UBICACIÓN

El área de Producción Lago Agrio se localiza en la Región Amazónica Ecuatoriana, en la Provincia de Sucumbíos, cantón Nueva Loja (ver Mapa. 1.3). Es atravesado por el río Aguarico y se enmarca en las siguientes coordenadas:

TABLA 1.1 COORDENADAS GEOGRÁFICAS Y MÉTRICAS

PUNTO	COORDENADAS			
	GEOGRAFICAS		METRICAS	
1	76°58'28,53 W	00°09'43,85"N	10.017.936'88	280.225.86
2	76°44'45,63 W	00°09'43,85"N	10.017.936'88	305.675,86
3	76°44'45,63 W	00°03'49,94"S	9.992.936,88	305.675'86
4	76°58'28,53 W	00°03'49,94" S	9.992.936,88	280.225'86

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

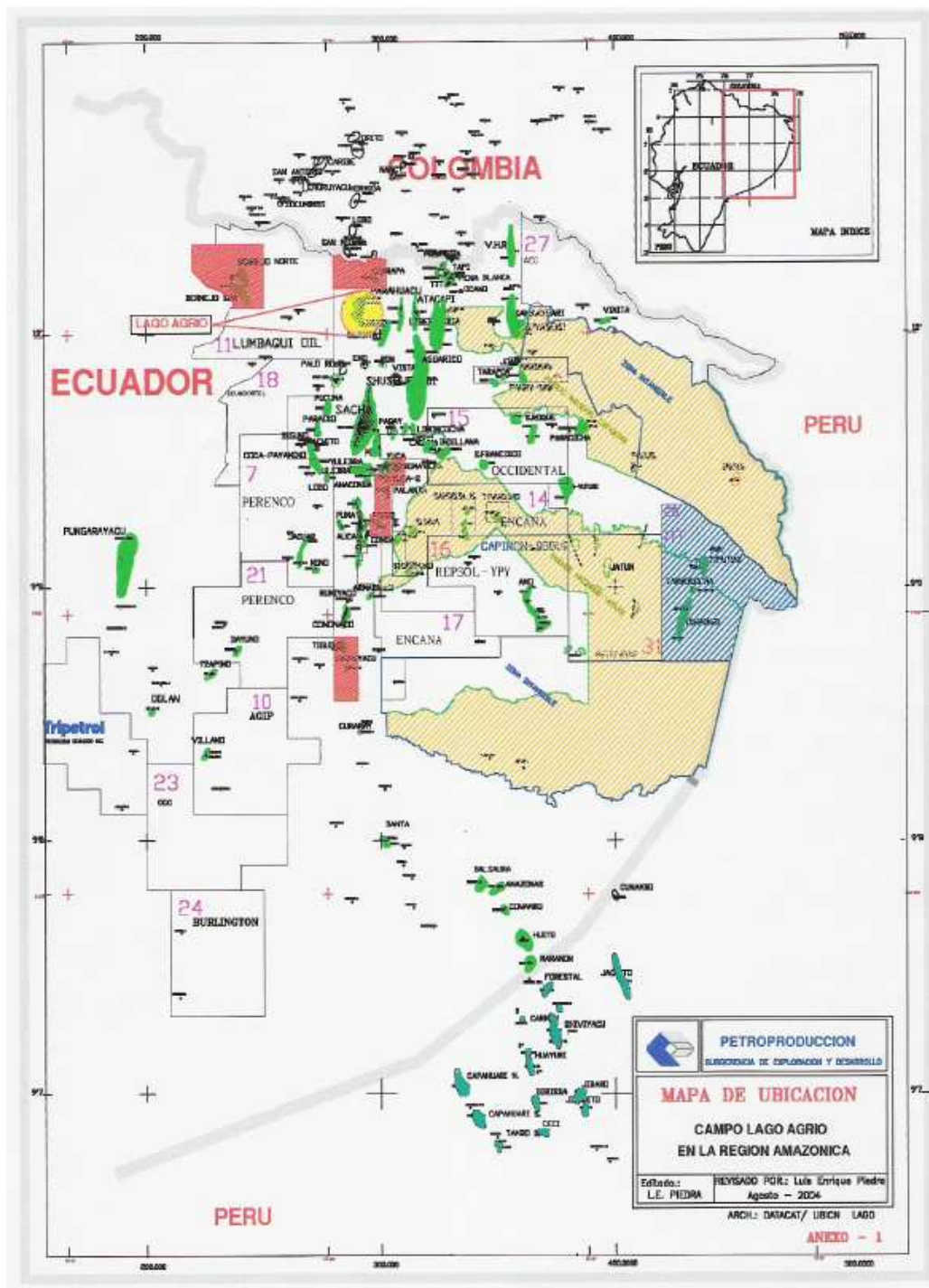
Tiene una extensión de 11 Km. de largo por 3.8 Km. de ancho con un área de 41.8 km² y con 150 pies de cierre vertical.

Geológicamente se encuentra alineado al conjunto de campos Tigüino, Cononaco, Auca, Sacha, Palo Azul-Rojo y Charapa que entrapa hidrocarburo en tres etapas migratorias en las secuencias detríticas de las formaciones Hollín, Napo y Tena.

Sus reservas remanentes son 32'421003 barriles de petróleo, con una producción diaria promedio de 4441 BPPD aproximadamente, provenientes de 26 pozos. Sus niveles productivos son: Formación Hollín Superior, Formación Napo (T y U)

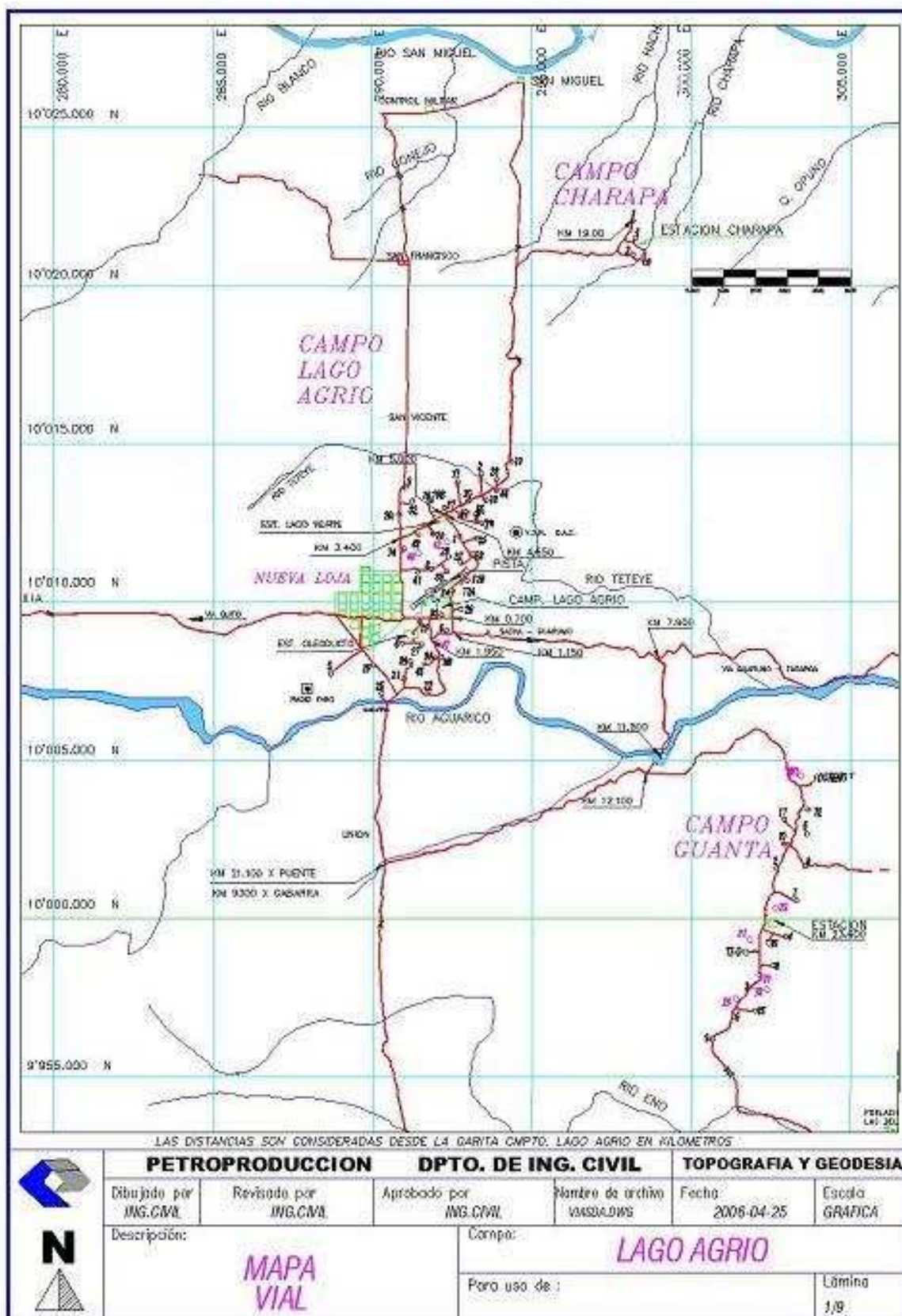
y Basal Tena, cada uno de los cuales presenta sus propias características litológicas estructurales y de fluidos de formación, como consecuencia del Ambiente paleontológico en que fueron depositados y de los fluidos migrados acumulados.

MAPA. 1.1 UBICACIÓN POR COORDENADAS DEL CAMPO LAGO AGRIO.



Fuente: Departamento de Cartografía. PETROPRODUCCION

MAPA. 1.2 UBICACIÓN DE POZOS Y CARRETERAS DEL CAMPO LAGO AGRIO.



FUENTE: PETROPRODUCCION

MAPA. 1.3 UBICACIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO EN ECUADOR.



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Las operaciones del Área Lago Agrio se desarrollan en dos estaciones de producción:

- Estación de Producción: Lago Agrio Central.
- Estación de Producción: Lago Agrio Norte.

1.3 ESTRUCTURA DEL CAMPO LAGO AGRIO

El campo se presenta como una estructura anticlinal fallada, alargada en dirección preferencial Norte - Nor Este, Sur - Sur Oeste.

El mapa estructural elaborado al tope de Hollín (Mapa. 1.4) muestra un anticlinal con un eje principal de dirección NNE-SSO con dos altos en la parte norte a lo largo de los pozos LA-28, LA-37, separado por un valle perpendicular al eje entre los pozos LA-26, LA-06, LA-38, LA-07, y un tercer alto en la parte sur del campo

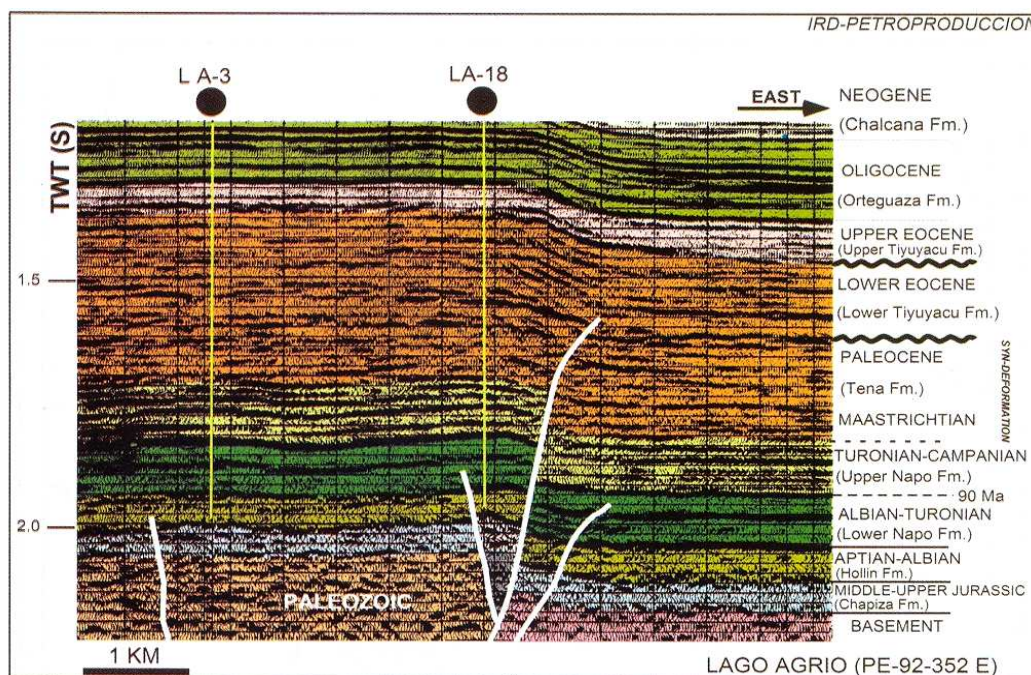
cuya culminación es el pozo LA-27, cuya dirección estructural preferencial es perpendicular al sistema de fallas principal.

En el área se aprecia un sistema principal de fallas de dirección NNE - SSO, que corta a las formaciones cretácicas en forma inversa, son lístricas en profundidad y de movimiento de deslizamiento al rumbo, cuyo salto vertical varía entre 428 pies - 495 pies, sirve de límite del yacimiento en el flanco Este, mientras que en el flanco Oeste presenta un cierre estructural de ± 150 pies. Adicionalmente existen trazas de fallas rectas de orientación $\pm N 20^\circ E$, las mismas que son zonas de fallas de expansión hacia arriba con irregularidades y dobleces a lo largo de las mismas formando escalones.

Existen dos altos estructurales en la parte más occidental del campo producidos por estas trazas de fallas inversas, uno ubicado en el pozo LA-03 y la otra hacia el Sur Oeste del Campo.

La estructura Lago Agrio crece en dos etapas, como resultado de esfuerzos transgresivos que reactivan la falla oriental del campo dando inicio a la formación de la estructura: en el Maestrichtiano, contemporánea a la depositación de Tena Inferior y parece que en el Mío-Plioceno (Fig. 1.1), la última reactivación tectónica provoca un flexuramiento de las capas que alcanza horizontes cercanos a la superficie.

FIGURA. 1.1 CAMPO LAGO AGRIO: SECCIÓN SÍSMICA



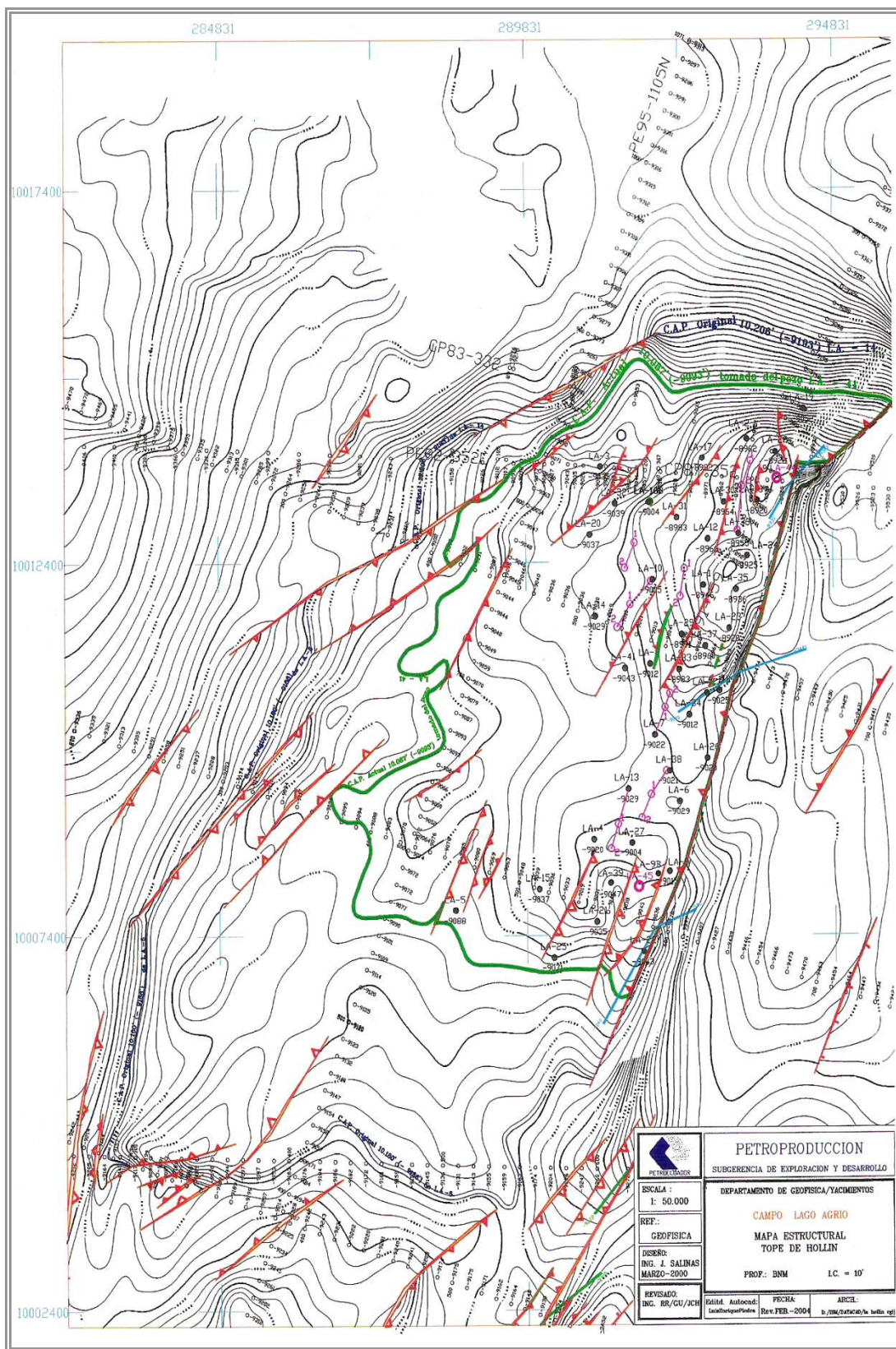
FUENTE: La Cuenca Oriente Geología y Petróleo

En profundidad estas trazas de fallas tienen componentes de extensión y compresión y están relacionadas al principal sistema de fallas de deslizamiento al rumbo.

La configuración estructural del campo esta determinada como una inversión de fallas extensionales antiguas reactivadas por un régimen tectónico compresivo durante el Cretáceo Superior, la edad designada esta entre el Turoniano-Campaniano

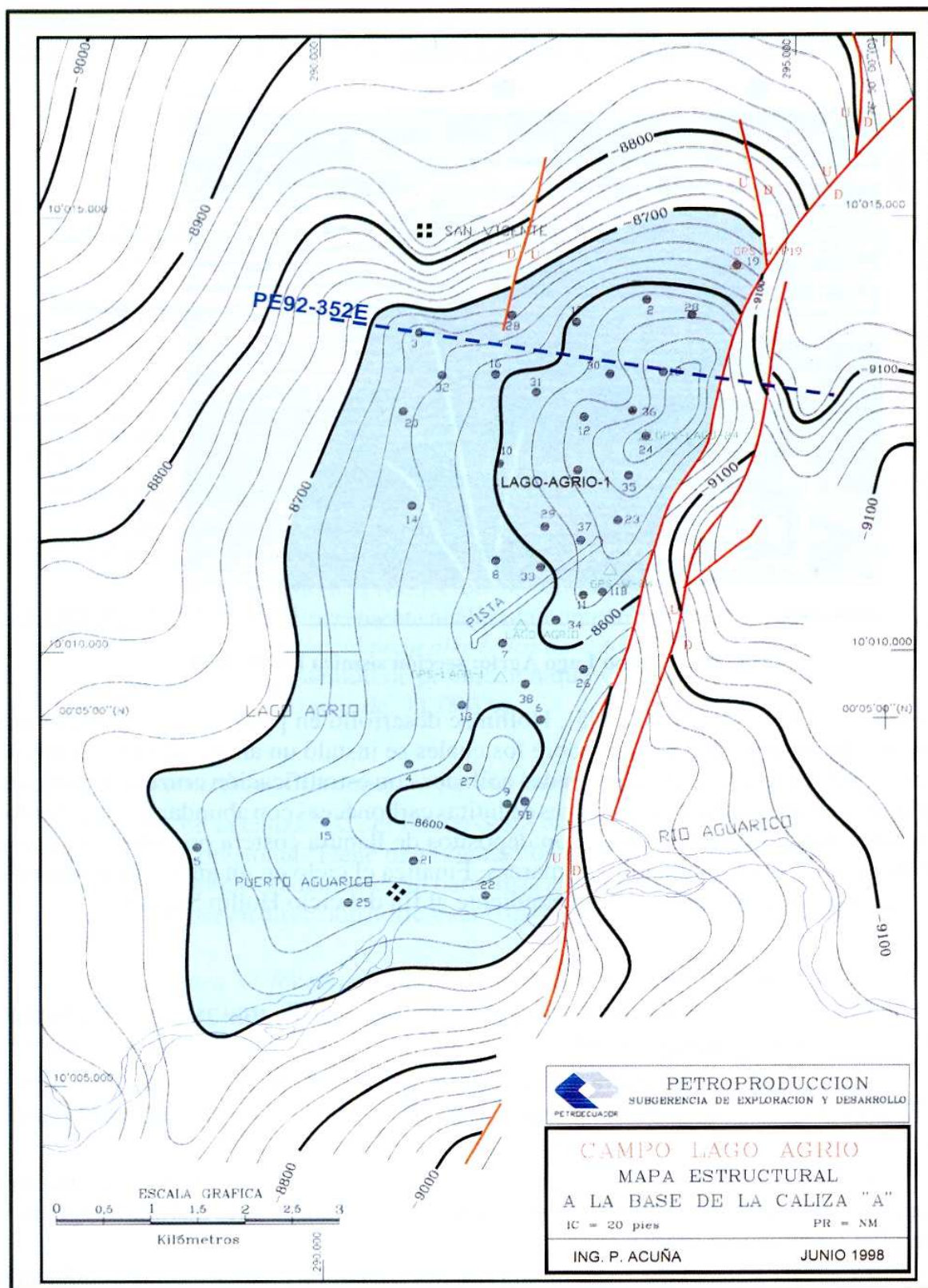
La estructura Lago Agrio, a nivel de la base de la caliza "A", está limitada en su flanco oriental por una falla transpresional que, en dirección sur, continúa hacia la estructura Palo Rojo, y hacia el norte, corta el flanco oriental del campo Charapa. La falla tiene rechazos variables, alcanzando el mayor salto en la parte más alta de la estructura siendo de 80 msec. Muestra un alto norte de mayor relieve y desarrollo areal, con un cierre estructural a la base caliza "A" de 55 msec y, un alto sur de menores dimensiones y menor relieve estructural (Mapa. 1.5).

MAPA. 1.4 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE HOLLÍN



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

MAPA. 15 MAPA ESTRUCTURAL A LA BASE DE LA CALIZA "A"



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

1.4 ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA DE LAS ZONAS DE INTERÉS

1.4.1 FORMACIÓN HOLLÍN

1.4.1.1 Zona Hollín inferior:

Este yacimiento originalmente contenía la mayor acumulación de hidrocarburos. El tope se ubica entre 9994 pies a 10161 pies, con un espesor total de 184 pies en el pozo LA - 15 a 295 pies en el pozo LA - 5. Está constituida fundamentalmente de una arenisca limpia con poca presencia de arcilla, con espesores de saturación de crudo iniciales de 80 pies, en el pozo LA - 5 a 220 pies en el pozo LA - 18, actualmente tiene un espesor de arena saturada regular en el campo de ± 40 pies, con una porosidad de 8% en el pozo LA - 25 a 20% en los pozos LA - 11B y LA - 12.

Este reservorio está siendo afectado por contactos originales agua petróleo a diferentes profundidades y posiblemente trabajen como unidades hidráulicas distintas en diferentes compartimentos. El contacto agua petróleo actual está dado por el último pozo perforado en el campo, que es el pozo LA - 41 con 10087 pies.

1.4.1.2 Zona Hollín superior:

Inicia en la Lutita que la caracteriza, y termina con un evento de erosión marina conteniendo un depósito conglomerático típico que marca el límite de la secuencia detrítica de Hollín superior a 10020 pies (profundidad del núcleo recuperado en el pozo LA - 41). El tope se ubica entre 9903 pies a 10048 pies, con un espesor total de 70 pies en el pozo LA - 23 a 16 pies en el pozo LA - 30, está constituida de dos flujos de areniscas glauconíticas intercaladas de lutitas y en ocasiones calizas, con espesores de saturación de crudo iniciales de 52 pies en el pozo LA - 15 a 11 pies en el pozo LA - 30, con una porosidad 12% en el pozo LA - 01 a 19% en el pozo LA - 31, se le ha determinado un modelo de ambiente idealizado sedimentario inicial de estuario dominado por olas con facies de cordones litorales, barras de playa, y lagunas.

1.4.2 FORMACIÓN NAPO

1.4.2.1 Zona T:

Este reservorio de edad Cenomaniano y Paleo Ambiente Transaccional Deltaico, se ubica entre 9746 pies a 9958 pies con un espesor de 35 pies en el pozo LA - 29, a 106 pies en el pozo LA - 25, con espesores irregulares de saturación de crudo de 4 pies en el pozo LA - 11, a 38 pies en el pozo LA - 32. Su porosidad esta en el orden de 9% en el pozo LA - 20, a 18% en el pozo LA - 15. Esta constituida por arenisca cuarzosa glauconítica, gris verdosa, grano fino a medio, subredondeada, cemento silicio, a veces calcáreo.

1.4.2.2 Zona U:

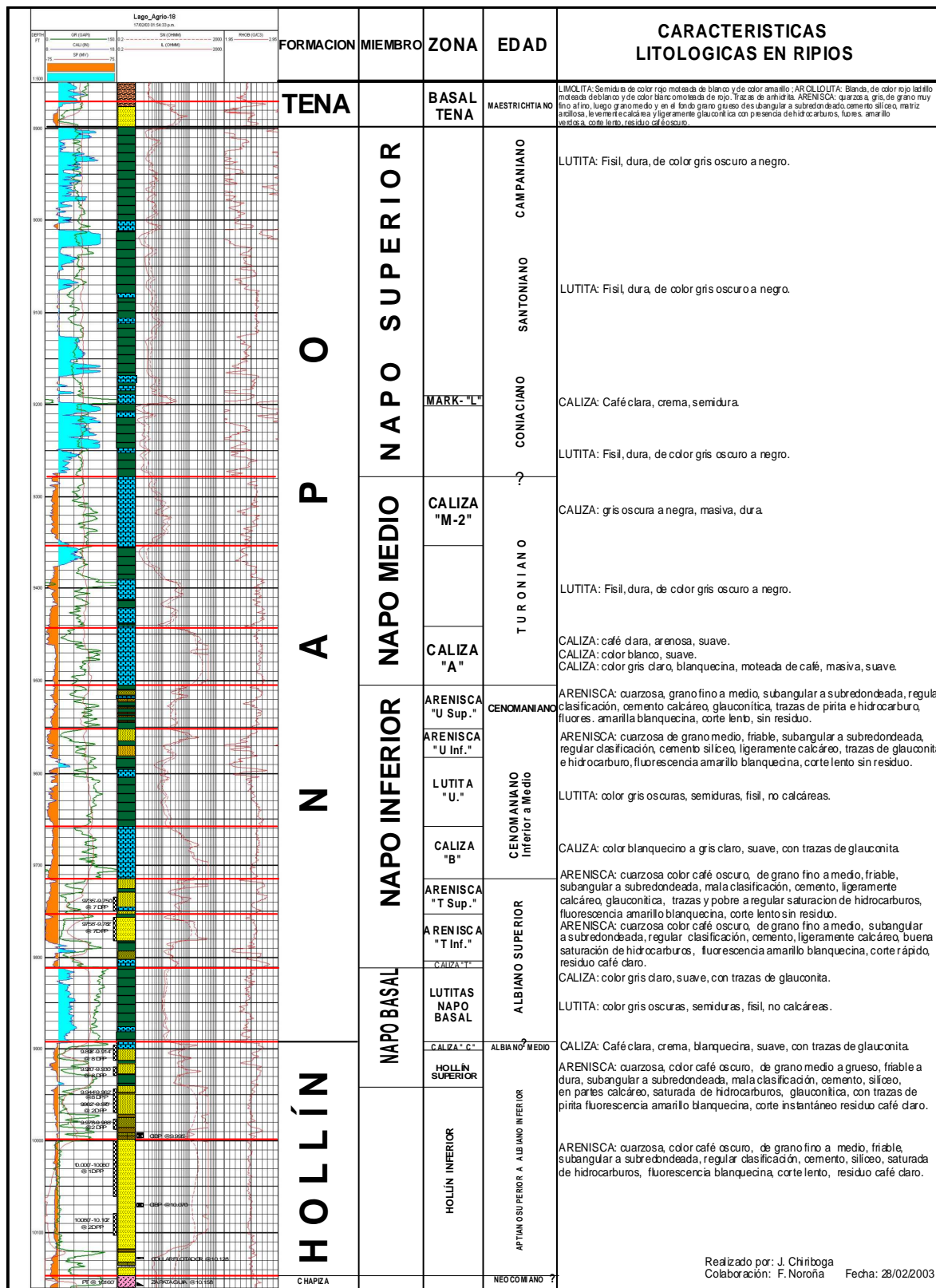
Este reservorio de edad Cenomaniano - Turoniano Medio y Paleo Ambiente Transicional Deltaico ("U" Inferior) a Marino de plataforma ("U" Superior), se ubica entre 9508 pies a 9720 pies con un espesor de 44 pies en LA - 33, a 102 pies en el pozo LA - 25, con espesores irregulares de saturación de crudo de 3 pies en el pozo LA - 33, a 28 pies en el pozo LA - 30. Su porosidad está en el orden de 9% en el pozo LA - 22, a 20% en el pozo LA - 17, esta constituida por arenisca cuarzosa, gris claro, café, grano fino a grueso, con glauconita.

1.4.3 FORMACIÓN TENA

1.4.3.1 Yacimiento Basal Tena:

Este yacimiento es de edad Maastrichtiano y Paleo Ambiente Marino de Sublitoral. El tope de este reservorio se ubica entre 8873 pies a 9002 pies con espesores irregulares depositados, de 8 pies en el pozo LA - 16, a 32 pies en el pozo LA - 28, con espesores de saturación de crudo de 2 pies en el pozo LA - 31, a 17 pies en el pozo LA - 33. Su porosidad está en el orden de 9% en el pozo LA - 08 a 21% en los pozos LA - 20 y LA - 25. Está constituida por arenisca cuarzosa, grano fino a grueso color café claro, a veces microconglomerática mal seleccionada, cemento silicio a veces calcáreo.

FIGURA 1.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA ESQUEMÁTICA NAPO-HOLLÍN CAMPO LAGO AGRIO POZO LA-18

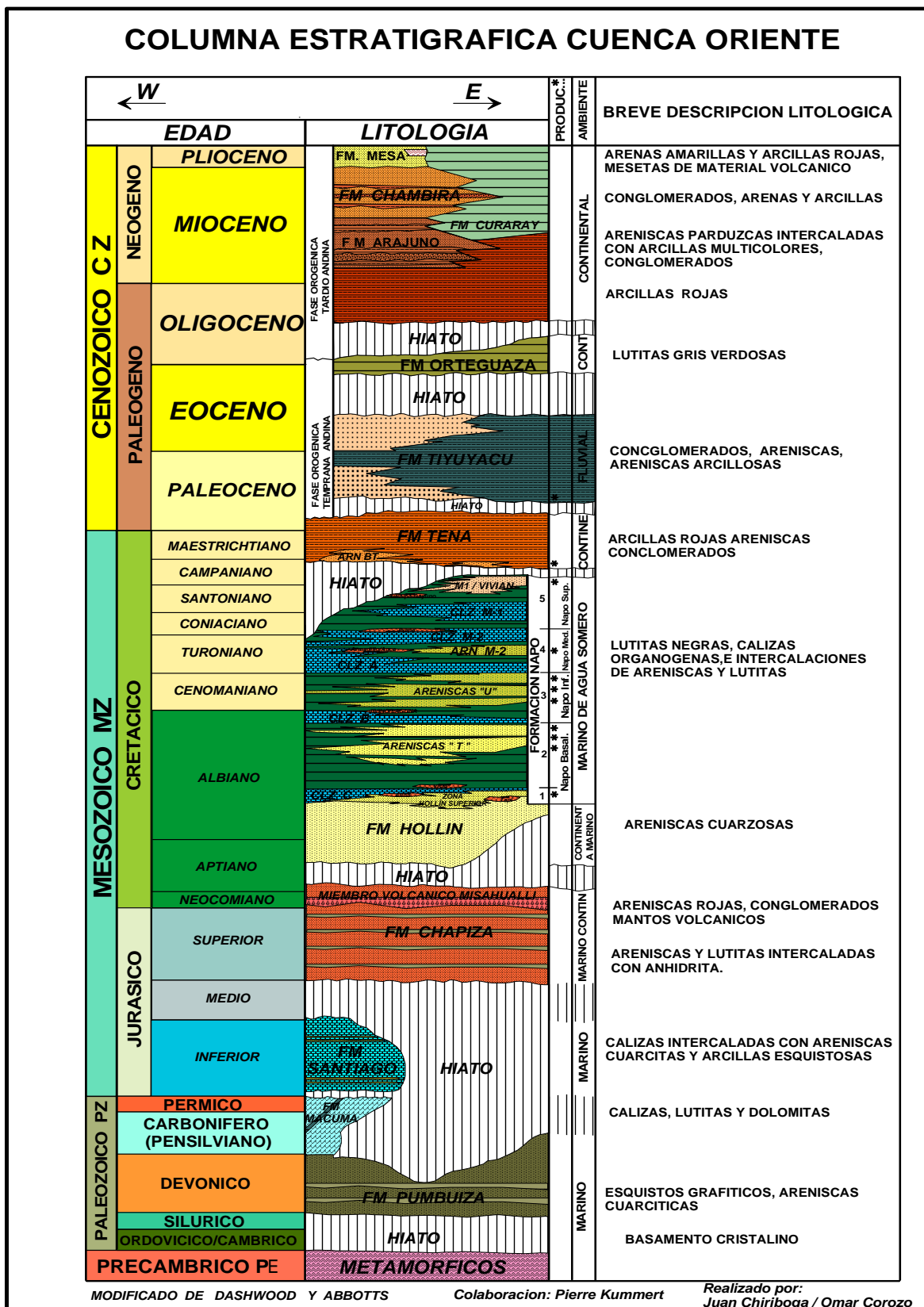


En la actualidad se desconocen los recursos para el uso de ellos (HORACIO)

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN.

Realizado por: J. Chiriboga
Colaboración: F. Noroña
Fecha: 28/02/2003

FIGURA. 1.3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CUENCA ORIENTE



FUENTE PETROPRODUCCIÓN

1.4.4 ESPESORES PRODUCTORES

La mayor parte de la producción en lo referente al Campo Lago Agrio se obtiene de Hollín, con un gran aporte de la arena U inferior como superior, del Yacimiento Napo.

TABLA 1.1 ESPESORES PRODUCTORES DEL CAMPO LAGO AGRIO

YACIMIENTO	PROFUNDIDAD	ESPESOR PROMEDIO
	(Pies)	(Pies)
BASAL TENA	8873 – 9002	6 – 10
NAPO U	9508 – 9720	9 – 12
NAPO T	9746 – 9958	10 – 15
HOLLÍN SUPERIOR	9892 – 10058	40
HOLLÍN INFERIOR	9904 - 10088	20

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

1.5 RESERVAS VOLUMÉTRICAS

Las reservas originales y remanentes a Abril del 2008 por arena se encuentran tabuladas en la Tabla 1.2.

TABLA 1.2 RESERVAS VOLUMÉTRICAS DEL CAMPO LAGO AGRIO

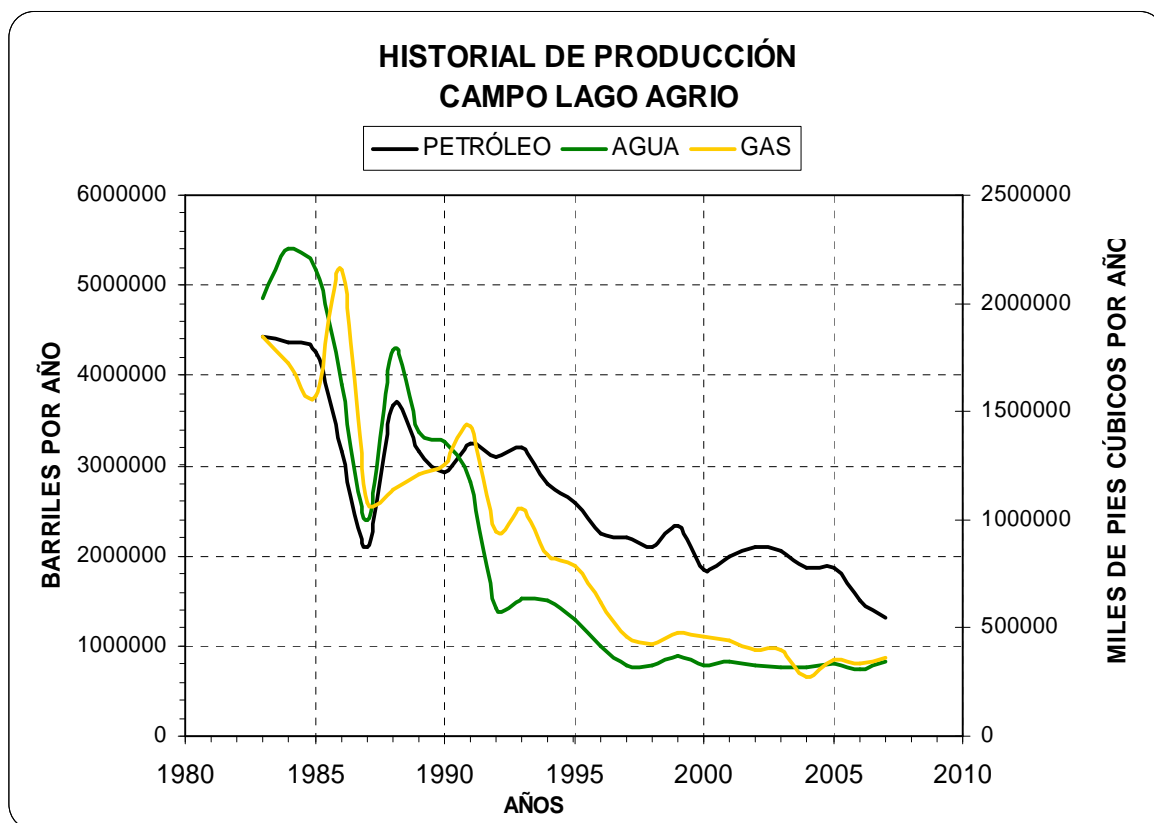
ARENA	S_o %	Ø %	API°	B_{oi} (BR/BF)	Volumen In Situ (STB)	FR %	Reserva Iniciales (BLS)	Np (BLS)	Reservas Remanentes (BLS)
BASAL TENA	78,0	15,0	24,00	1,1863	34.760.000	22,00	7.647.200	3.555.589	4.091.611
NAPO U	65,0	14,4	30,00	1.2441	45.593.985	24,00	10.942.556	1.869.446	9.073.110
NAPO T	75,0	11,6	31,30	1,2622	49.148.888	24,00	11.795.733	2.272.242	6.523.491
HOLLÍN	81,3	14,4	28,10	1,1476	391.840.045	40,00	156.726.018	140.682.524	16.053.494
TOTAL					521342918		187111507	148379801	35741706

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

1.6 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL CAMPO

El Campo Lago Agrio tuvo una producción inicial de 2955 BPPD con su primer pozo perforado en 1967, de allí a la actualidad se han perforado 48 pozos más, de los cuales 26 continúan en funcionamiento, incluyendo al primer pozo perforado. Por falta de registros el historial de producción comienza en 1983, desde ahí los datos fueron sacados de la sumatoria de las pruebas de producción mensuales de cada pozo (ANEXO 1.1 Tabla A 1.1.1 hasta Tabla A 1.1.6). Desde aquel año, la producción anual ha disminuido notablemente casi un 60%, pero aún así continúa siendo una cantidad importante dentro de la producción nacional considerando la antigüedad del Campo y el creciente precio actual del petróleo.

GRÁFICA 1.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO

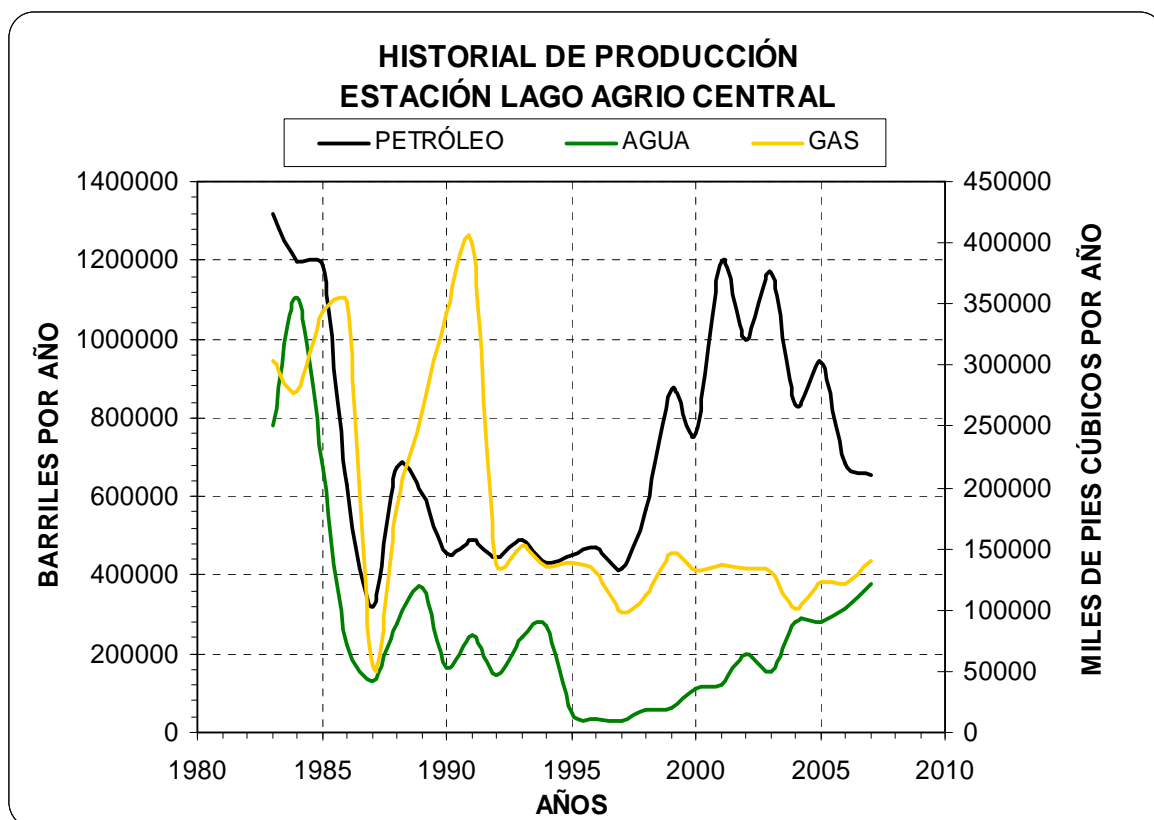


ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

La producción del Campo Lago Agrio se divide en dos Estaciones, Estación Lago Agrio Norte y la Estación Lago Agrio Central, teniendo una producción similar

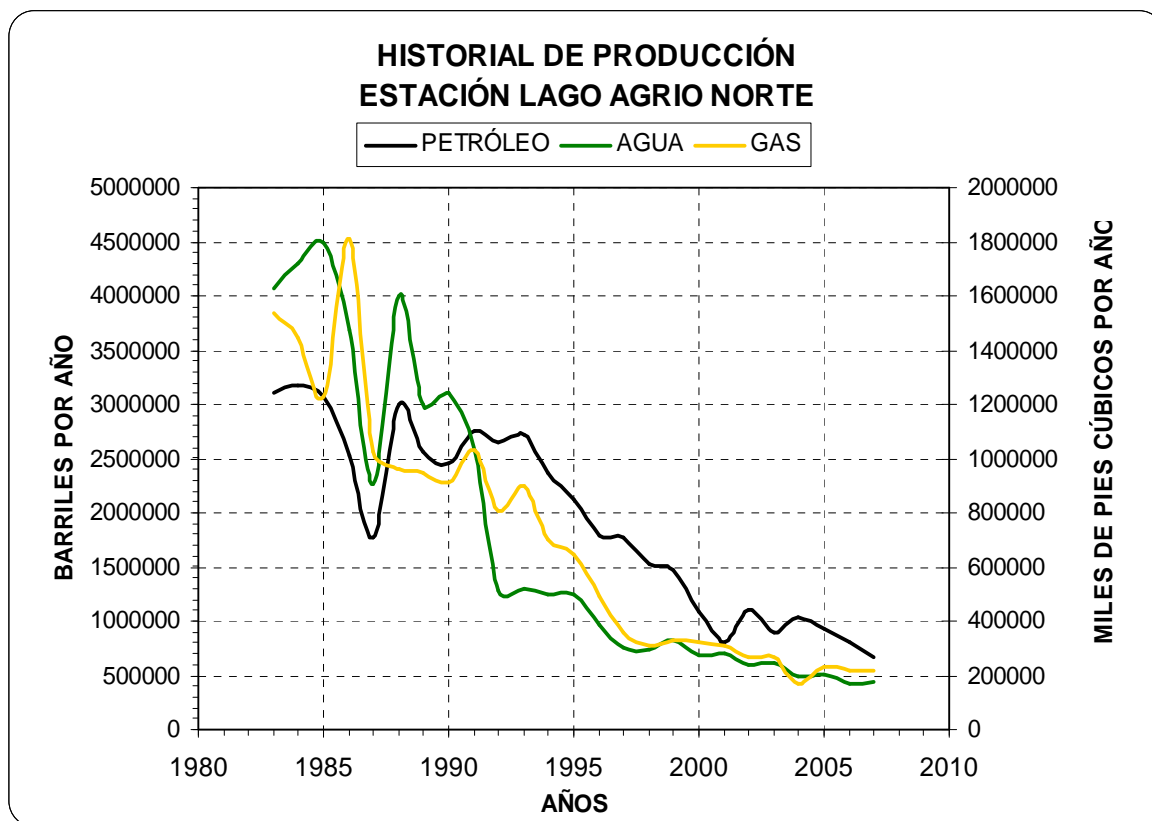
tanto de petróleo, agua y gas. El agua producida en Lago Agrio Central es bombeada a Lago Agrio Norte para ser re-inyectada al pozo Lago 16. La mayor parte del gas producido es quemado en los mecheros, ya que es insuficiente para abastecer los generadores. Las gráficas del historial de producción de cada Estación son presentadas a continuación, estas están basadas en las Tablas A 1.2.1 y A 1.2.2 del ANEXO 1.2.

GRÁFICA 1.2 PRODUCCIÓN LAGO AGRIO CENTRAL



ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

GRÁFICA 1.3 PRODUCCIÓN LAGO AGRIO NORTE



ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

CAPÍTULO 2

COMPROBACIÓN DEL ESTADO Y CAPACIDAD ACTUAL DE LOS EQUIPOS DE SEPARACIÓN Y TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN PARA REINYECCIÓN.

2.1 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

2.1.1 ESTACIONES DE PRODUCCIÓN

Cuando ya se ha realizado la extracción del crudo del yacimiento, el siguiente paso es su manejo en superficie. El cual es un proceso de suma importancia en lo referente a la producción de petróleo, ya que de él dependerá el mejor aprovechamiento de todos los fluidos producidos, sobre todo del petróleo, ya que las condiciones con las que el petróleo emerge no son las óptimas para su futura utilización. Para lo cual se necesita contar con los equipos adecuados para que el proceso se realice con la mayor eficiencia.

La Estación de producción es el conjunto de instalaciones, que comprende: equipos, herramientas e instrumentos, que sirven para la estabilización, separación, tratamiento y direccionamiento del crudo en superficie.

Entre los principales elementos se tiene:

- **Manifold:** el cual es un conjunto de válvulas, tuberías que sirve para direccionar el crudo proveniente de diferentes pozos pertenecientes al Campo.
- **Separadores:** es un equipo, compuesto por dispositivos internos, controladores de presión y nivel, dispositivos de seguridad, tuberías, dispositivos de medición, rodillo y marco de protección, los cuales tienen por objetivo separar la diferentes fases del fluido producido.

- Tanque de Lavado, Bota de Gas, Filtros de Agua, scrubbers, los cuales son elementos complementarios en la separación, además de optimizar la utilización de cada fluido tratado.
- Existen otros elementos como los generadores para aprovechar la producción de gas, las bombas que permitan transportar los diferentes fluidos y los diferentes tanques de almacenamiento.
- Los sistemas de seguridad son fundamentales, ya que se trabaja con elementos inflamables y de alto riesgo, entre los cuales están las vías de acceso, el sistema contra incendios, sistemas de señalización y alarma.

El Campo Lago Agrio cuenta con dos estaciones de producción, Estación de producción Lago Central y estación de producción Lago Norte.

TABLA 2.1 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

ESTACIÓN LAGO CENTRAL		
ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCIÓN GENERAL	TRABAJOS REALIZADOS
Tanque de reposo	Capac. 15120 Brls	Ninguno
Tanque de lavado	Capac. 14690 Brls	Espera mantenimiento
Tanque empernado	Capac. 10000 Brls	Reemplazar al TK de lavado
Separador de prueba	Capac. 10000 Brls	Pintado
Separador de producción	Capac. 15000 Brls	Pintado
Baterías de manifolds	2 baterías de 5 manf.	Ninguno
Calentador con bomba	1.-Bomba Serie 453266, Modelo MARK - 111 2.-Motor Serie 8109M, Modelo - TBPC – 3 HP	Ninguno
Bomba Booster de Reiny agua	1.-Bomba Serie 402877 Marca Durco, Motor sin placa. 2.- Serie 402876 Marca Durco, Motor sin placa.	Ninguno
Bomba Motor Iny. de Químico	1.-Bomba TEXAS HOUSTON, Motor Modelo 1121007410 1/4 HP. 2.-Bomba TEXAS HOUSTON, Motor Modelo 1121007410 1/4 HP	Ninguno
Monitores Sistema contra incendios	4 monitores	Ninguno
Cámaras de espuma	4 cámaras	Ninguno
Sistema de Power Oil 2 booster	1.-Bomba Serie 121476, Motor 100 HP Serie EPG254042 2.-Bomba sin placa, Motor 50 HP, Serie NHO25049	Ninguno
Booster para bombeo al oleoducto	1.-Bomba Serie 239834, Motor 50 HP Serie 6211-22-J/C-3 2.-Bomba Serie 239833, Motor 50 HP, Serie P-32G05133-G3-CW	Ninguno

Continúa en la Página 21

Viene de la página 20

ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCIÓN GENERAL	TRABAJOS REALIZADOS
Bomba del sumidero	1.-Bomba Durco Serie 475902 Motor 25 HP, Serie Z166258	Ninguno
Contadores de entrega ACTS	1.-Contador INVALCO Modelo W-315 2.- Contador SMITH Serie 28019	Ninguno
Contadores de entrega ACTS	1.-Contador INVALCO Modelo W-3157 2.- Contador SMITH Serie 28019	Ninguno
Contadores de entrega ACTS	1.-Contador INVALCO Modelo W-315 2.- Contador SMITH Serie 28019	Ninguno
Contadores de entrega ACTS	1.-Contador INVALCO Modelo W-315 2.- Contador SMITH Serie 28019	Ninguno
Bomba recirculación tanque a tanque	1.-Bomba serie 0599-3105*B 2.- Motor 3 HP ID # 6206-JC-3	Ninguno
Medidor de Gas	1- Marca Nuflo	Ninguno

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 2.2 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

ESTACION LAGO NORTE		
ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCIÓN GENERAL	TRABAJOS REALIZADOS
Tanque de reposo	Capac. 12090 Bls.	Ninguno
Tanque de lavado	Capac. 24680 Bls.	Ninguno
Separador de pruebas	Capac. 10000 Brls	Ninguno
Tanque Reinyección de Agua	Capac. 1250 Brls	Cambio
Separador de prueba	Capac. 10000 Brls	Ninguno
Separador de producción	Capac. 10000 Brls	Reparándose
Separador de producción	Capac. 10000 Brls	Ninguno
Separador de gas	Capac. 5000 bls.	Ninguno
Baterías de manifolds	2 baterías de 5 manif.	Ninguno
Baterías de manifolds	1 batería de 10 manif.	Ninguno
Pintado	Motor de 150 HP	Ninguno
Compresor de gas	Serie 09116 - 15 x 11, Serie 08890 8 x 11, Motor Ajax off x falta de gas	Ninguno
Sumideros	2 bombas durco 15 HP	Ninguno
Sistema contra incendios	Perquins serie U 553394X.	Ninguno
Compresor de aire	Serie 879523	Ninguno
Reinyección de agua	2 bombas de Químico motor de 1/4	Ninguno
Reinyección de agua	1 B.Centrilift Motor 50 HP 1 B.Redá Motor 50 HP	Ninguno
Booster Reinyección de agua	2 motores eléctricos, bombas Durco 4 x 3	Ninguno
Booster del sistema Power Oil	Motor 100 HP, Bombas Durco 4 x 3	Ninguno
Booster bomba y motor transferencia	Motor 100 HP, Bombas Durco 6 x 4	Ninguno
Bomba de recirculación	25 HP Bomba 4 x 3 Durco	Ninguno
Bomba calentador de agua	10 HP Bomba 3 x 2	Ninguno
Separadores	4 bombas de Químico motor de 1/4	Ninguno
Bombas Horizontale T-J7" 9000 Est. Lago Norte LA-24-31-32-36-43		C/3ra etapa dañada

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

2.2 SISTEMA DE SEPARACIÓN

2.2.1 EQUIPOS Y PROCESO DE SEPARACIÓN

Los diferentes tipos de separadores son el eje fundamental del proceso de separación. Y uno de sus principales objetivos es lograr la separación de las fases en el menor tiempo posible. Dentro de los separadores gas/líquido, este tiempo se logrará teniendo en cuenta un factor primordial como es la composición de la mezcla del fluido, lo cual marcará la cantidad en volumen de gas y líquido producido. Así, si los pozos son de baja presión la mezcla tendrá mayor cantidad en volumen de líquido, todo lo contrario si los pozos son de condensado.

Dentro del Oriente Ecuatoriano no existen pozos de condensado, puesto que estos pozos deben ser profundos mayores a 10000 pies mientras que en el Campo Lago Agrio así como en todo el Oriente ecuatoriano los pozos tienen profundidades promedios de 8000 pies, a parte el decremento de presión que trae como consecuencia una disminución de la producción en el Campo, principalmente en lo que a gas se refiere, los datos referentes a presión y producción serán citados más adelante.

2.2.2 SEPARADORES

Uno de los principales equipos dentro de una estación de producción; es el separador, tanto de prueba como de producción. Ya que en ellos se realiza el principal proceso de separación.

Dependiendo de los volúmenes de fluido, la cantidad de gas, el BSW y las necesidades de la Compañía el diseño del separador y su principales características como son: Su volumen, la presión y temperatura de trabajo, si es bifásico o trifásico, horizontal o vertical, son determinadas. Para entender el proceso dentro de un separador y los parámetros sobre los cuales recae su diseño es importante conocer sus principales elementos:

- El separador incluye:
 - Dispositivos internos.
 - Controladores de presión y nivel.
 - Dispositivo de seguridad.
- Tuberías necesarias para las diferentes fases y dispositivos de medición.
- Marco de protección.

2.2.2.1 Dispositivos Internos (FIGURA A 2.3.1 ANEXO 2.3)

Dentro de lo referente a los dispositivos internos se encuentra una amplia variedad de ellos dentro de un separador para mejorar la eficiencia y simplificar esta operación. La Figura A 2.1 ANEXO 2 muestra los principales dispositivos utilizados:

2.2.2.1.1 Plato deflector.

El plato deflector es un dispositivo que es usado en los separadores de gas-líquido al frente de la boquilla de entrada del separador. La forma del plato puede ser llana o cóncava. Como el flujo golpea en la entrada, el líquido cae al fondo y el gas fluye alrededor del plato. En separador vertical, el deflector puede desviar la entrada del flujo alrededor de la pared del separador para crear una acción centrífuga.

2.2.2.1.2 Elementos de Coalescencia.

Una manera de mejorar la separación es importante dispersar la mezcla de fluidos producidos sobre una gran área de acorde a las dimensiones del separador. Esto permite al gas disuelto salir de solución. Esto se logra poniendo un gran número de platos entre la entrada y las salidas. Estos platos son llamados platos coalescencia y ellos combinan pequeñas gotas con grandes gotas y bajo la acción de gravedad caen al fondo del separador.

2.2.2.1.3 *Rompedor de Vórtices.*

Algunas veces el flujo a través del separador puede generar un vórtice (un efecto revuelto dentro del separador debido al flujo). Esto impide la separación por lo que algunas veces se pone estos rompedores para contra restar este efecto. Esto ocurre a las salidas del fluido del separador. Cabe resaltar que un sistema de veleta de enderezamiento se usa en la toma de corriente de gas para mejorar la exactitud de la medición de la proporción este también es un tipo de rompe vórtices.

2.2.2.1.4 *Rompedor de espuma.*

Los rompedores de espuma son mayormente utilizados en separadores de gas-líquido para remover la llovizna líquida del gas. El rompedor es hecho de alambre estrechamente tejido. Esto está sostenido en una placa por una malla fornida que lo previene de ser arrastrado por la presión que pueda ejercer el gas. Remover la llovizna del gas es una de las tareas más difícil en el separador de gas líquido. La llovizna ocurre tal como la niebla en el aire y es una función de las presiones locales y temperatura. Esta está a menudo presente en el flujo de gas como en las salidas del separador.

2.2.2.1.5 *Extractor de niebla.*

El extractor de niebla es un elemento que complementa al rompedor de espuma, esta compuesto por alambres tejidos. Las gotas líquidas se adhieren a la superficie de los dispositivos y se combina con otras gotas hasta formar una gran gota que caerán por efecto de la gravedad.

2.2.2.1.6 *Vertederos.*

El petróleo y el agua se asientan en el fondo y llenan cierto porcentaje del separador. Debido a la diferencia de densidades, el petróleo flota encima del agua, por lo que rebasa el controlador de nivel y cae a la cámara de petróleo.

2.2.2.1.7 *Elementos de Filtro.*

Estos remueven sólidos de los gases y líquidos. Separan petróleo del agua y rompen la emulsión líquida. Los filtros también removerán la llovizna del gas. En general ellos no pueden ser usados cuando están presente parafinas así como parafina adherida a los filtros.

2.2.2.1.8 *Baffles Horizontales.*

Estos son usados algunas veces en separadores donde probablemente ocurran las olas sobretodo si el flujo en la entrada del separador es flujo intermitente.

2.2.2.1.9 *Escudo Flotador.*

Aunque esto no ha sido mencionado aun el nivel en el separador es usualmente controlado automáticamente con la ayuda de un flotador que actúa entre la interfase gas y líquida. Si el flujo en el separador es turbulento el flotador se movería libre como el flujo lo determine, esto podría ocasionar que el separador se comporte de una forma inestable e indeseable. Un escudo flotador (float shield) reduce estos efectos. Puede estar dentro de la presión del separador principal o puede ser un flotador remoto de cubierta embridado al recipiente de presión principal.

2.2.2.2 Controladores de Presión y Nivel

Hay dos principios de control en el separador, ellos son control de presión y control de nivel. El separador puede ser controlado manualmente pero por conveniencia, eficiencia y seguridad, controladores automáticos pueden ser utilizados. Esto es un indicador de seguridad y también un punto de conveniencia cuando liberamos gas de los pozos en el separador.

2.2.2.2.1 *Control del Nivel de Líquido.*

Este es probablemente el punto de control de mayor importancia. El nivel tendría una considerable influencia en el rendimiento global del separador. Un alto nivel de líquido reduce la cantidad de espacio disponible para la caída del líquido fuera de la fase de gas. Un bajo nivel de líquido sin embargo mejora la caída pero el tiempo de retención para el líquido es más crítico en separadores horizontal. Puede haber dos controladores de nivel de liquido en el separador uno será para la interfase GAS/PETRÓLEO el otro sería para la interfase PETRÓLEO/AGUA. Ambos de estos niveles tendrían un efecto significativo en el rendimiento y capacidad del separador.

2.2.2.2.1.1 *Medidores de Petróleo. (Figura A 2.3.3 ANEXO 2.3)*

En los separadores la salida de petróleo es ajustada con dos medidores en paralelo con válvulas de aislamiento. Los rangos de estos dos medidores hacen posible cubrir todas las ratas de petróleo – estas son entonces leídas directamente de los medidores graduados en barriles Estados Unidenses.

2.2.2.2.1.2 *Medidores de Gas. (Figura A 2.3.4 ANEXO 2.3)*

Un plato orificio calibrado es usado para medir el gas. El diámetro del orificio servirá para determinar la cantidad de gas, los platos orificio pueden ser cambiados con el separador bajo presión. Las presiones estática y diferencial son grabadas en un grabador Barton. Con estos datos la rata de flujo de gas es luego calculada.

2.2.2.2.1.3 *Medidores de Agua. (Figura A 2.3.5 ANEXO 2.3)*

Un simple medidor volumétrico es usado para esto.

2.2.2.2.2 *Control de Presión del Separador.*

La presión es uno de los factores principales a considerar dentro de la separación, cabe resaltar que la presión a la que funcionan los separadores es la crítica. En la estación de producción la presión del separador o presión es diseñada para obtener la máxima recuperación de líquido. La presión será determinada de los análisis PVT de las muestras del fondo del pozo y muestras de superficie obtenida de las pruebas de pozos. Con estos parámetros se puede determinar si es necesario usar más que una etapa de separación para lograr la máxima recuperación de líquido.

Durante una prueba de pozo la presión crítica del separador no es conocida y depende del operador principal decidir la presión de operación del separador para que la mínima cantidad de líquido se vaya con el gas y que la presión sea compatible con todo el equipo de control.

2.2.2.3 **Dispositivos de Seguridad** (FIGURA A 2.3.2 ANEXO 2.3)

La presión de trabajo del separador esta definida por estudios teóricos de separación. Los separadores usados son caracterizados por su fluido y por su presión nominal impresos en la placa del manufacturador.

En la práctica el separador es usado a bajas presiones. Los fabricantes disponen modelos con presiones nominales entre 40 y 3500 psi. Los modelos de alta presión (2000 a 3500 psi) son generalmente usados para separar el líquido del gas en ciertas formaciones de muy altas presiones.

Un separador nunca debe ser operado sobre la presión nominal. Es mas, esto no sería posible, desde que fueron implementados dos dispositivos para evitar un exceso de presión.

- Una válvula de seguridad, diseñada para abrirse a la presión nominal.

- Un disco de ruptura, diseñado para romperse a una presión igual al 110% de la presión nominal.

Los separadores verticales, horizontales de dos o tres fases están todos equipados con válvulas y accesorios que tienen idéntico principio, la mayoría son intercambiables. Hay una gran variedad de instrumentos de control:

- Válvulas de salida de petróleo.
- Válvulas de salida de gas.
- Válvulas de seguridad.
- Discos de ruptura.

Para inspeccionar el interior de un cuerpo, un seguro en la puerta se encuentra en todos los separadores.

2.2.2.4 Construcción Interna de los Separadores

La construcción de un separador esta regida por diferentes factores, como se ha antes la composición de la mezcla es un factor trascendental. Otro factor es la ubicación de los dispositivos internos de acuerdo al proceso que sigue el crudo al ingreso. A continuación se cita algunos de los rasgos que los dispositivos internos deben tener en cualquier tipo de separador gas/líquido sin tener en cuenta la forma total o la configuración del recipiente, se puede ver estos elementos en la Figura A 2.3.2 del ANEXO 2.3.

- Un dispositivo de entrada centrífugo donde la separación primaria de líquido y gas es realizada.
- Una sección larga establecida de largo o ancho suficiente que permita el goteo de líquido que se establecen fuera del gas con un adecuado compartimento de surgencia para los restos de líquido.
- Un extractor de niebla o un eliminador cerca de la salida del gas donde se pegaran pequeñas partículas de líquido que no goteo por la gravedad.

- Controladores adecuados ubicados en el control de nivel, la válvula vertedero del líquido, la válvula de retorno de gas, la válvula de alivio, el medidor de presión, el medidor de nivel, el instrumento regulador de gas y las tuberías.

Se ha encontrado que el volumen de la separación de gas líquido toma lugar en la sección de separación de la entrada centrífuga. Aquí el flujo entrante circula a través de las paredes del pequeño cilindro o usualmente las paredes del recipiente en el caso de un separador vertical o esférico. Esto enfrenta a los fluidos a una fuerza centrífuga cientos de veces por encima de la fuerza de la gravedad. Esta acción frena el movimiento horizontal del líquido libre presente en el flujo de gas y las fuerzas de goteo juntas, donde las gotas caen al fondo del separador en la sección de asentamiento.

La sección de asentamiento es necesaria para permitir que la turbulencia del flujo del fluido disminuya y permitir que las gotas del fluido caigan al fondo del recipiente, debido a la diferencias de gravedad entre el líquido y el gas.

Un largo espacio abierto en el recipiente se encontró adecuado para este propósito. La inclusión de placas especiales de aplacamiento o baffles con aperturas estrechas únicamente complica la construcción interna del separador y proveen lugares para la acumulación de arena, lodo, parafina, etc., que eventualmente taponaran el recipiente y pararan en flujo.

Se encontró que la separación de líquido y gas utilizando el ingreso centrífugo y la sección larga abierta de asentamiento van a producir un producto líquido más estable, el cual puede ser manejado en tanques de almacenamiento atmosféricos o de baja presión. La utilización interna de baffles o placas puede producir más líquido para ser descargado del separador, pero no sería un producto estable, por consiguiente, más pérdidas de vapor ocurrirán en el sistema de almacenamiento.

Un compartimento suficiente de oscilación debe ser permitido en la sección de asentamiento para manejar los líquidos adheridos sin llevarlos a la salida de gas.

Esto puede ser acompañado por añadidura por la colocación de un medidor de nivel del líquido en el separador que a su vez determinará el nivel de líquido.

La medida del compartimento de oscilación es a menudo difícil, pero no imposible, determinada en base a las pruebas de pozos o los datos de flujo. En la mayoría de los casos la medida del separador, utilizada en aplicaciones particulares está a menudo comprometida con costos iniciales y posibles requerimientos que surjan.

Otro importante aspecto requerido que afecta a una buena separación gas/líquido es un eliminador de niebla o un extractor cerca de la salida del gas, pequeñas gotas de líquido que no fueron sacadas del flujo de gas, debido a pequeñas diferencias de gravedad o a la ausencia de las mismas entre ellas y el gas. Esto puede ser eliminado pasando el gas a través de un eliminador de niebla cerca de la salida del gas el cual tiene una larga superficie de intrusión.

Las pequeñas gotas de líquido golpearán la superficie se pegarán y se colectarán formando largas gotas las cuales se descargarán por gravedad a la sección de líquido en el fondo del recipiente. Es sabido que el tejido de alambre de acero limpio eliminador de niebla es el más eficiente, y ha sido probado removiendo más del 99.9% del líquido atrapado del flujo de gas.

Este tipo ofrece la mayor superficie de área de la colección de gotas de agua por unidad de volumen comparado con las veletas, empaquetamiento cerámico u otras configuraciones. Los eliminadores de niebla de veletas tienen su aplicación donde existen materiales sólidos en el gas que puede recolectar y taponar los eliminadores de niebla metálicos.

2.2.2.5 Tipos de Separador

Existen tres tipos principales o configuraciones básicas de separadores, generalmente disponibles desde los fabricantes, como sigue y como se puede ver en las Figuras A 2.2.7 a A 2.2.13 del ANEXO 2.2:

1. Vertical
2. Horizontal de un solo Tubo
3. Horizontal de doble Tubo
4. Esféricos

Un separador típico vertical de baja presión petróleo-gas con controles mecánicos y sus características que previamente describimos, está ilustrado en la Figura A 2.2.2 ANEXO 2.2. La Figura A 2.2.3 ANEXO 2.2 ilustra un separador vertical de baja o alta presión petróleo-gas con controles neumáticos. El separador vertical tiene la ventaja de poder manejar baches de líquido sin llevarlo a la salida del gas, y la acción del controlador del nivel de líquido realmente no es crítica. Debido a la gran distancia vertical entre el nivel del líquido y la salida del gas existe una menor tendencia a evaporizar el líquido en la fase de gas.

Una de las desventajas es que es más difícil y costoso de fabricar y transportar este tipo de separadores tendidos, montados y ensamblados, y se necesita un diámetro de separador más largo para una capacidad dada de gas que para los separadores horizontales. Por esto podemos ver que esta clase de separadores son frecuentemente utilizados en flujos de fluidos con una relación de gas-petróleo baja. En otras palabras cuando manejamos más líquido que gas.

Los separadores esféricos ofrecen un arreglo del recipiente barato y compacto. La Figura A 2.2.9 ANEXO 2.2 ilustra un modelo típico de baja presión con controladores mecánicos. La Figura A 2.2.10 ANEXO 2.2 ilustra un separador esférico de alta presión petróleo gas con controles neumáticos. Sin embargo, este tipo de recipiente tiene una muy limitada área de reposo y de sección de suspensión. La colocación y acción de los controladores de nivel en este tipo de recipientes es también muy crítico.

El separador horizontal tiene muchas diferentes ventajas particulares de este tipo de diseño. La Figura A 2.2.4 ANEXO 2.2 un separador horizontal de alta o baja presión con controles neumáticos. El separador horizontal de doble tubo o de un solo tubo tiene muchas ventajas sobre el separador vertical, como que es fácil de

montar, menos tubería es requerida para hacer las conexiones y un menor diámetro es requerido para capacidades de gas dadas. Este tipo de recipiente incluso tiene una más larga área de interfase entre el líquido y el gas lo cual ayuda en la separación. Cuando la capacidad de gas es un criterio de diseño, el separador horizontal es más económico en los separadores de alta presión, debido al incremento en el espesor de las paredes requerido con largos diámetros.

Sin embargo, la colocación del control de nivel del líquido es más crítica en el separador vertical y el espacio de oscilación es un poco limitado. El separador de doble tubo ofrece una pequeña ventaja sobre el separador de un solo tubo ya que la sección de líquido esta separada de la sección de gas, hay una menor posibilidad de perturbaciones de la fase líquida, reingresando a la fase gaseosa. Sin embargo la configuración de doble tubo es mucho más cara.

La separación de tres fases (petróleo-gas-agua) puede ser fácilmente lograda en cualquier clase de separador instalando cualquier clase de paletas para construir una aleta de agua o un arreglo de sifón de agua o utilizando una interfase líquida de control de nivel.

Un arreglo de tres fases es difícil de instalar en un separador esférico debido al limitado espacio interno disponible. Con una operación de tres fases, dos controladores de nivel de líquido y dos válvulas de descarga son requeridos. La Figura A 2.2.5 ANEXO 2.2 ilustra un separador vertical de alta o baja presión equipado para la operación de tres fases (petróleo-gas-agua). La Figura A 2.2.7 ANEXO 2.2 es una ilustración típica de un separador horizontal de tres fases de alta y baja presión.

Para una evaluación de las ventajas y desventajas de varios tipos de separador, el separador de un solo tubo ha surgido como aquel que da la operación más eficiente por el costo inicial de inversión, por que maneja altas presiones de pozos de gas-condensado con alta relación gas-petróleo. Para cargas de líquidos, ya sea a alta o baja presión, los separadores verticales deben ser considerados.

2.2.3 BOTA DE GAS

Su finalidad es la de separar el gas que contiene el crudo. Actúa como un separador vertical, donde la entrada de crudo ingresa de una manera tangencial que se dirige 30 grados hacia abajo, lo cual permite que el crudo se revolucione y forme remolinos al chocar con las paredes, un esquema simple de su funcionamiento es presentado en la Figura A 2.2.13 ANEXO 2.2. El sistema de separación de la bota tiene un extractor de niebla, que sirve para complementar el diseño de separación de la bota de gas. Este extractor separa las partes líquidas del gas ascendente, es hecha de mallas de acero entre las cuales hay una lana de acero inoxidable. Tiene por objetivo extraer el gas natural contenido en el crudo, el cual sale por la parte superior; mientras que por la parte inferior recolecta agua de formación y petróleo, los cuales son enviados al Tanque de Lavado.

TABLA 2.3 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

SEPARADORES ESTACIÓN LAGO AGRIO CENTRAL		
ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCIÓN GENERAL	TRABAJOS REALIZADOS
Separador de prueba	Capac. 10000 Brls	Pintado
Separador de producción	Capac. 15000 Brls	Pintado

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 2.4 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

SEPARADORES ESTACIÓN LAGO AGRIO NORTE		
ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCIÓN GENERAL	TRABAJOS REALIZADOS
Separador de pruebas	Capac. 10000 Brls	Ninguno
Separador de producción	Capac. 10000 Brls	Ninguno
Separador de producción	Capac. 10000 Brls	Reparandose
Separador de producción	Capac. 10000 Brls	Ninguno
Separador de gas	Capac. 5000 bls.	Ninguno

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

2.2.4 SCRUBBER

El Scrubber es otro tipo de separador que tiene por objetivo precipitar los líquidos llámense condensados de hidrocarburos, vapor de agua, etc.

Estos son arrastrados por el gas a las salidas de los separadores de agua y Separadores de Producción, de esta manera se eliminan los líquidos por la parte inferior del recipiente permitiendo que el gas fluya hacia los compresores El líquido acumulado es evacuado por una válvula controladora de nivel.

El scrubber es únicamente diseñado para manejar un flujo de gas con cantidades pequeñas de líquido libre en el gas. No son diseñados utilizando el mismo criterio como el utilizado para la separación gas/líquido donde cantidades apreciables de líquido están presentes o donde el líquido adherido puede ser encontrado, una descripción gráfica de este dispositivo es mostrado en la Figura a 2.2.11 ANEXO 2.2.

2.2.5 COMPRESORES

Los compresores son máquinas térmicas generadoras o sistemas mecánicos que tienen por finalidad transformar la energía cinética (velocidad) a los fluidos compresibles (gases y vapores) sobre los que operan, para hacerlos fluir aumentando al mismo tiempo su presión, disminuyendo el volumen específico.

Un compresor admite gas o vapor a una presión P_1 dada, descargándolo a una presión P_2 superior. Un compresor aspira aire a la presión atmosférica y lo comprime a una presión más elevada.

La presión a la cual puede comprimir al gas puede ser de hasta 1400 psi. (Para lograr los 1400 psi, se utilizan compresores de cuatro etapas, provocando la formación de gasolinas que son retiradas del gas por medio del Scrubber).

La energía necesaria para efectuar este trabajo la proporciona un motor eléctrico o una turbina de vapor. Un motor que venza la resistencia que opone el aire a ser comprimido.

Compresor de gas	Serie 09116 - 15 x 11, Serie 08890 8 x 11, Motor Ajax
------------------	---

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

2.2.6 TANQUES

Para la selección de un tanque se debe tener en cuenta ciertos aspectos que afectan de manera directa en su diseño y desempeño. Entre los principales se tiene:

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

2.2.6.1 Tanques Atmosféricos

Son aquellos tanques que han sido diseñados para operar a presiones de hasta 0.5 psi sobre la presión atmosférica medido en la parte superior del tanque. Los tanques tienen una forma cilíndrica, instalados en forma vertical para volumen superior a los 500 bls y horizontal para menores volúmenes.

Partes constituyentes de tanques atmosféricos:

2.2.6.1.1 Base del tanque.

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

2.2.6.1.2 Cubeto del tanque.

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

2.2.6.1.3 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., los cuales pueden ser causantes de percances mayores.

2.2.6.1.4 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.

2.2.6.1.5 Fondo del tanque.

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

2.2.6.2 Tanque de Lavado

A este tanque llega el crudo tratado en el Separador. El tanque de Lavado es otro dispositivo de separación, ya que por efecto de gravedad, separa el agua residual del crudo, luego de lo cual el crudo debe salir libre de agua. En el primer anillo tienen una boca de inspección al igual que una compuerta de limpieza la que permite realizar la limpieza interior del tanque.

En el techo se tiene válvulas de alivio, las que se abren para permitir el escape de gas del espacio de vapor siempre que se excede una presión segura o entra aire cuando la presión interna es menor a la atmosférica.

Como dispositivos de seguridad tenemos las VPV (VÁLVULAS DE PRESIÓN Y VACÍO) estas son necesarias ya que el tanque “respira” debido ha:

- Vaciado / llenado
- Aumento de la temperatura
- Exposición al fuego

2.2.6.3 Tanque de Surgencia

Es un tanque que recibe el petróleo proveniente del tanque de lavado. Este petróleo es extraído mediante una bomba para ser enviado a la Unidad de Fiscalización o Unidad LACT.

TABLA 2.5 TANQUES DE ESTACIÓN

TANQUES ESTACIÓN LAGO AGRIO CENTRAL					
TANQUE	CANTIDAD	ALTURA	DIÁMETRO	CAPACIDAD (Bls)	
		Pies	Pies	NOMINAL	OPERATIVA
Tanque de Lavado	1	36	70	14690	24680
Tanque (Empernado)	1			110214	
Tanque de Surgencia	1	24	60	15120	14100

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 2.6 TANQUES DE ESTACIÓN

TANQUES ESTACIÓN LAGO AGRIO NORTE					
TANQUE	CANTIDAD	ALTURA	DIÁMETRO	CAPACIDAD (Bls)	
		Pies	Pies	NOMINAL	OPERATIVA
Tanque de Lavado	1	36	70	24680	24680
Tanque de Surgencia	1	24	60	12090	11100

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

2.3 REINYECCIÓN DE AGUA

En el campo Lago Agrio, el sistema de Reinyección de Agua está localizado en la Estación Lago Norte, el mismo que está conformado por tuberías de alimentación de agua que van desde el tanque de surgencia tanto de la Estación Lago Central como de la Norte, hasta el tanque de sedimentos cónico, y finalmente a un tanque empernado galvanizado de almacenamiento cuya capacidad es de 500 barriles. El sistema también está conformado por líneas de by pass, líneas de conexión entre tanques, dos bombas booster, dos bombas REDA de reinyección de agua, una línea de descarga desde los tanques de agua hasta las bombas de reinyección, y una línea de descarga a los pozos reinyectores.

2.3.1 BOMBAS

Una bomba es básicamente, un mecanismo construido para transportar o mover líquidos de un lugar a otro, mediante la transferencia de energía mecánica a un fluido. La energía que se imprime al fluido es usada generalmente para transportarlo a lugares más elevados o para aumentarle la presión a éste de manera indirecta.

Las bombas centrífugas se usan para presurizar fluidos poco viscosos, como el agua o el crudo. Consisten de un impulsor (hélice con alabes o paletas) y una cavidad (carcaza) que bombean el fluido al aumentarle la velocidad. Generalmente bombean grandes caudales y tienen un bajo costo de operación y mantenimiento.

Partes de la Bomba Centrífuga:

2.3.1.1 Impulsor.

El impulsor o “impeller” es la turbina encargada de hacer rotar el fluido. Los tipos de impulsor en las bombas centrífugas se clasifican según su tipo de refuerzo y de succión.

2.3.1.2 Carcaza.

La carcaza es la cubierta o cavidad que contiene al impulsor..

2.3.1.3 Etapas de una Bomba.

Una etapa es un conjunto impulsor-carcaza. Cuando se tiene más de una etapa la bomba se conoce como multietapas. Entre más etapas mayor la presión o cabeza a la salida mientras que el caudal o se mantendrá constante.

Las bombas electrosumergibles (las usadas en los pozos) pueden llegar a tener hasta 400 o incluso más etapas.

2.3.1.4 Elementos de Desgaste.

Para facilitar la operación de mantenimiento y prolongar la vida útil de la bomba se acoplan los elementos de desgaste. Estos se componen de anillos, balineras y empaques principalmente, que son muy económicos y fáciles de instalar. La función de estos elementos es prevenir el desgaste de ejes e impulsores, desgastándose a sí mismos. Sin embargo, cuando se hace mantenimiento a una bomba no basta con cambiar los elementos de desgaste, hay que inspeccionar todas las piezas para detectar imperfectos y proceder a la reparación o cambio de la misma.

2.3.2 BOMBAS DE POTENCIA RECIPROCANTES

Las bombas de potencia son máquinas de desplazamiento positivo que, a una velocidad constante entregan esencialmente la misma capacidad a cualquier presión dentro de la capacidad del impulsor y la resistencia mecánica de la bomba. La alta eficiencia inherente de estas bombas es casi independiente de la presión y la capacidad, y sólo es un poco más baja en una bomba pequeña que en una grande.

Las bombas de potencia se encuentran con dos, tres, cinco, siete y nueve émbolos y de acuerdo a esto se les llama dúplex, tríplex, quintuplex, séptuplex y nóduplex respectivamente.

2.3.3 BOMBA DE SUCCIÓN (BOOSTER)

La bomba múltiplex necesita una presión necesaria de entrada para funcionar correctamente. La bomba booster succiona el fluido motriz desde el tanque de almacenamiento hasta la entrada de la múltiplex enviando el fluido con la presión necesaria para que funcione adecuadamente.

TABLA 2.7 BOMBA BOOSTER

BOMBA BOOSTER

DESCRIPCIÓN BÁSICA	DESCRIPCIÓN ADICIONAL	SERIE
Bomba DURCO centrífuga 2k4*3-10	Bomba Booster de reinyección de agua	402875
Bomba DURCO centrífuga 2k4*3-10	Bomba Booster de reinyección de agua	402874

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

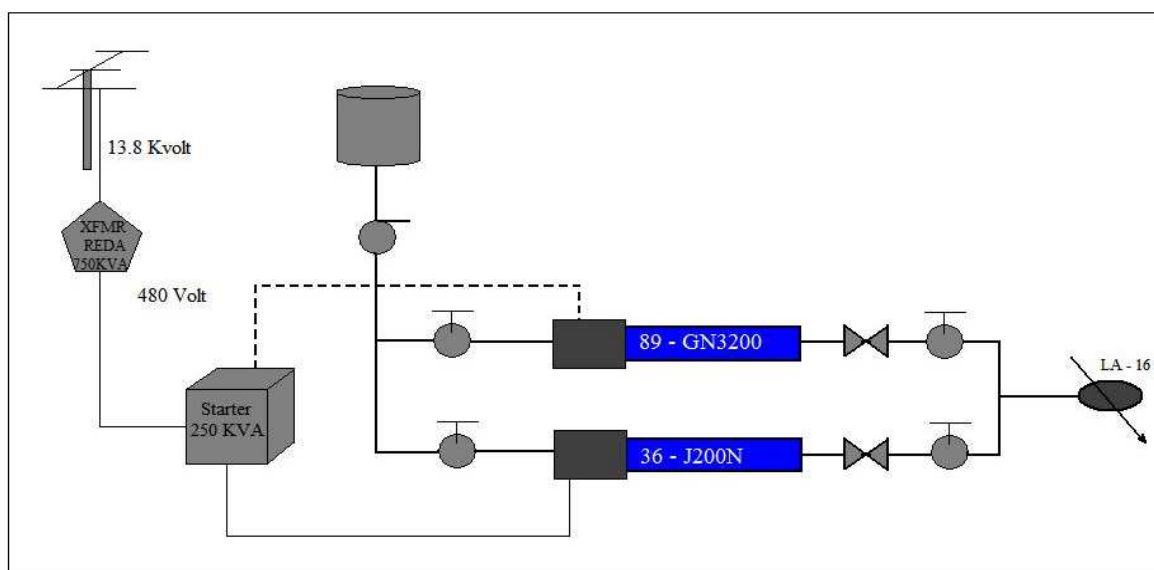
TABLA 2.8 BOMBAS DE REINYECCIÓN

BOMBAS DE REINYECCIÓN

	BOMBA				MOTOR		VÁLVULAS	
	SERIAL	ETAPAS	TIPO	SERIE	AMP	HP	SUCCIÓN	DESCARGA
Bomba REDA centrífuga multietapas	2IB4D48098	89	GN3200	540	272	250	4X150 RF	3X1500 RTJ 35
Bomba REDA centrífuga multietapas	2NBOJ24501	36	HJ200N	675	278	250	6X150 RF	4X900 RTJ 35

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

FIGURA. 2.1 DIAGRAMA DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA DE LA ESTACIÓN NORTE DEL CAMPO LAGO AGRIO.



ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

2.3.4 SISTEMA POWER OIL

En el Campo Lago Agrio, tanto en la Estación Norte como en la Central, el fluido motriz es suministrado mediante Bombas Tríplex, Quíntuplex y unidades HPS², las cuáles son detalladas a continuación.

TABLA 2.9 UNIDADES DEL SISTEMA POWER OIL CAMPO LAGO AGRIO

LAGO NORTE

Bomba	Ubicación	Pozos alimentados	BIPD ³	Capacidad BPD ⁴	Presión	
					Succión (PSI)	Descarga (PSI)
Quíntuplex National	LA-17	LA17-18-44	3260	4114	125	3650
HPS Norte Woodgroup	Norte	LA 24-31-32-36-43	6860	7000	120	3900
Tríplex National	LA-29	LA-41	1140	2468	120	3600
Quíntuplex National	LA-23	LA11A-34-35	2926	4114	120	3700

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

² HPS: Sistema de bombeo horizontal

³ BIPD: Barriles inyectados por día

⁴ BPD: Barriles por día

TABLA 2.10 UNIDADES DEL SISTEMA POWER OIL CAMPO LAGO AGRIO**LAGO CENTRAL**

Bomba	Ubicación	Pozos alimentados	BIPD	Capacidad BPD	Presión	
					Succión (PSI)	Descarga (PSI)
Quíntuplex National	LA-27	LA 27-4-9A	2530,0	4114	150	3650
HPS 39 Reda	LA-39	LA 39-22-45	3.360	3360	80	3650
Tríplex National	LA-21	LA-21	1800	2468	100	3600
Tríplex National	LA-13	LA 13- LA 38	1370	2468	120	3600

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

2.4 GENERACIÓN ELÉCTRICA

En el Campo Lago Agrio, se dispone de una Central de generación de 4,5 MW de potencia, que se encuentra interconectada al SEIP, esta Central alimenta una Subestación de 13,8 KV desde donde se distribuye energía eléctrica mediante 6 alimentadores a los sectores: Lago Norte, Lago Sur, Lago Este, Campo # 1 Campo # 2 y Estación Central.

CAPÍTULO 3

ESTABLECER LAS ACTUALES CONDICIONES OPERATIVAS DE LOS SISTEMAS DE SEPARACIÓN DE CRUDO Y DE REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN.

3.1 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO LAGO AGRIO

3.1.1 PRODUCCIÓN

En el Campo Lago agrio, al mes de Mayo del 2008 se encuentran produciendo 22 pozos, 3 del yacimiento Basal Tena, 2 del yacimiento U, 3 del yacimiento T, 1 del yacimiento U + T, 5 del yacimiento Hollín Superior, 7 del yacimiento Hollín y 1 del yacimiento Hollín inferior de los cuáles se encuentran produciendo 20 pozos con PPH⁵, 1 pozo con BES⁶, y 2 pozos con PPM⁷, dando una producción diaria de:

TABLA 3.1 DATOS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO

ESTACIONES	BFPD	BPPD	BAPD	GAS MPCD	BSW
Lago Norte	2651	1706	945	631	35.64 %
Lago Central	2899	2061	838	515	28.91 %
Total	5550	3767	1783	1146	

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

3.1.1.1 Datos actualizados de la Producción de Gas

Un punto importante dentro de la producción del Campo Lago Agrio es la disminución en la producción de Gas, el cual se utilizaba para la generación eléctrica, ahora su producción es insuficiente para abastecer a los generadores, por lo que los equipos se hallan deshabilitados y el gas es utilizado únicamente para los calentadores y su excedente es quemado en los mecheros.

⁵ PPH: Pozos produciendo con bombeo hidráulico.

⁶ BES: Bombeo Eléctrico Sumergible.

⁷ PPM: Pozos produciendo con bombeo mecánico.

TABLA 3.2 BALANCE DE GAS PRODUCIDO

ESTACION	Succión Compresores (MPCD)	COMBUSTIBLE					Total Combustible (MPCD)	Quemado (MPCD)	Gas Producido (MPCD)
		Turbina	Compresores	Calentadores	Generadores	Otros			
LAGO CENTRAL	0	0	0	63	0	0	385.5	322.5	63
LAGO NORTE	0	0	0	60	0	10	601.8	531.8	70
TOTAL	0	0	0	123	0	10	987.3	1329	133

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

3.1.2 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS

Hasta diciembre del 2007 se han perforado 46 pozos de los cuales 45 probaron ser productores de petróleo, el pozo Lago Agrio 19 es el único pozo que resultó seco, además se han perforado 3 pozos de reemplazo, Lago Agrio 9B, 11B, 16B, el pozo 16B fue convertido en re-inyector.

En la actualidad los pozos del campo Lago Agrio tienen diferentes tipos de levantamiento artificial. En la tabla 3.3 se proporciona los datos de pozos productores mediante el método producción de petróleo.

TABLA 3.3 POZOS PRODUCTORES CON BOMBEO HIDRÁULICO QUE APORTAN A LA ESTACIÓN LAGO CENTRAL

POZO		ARENA PRODUCTORA	FECHA DEL INFORME	PRODUCCIÓN				TIPO DE BOMBEO
				BFPD	BPPD	BSW	API	
LAG	4	H	12-Abr-08	132	118	10.5	28,7	PISTÓN
LAG	9 A	T	01-Mar-08	231	222	3.8	29,1	PISTÓN
LAG	13	T	02-May-08	65	48	25.4	27,5	JET
LAG	22	BT	04-Mar-08	362	350	3.3	29	PISTÓN
LAG	27	H	11-Ene-08	206	159	69,4	22,6	JET
LAG	38	U	19-Ene-08	107	97	8.9	27.5	PISTÓN
LAG	39	H	07-Dic-07	715	327	54.2	29.1	JET
LAG	45	HI	24-May-08	132	99	25.3	29.1	JET

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 3.4 POZOS PRODUCTORES CON BOMBEO HIDRÁULICO QUE APORTAN A LA ESTACIÓN LAGO NORTE

POZO	ARENA PRODUCTORA	FECHA DEL INFORME	PRODUCCIÓN				TIPO DE BOMBEO
			BFPD	BPPD	BSW	API	
LAG 11 A	H	18-Feb-08	228	177	22,2	28,7	PISTON
LAG 17	T	24-May-08	149	138	7.3	29,1	JET
LAG 18	H	03-Abr-08	436	235	46.1	20	JET
LAG 24	U	17-Feb-08	128	127	1	28.6	JET
LAG 29	BT	18-Abr-08	141	91	35.2	28.8	PISTÓN
LAG 32	H	17-Feb-08	423	252	40.5	28.5	JET
LAG 35	HS	19-May-08	190	178	6.5	29	JET
LAG 36	BT	13-Mar-08	82	43	47.6	24.9	JET
LAG 43	HS	08-May-08	132	117	11.5	29.4	JET
LAG 44	HS	11-Mar-08	195	188	3.7	29.3	PISTÓN

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Como se puede ver la mayor producción del campo es mediante bombeo hidráulico tipo jet, debido a que la cantidad de fluido producido por cada uno de los pozos es bajo podemos notar que no se necesita el cambio a una bomba electrosumergible que tienen capacidades mayores de producción.

Cabe resaltar que en todo el Distrito Amazónico el Campo Lago Agrio es el único que cuenta con pozos con bombeo mecánico, existen tres pozos con este tipo de levantamiento, pero en la actualidad solo el pozo Lago Agrio 1 se encuentra en funcionamiento.

TABLA 3.5 POZOS PRODUCTORES CON BOMBEO MECÁNICO

POZO	FECHA INSTALACIÓN	FECHA DEL INFORME	ARENA PRODUCTORA	BFPD	BPPD	BSW	°API
LAG 01	23-Dic-05	31-Dic-07	H	187	45	76	26

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Se puede notar que los pozos con mayor producción dentro del Campo tienen bombas electrosumergibles por su mayor capacidad de producción. Aunque solo son 3 pozos los que en la actualidad se encuentran produciendo bajo este método de levantamiento.

TABLA 3.6 POZOS PRODUCTORES CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

POZO	PRUEBA DE PRODUCCIÓN						BOMBA
	FECHA DEL INFORME	ARENA PRODUCTORA	BFPD	BPPD	BSW	%API	
LAG 25	12-Ene-08	U + T	610	573	6	29.7	REDA DN 725
LAG 33	01-Mar-08	HS	360	115	68	14.6	CENTRILIFT FC 450
LAG 46	06-Ene-08	HS	339	68	80	29	CENTRILIFT CTP6-XH6

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

A continuación se proporciona un resumen de todos los pozos que por distintas razones se encuentran cerrados, algunos de ellos esperando re-acondicionamiento, mientras que otras ya fueron abandonados por razones como: bajo aporte, problemas de atascamiento o colapso de casing. Los cuales suman 20 entre cerrados y 6 entre abandonados casi la mitad de los pozos perforados. Lo que ha incidido en el decremento de la producción del Campo.

TABLA 3.7 POZOS CERRADOS

POZO	ARENA	FECHA	OBSERVACIONES
LAG-02	Hs	03-Mar-08	Se recuperó bomba jet y standing valve.
LAG-03	H	27-Mar-06	Pozos sin completación.
LAG-06	H	22-Sep-97	Cerrado. Inundado BSW=98%
LAG-08	H	11-Ene-08	Sale de W.O, queda completación sin packers. Cerrado por alto BSW de Hollín
LAG-09B	U+T	03-Jul-05	BES OFF. Bomba atascada. (Tiene W.O propuesto; incremento \pm 150 bls)
LAG-12	U	08-Dic-05	Sale de W.O # 17. Recuperan tubería y mini cavidad "HR". (Tiene W.O propuesto, incremento \pm 250 bls).
LAG-14	H	04-Jun-92	Posible circuito en el cable
LAG-15	U	21-Mar-91	Cerrado por alto BSW. (Tiene W.O propuesto, incremento \pm 200 bls)
LAG-20	U	23-Nov-00	Cerrado por packer desasentado, cambian de PPS a PPH, BSW=100%. (Tiene W.O propuesto, incremento \pm 100 bls).
LAG-21	BT	14-Mar-08	
LAG-23	U	07-Dic-03	Chequeo de completación de fondo, evalúan con WTF arena "U" sin éxito.
LAG-26	H	29-Oct-02	Cerrado, por Casing roto y bajo aporte..
LAG-28	H	18-May-08	Chequeo de completación

Continúa en la Página 47

Viene de la Página 46

POZO	ARENA	FECHA	OBSERVACIONES
LAG-30	U	01-Dic-07	Cerrado por bajo aporte. (Tiene W.O propuesto, incremento \pm 150 bls).
LAG-31	T	24-Feb-08	
LAG-34	U+T	11-Ene-08	
LAG-37	BT	27-ene-05	Cerrado por bajo Aporte.
LAG-40			
LAG-41	HS	24-May-08	
LAG-42			

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 3.8 POZOS CON ABANDONO DEFINITIVO

POZO	ARENA	FECHA	OBSERVACIONES
LAG-7	H	02-ago-81	Abandonado, tiene pescado equipo BES (Colapso de Casing a 4820 pies)
LAG-16 A	H	24-oct-81	Abandonado.
LAG-19	H	11-sep-80	Abandonado.

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 3.9 POZOS ESPERANDO ABANDONO DEFINITIVO

POZO	ARENA	FECHA	OBSERVACIONES
LAG-05	CAL	01-ene-95	Cerrado. Se suspende fracturamiento, gel no apto.
LAG-10	H	02-jul-93	Pozo ex reinjector
LAG-11B	H	21-may-95	Abandonado temporalmente.

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

**TABLA 3.10 RESUMEN DE POZOS PERFORADOS
EN EL CAMPO LAGO AGRIO**

Hasta la actualidad se han perforado 46 pozos y además 3 pozos de reemplazo como son el 9B, 11B y 16B que fue convertido en reinyector.

POZOS	TOTAL
Bombeo hidráulico	18
Bombeo mecánico	1
Bombeo electrosumergible	3
Cerrados	20
Abandono definitivo	3
Esperando abandono definitivo	3
Reinyector	1
Total pozos perforados	49

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

3.2 INSTALACIONES Y EQUIPOS PERTENECIENTES A LAS ESTACIONES DE PRODUCCIÓN LAGO AGRIO CENTRAL Y LAGO AGRIO NORTE.

Las dos estaciones de producción, Lago Agrio Norte y Lago Agrio Central pertenecientes al campo Lago Agrio, tienen los siguientes procesos de operación.

El primer paso es el direccionamiento del crudo a partir del cabezal del pozo, mediante líneas de flujo es transportado hacia el manifold de recepción de cada estación. El manifold, consta de diferentes tuberías y válvulas, donde se direcciona el crudo recibido de los diferentes pozos y es conducido hacia los separadores.

El fluido llega a los separadores, dentro de los cuales el fluido es separado en agua, petróleo y gas. Este proceso es necesario para conseguir un petróleo libre de todo elemento indeseable. Por lo que se debe considerar a los separadores una parte fundamental dentro de las facilidades de producción.

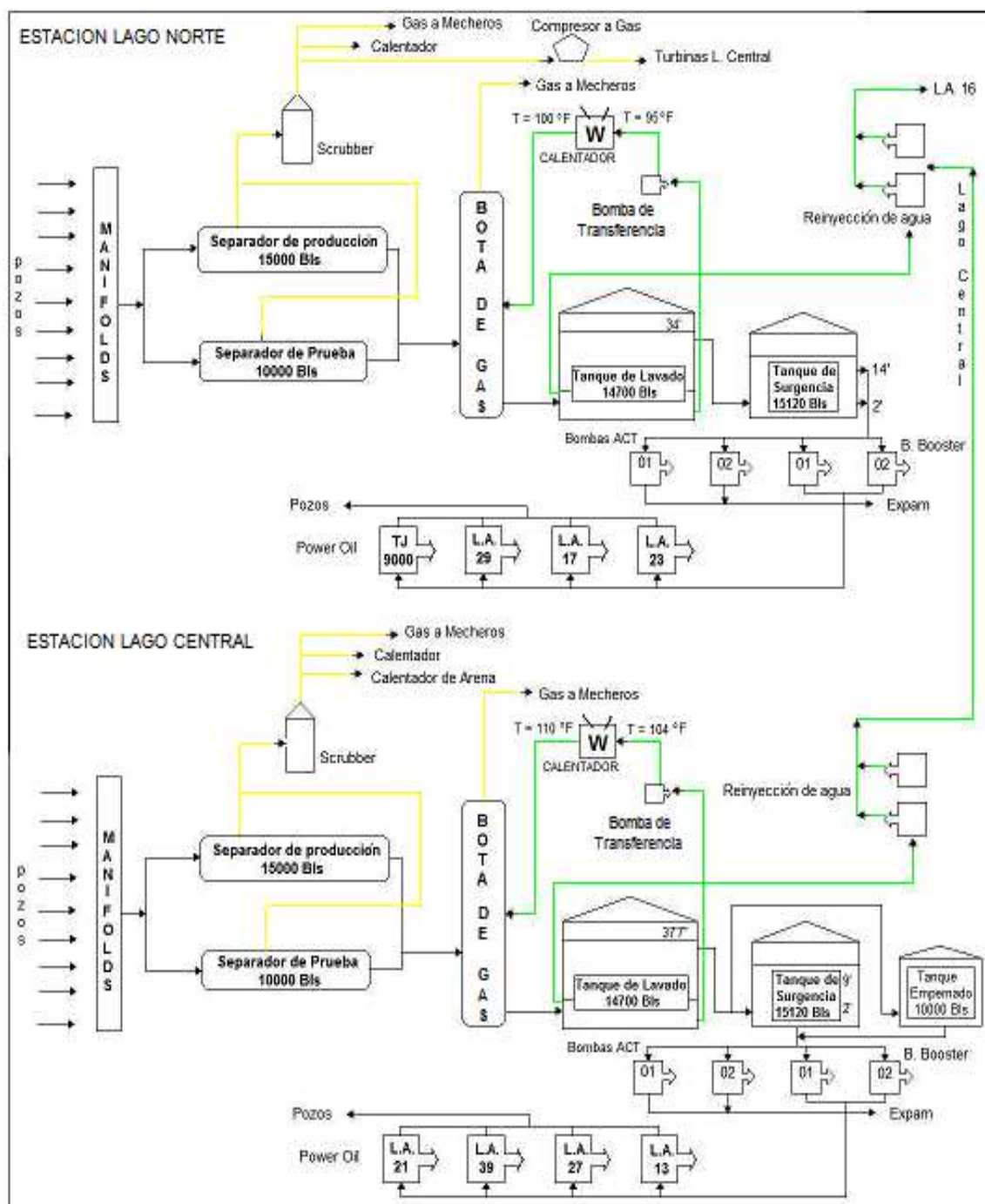
Así es necesario tener especial cuidado en su diseño, selección, manejo y control para garantizar un óptimo rendimiento.

Luego de pasar el fluido por los separadores, debe estar libre de gas, y dependiendo del tipo de separador, el agua y el petróleo deben formar dos fases aisladas. En la estaciones de producción del Campo Lago Agrio tanto en la estación Norte como en la Central el tipo de separador que se utiliza es Bifásico donde se separa el gas de la fase líquida, esta fase líquida pasa al tanque de lavado donde mediante la diferencia de densidades el petróleo y el agua son separados.

Existen elementos complementarios que ayudan a la separación y al tratamiento de los fluidos obtenidos, para facilitar su utilización. Entre los principales elementos se tiene: tanque de lavado con su respectiva pierna hidrostática, scrubber, filtro de agua, entre otros.

Después de la separación cada fluido resultante, es aprovechado de diferentes maneras; el petróleo producido es bombeado hacia el tanque de surgencia para luego pasar a los tanques de oleoducto pasando por la Unidad de fiscalización y control, mediante bombas el petróleo es transferido desde las estaciones de producción hacia la Estación de bombeo Lago Agrio No. 1, desde ahí mediante el SOTE ser llevado al Terminal de Balao; desde donde se lo lleva hacia las refinerías y/o a los buques para su exportación. El agua de formación es re-inyectada mediante el pozo re-inyector LAG – 16B a la formación Tiyuyacu del Campo Lago Agrio, después de pasar por un sistema de tratamiento para evitar daños ambientales, también es utilizada para mecanismos de recuperación secundaria y el gas natural es utilizado en la generación de energía eléctrica, o enviado por los gaseoductos a plantas criogénicas para ser procesado también es utilizado como uno de los métodos de levantamiento artificial y el exceso es enviado a los mecheros donde es quemado. El diagrama general del proceso se muestra a continuación mientras que diagramas más detallados los encontramos en la Figura A 3.1.1 y 3.1.2 del ANEXO 3.1.

FIGURA. 3.1 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA PRODUCCIÓN EN LA ESTACIÓN LAGO CENTRAL Y LAGO AGRIO NORTE



ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

3.2.1 ESTADO ACTUAL DE LOS EQUIPOS DE LA ESTACIÓN LAGO AGRIO

La mayoría de los equipos dentro de las dos Estaciones Lago Agrio Central y Norte presentan problemas en los tanques de almacenamiento, debido a la antigüedad de los mismos (más de 30 años), el resto de equipos se encuentran en condiciones aceptables como podemos ver en las Tablas 3.11 y 3.12 además de las Fotos A 3.2.1 a A 3.2.5 del ANEXO 3.1, pero algunos de ellos no están operando. Una de las razones para no operar todos los equipos es la producción de gas, que ha disminuido considerablemente, como podemos ver en la Gráfica 1.3, lo cual produce disminución de la demanda de energía eléctrica y por lo tanto disminución en la operación de generadores, separadores verticales, scrubbers de la Estación Norte.

El decremento de la producción en general, logró que los separadores de tres fases, se hallen trabajando como separadores de fluido/gas, la separación petróleo – agua se hace en el tanque de lavado, por lo que la eficiencia tanto del separador y del tanque disminuyen. Se ha implementado un sistema de calentamiento para ayudar a la separación fluido-gas, ya que el aumento de calor disminuye las densidades, esto ayuda directamente a la separación por decantación; ya que la separación se realiza por gravedad. El calentamiento se lo realiza mediante un calentador con Bomba Serie 453266, Modelo MARK – 111 y Motor Serie 8109M, Modelo - TBPC – 3 HP, el cual utiliza 123 MPCD de gas para el horno y quemadores que utilizan diesel. Para ser calentado el petróleo pasa, en sentido contrario a la flama por la parte central del horno.

TABLA 3.11 ESTADO ACTUAL DE LOS EQUIPOS DE SEPARACIÓN Y ALMACENAMIENTO EN LA ESTACIÓN LAGO CENTRAL

ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	ESTADO ACTUAL
Tanque de reposo	Operando
Tanque de lavado	Fuera de servicio
Tanque empernado	Operando
Separador de pruebas	Operando
Separador de producción	Operando
Monitores Sistema contra incendios	Operando
Cámaras de espuma	Operando
Medidor de Gas	Operando

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 3.12 ESTADO ACTUAL DE LOS EQUIPOS DE SEPARACIÓN Y ALMACENAMIENTO EN LA ESTACIÓN LAGO NORTE

ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	ESTADO ACTUAL
Tanque de reposo	Operando
Tanque de lavado	Operando
Separador de pruebas	Operando
Tanque Reinyección de Agua	F/S
Separador de producción	Operando
Separador de producción	F/S
Separador de producción	Operando
Separador de gas	Operando
Baterías de manifolds	Operando
Baterías de manifolds	Operando
Pintado	Operando
Sumideros	Operando
Sistema contra incendios	Operando
Compresor de aire	Operando
Reinyección de agua	
Reinyección de agua	Operando
Booster Reinyección de agua	
Booster del sistema Power Oil	
Booster bomba y motor transferencia	
Bomba de recirculación	
Bomba calentador de agua	Operando
Separadores	
Bombas Horizontale T-J7" 9000 Est. Lago Norte LA-24-31-32-36-43	Operando

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

3.3 ESTADO ACTUAL DE LOS EQUIPOS DE REINYECCIÓN

El sistema de re-inyección de agua de formación se encuentra en la Estación Lago Agrio Norte. El agua de formación re-inyectada es la proveniente tanto de la Estación Lago Agrio Central como de la Estación Lago Agrio Norte. El sistema de re-inyección simplemente consta de un tanque empernado, donde se almacena el agua de formación, las bombas de re-inyección Booster y las bombas Múltiplex. Existe un filtro y un tanque de depósito que se hallan deshabilitados. La re-inyección como ya se ha dicho antes se realiza únicamente en un solo pozo el LAG-16B.

A continuación presentamos las condiciones operativas de las bombas de re-inyección utilizadas en la Estación Lago Agrio Norte.

TABLA 3.13 REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN

LOS EQUIPOS PRESENTAN LAS SIGUIENTES CONDICIONES:

Tipo de Bomba	Presión de Descarga PSI	Presión de Succión PSI	Caudal BPD
GN3200	950	48	3162
HJ200N	1650	40	6500

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

3.4 CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Debido a que la producción de los pozos se produce mediante un sistema de depletación. Las curvas de declinación muestran que la producción de petróleo disminuye con el tiempo, la representación gráfica mediante curvas, que representan la información de producción, las cuales disminuyen con el tiempo y cuya extrapolación es útil para estimar proyecciones futuras de producción.

Las dos cantidades que usualmente se pueden determinar son las reservas remanentes y la vida de producción acumulativa. Para realizar la curva de declinación de la producción, se encuentra la función lineal que represente a la curva del historial de producción. La pendiente de esta curva será el porcentaje de declinación del campo Lago Agrio.

El proceso de extrapolación es por lo tanto estrictamente de naturaleza empírica y una expresión matemática de la tendencia de la curva basada en una consideración física del reservorio pueden ser puestos para un pequeño caso.

Los dos tipos más importantes de curvas son caudal/tiempo (Historial de Producción) y curva de declinación (Predicción de Producción).

Los cambios que se dan en la producción son debidos principalmente por los siguientes factores:

1. Decrecimiento en la eficiencia de los equipos de levantamiento.
2. Reducción del Índice de Productividad como resultado de la depletación del yacimiento.
3. Cambios en el fondo del pozo como: presión, BSW, GOR, etc.

3.4.1 DECLINACIÓN EXPONENCIAL

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 esta expresión (Ec. 3.1) y asumiendo la declinación constante, se tiene:

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

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)

q₀ = Tasa de producción al tiempo t=0 (BPPD)

d = Declinación exponencial (1/año)

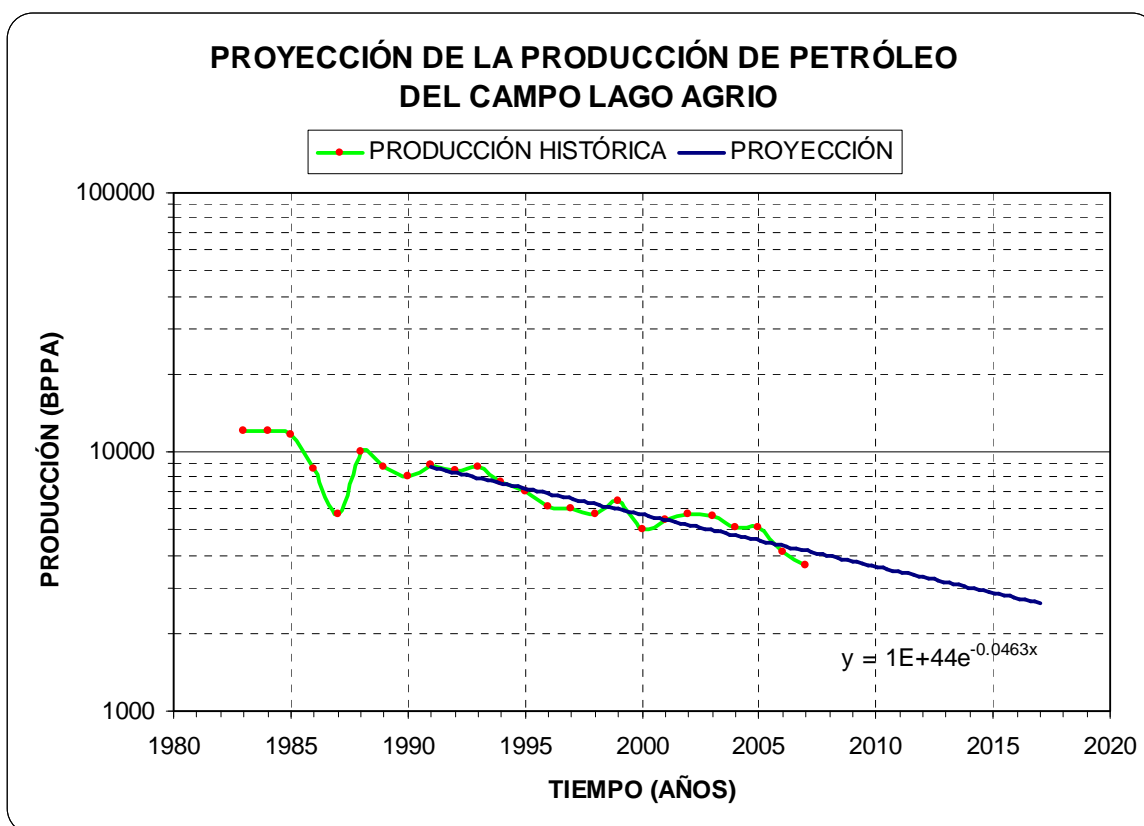
t = tiempo en años.

A continuación, la curva de declinación de producción lo cual sirve para determinar la utilidad de los equipos en el futuro de acuerdo al comportamiento de la producción de petróleo del Campo.

3.4.2 OBTENCIÓN DE LA CONSTANTE DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.

De la gráfica 3.1 se obtiene la constante de la declinación exponencial que es la pendiente trazada más o menos sobre los puntos que representan la producción de los últimos años que se los presenta en la TABLA A 3.3.1 (ANEXO 3.3).

GRÁFICA. 3.1 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL CAMPO LAGO AGRIO.

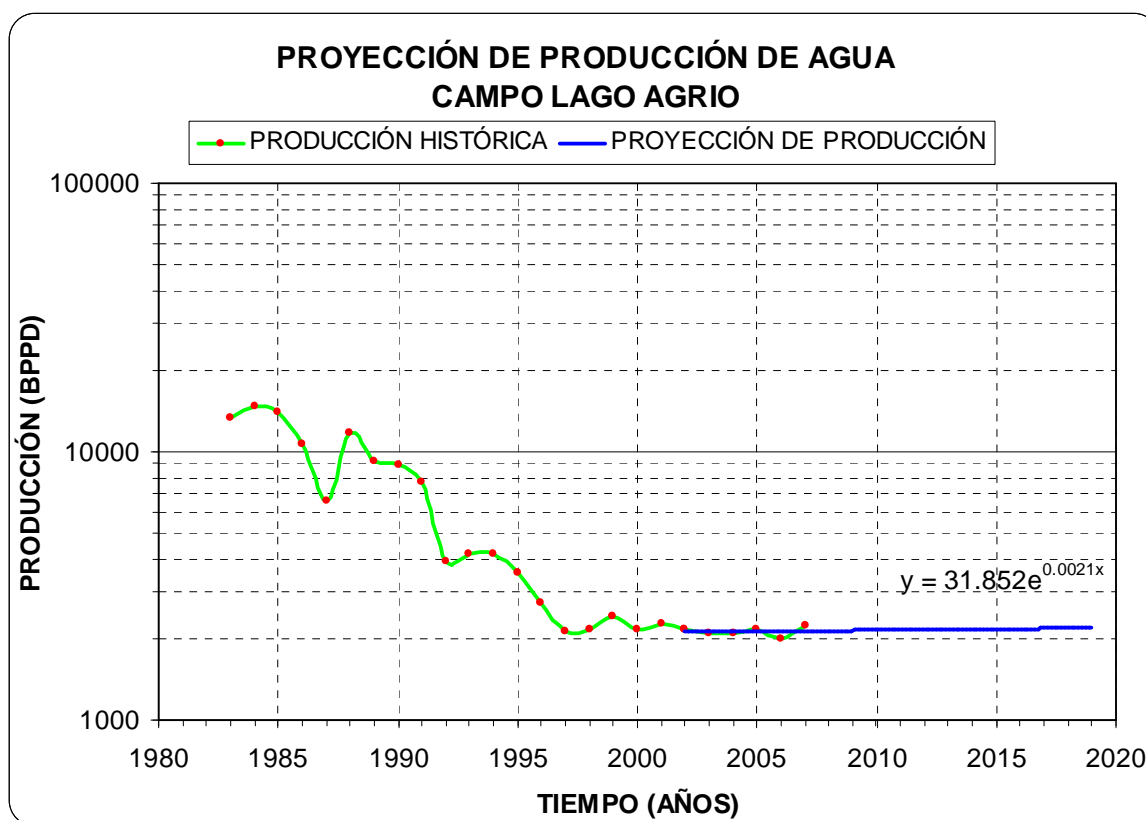


ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

La obtención de la pendiente que indica la proyección de la producción de agua al igual que el caso anterior se la realiza gráficamente basado en los datos que se encuentran en la TABLA A 3.3.2 (ANEXO 3.3).

Con el valor de la pendiente más adelante se podrá calcular la producción de petróleo esperada en el Campo Lago Agrio.

**GRÁFICA 3.2 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA
DEL CAMPO LAGO AGRIO**



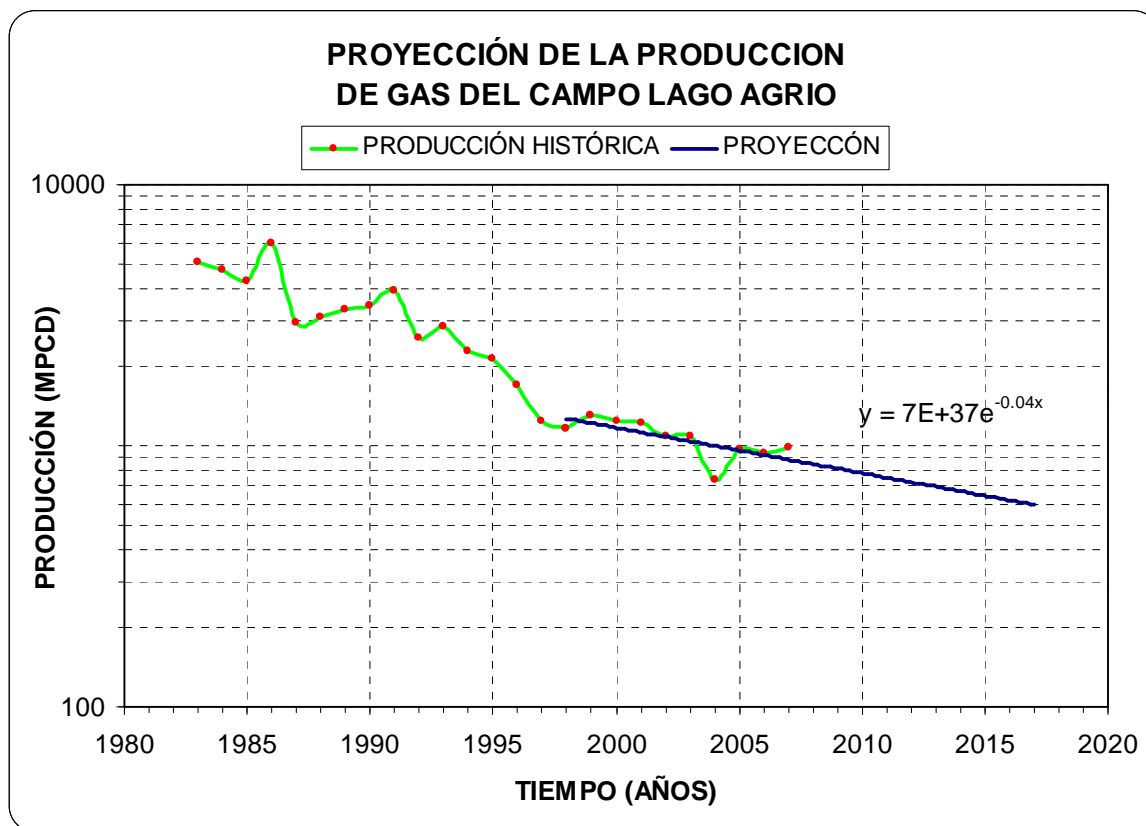
ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

El cálculo de la pendiente de la proyección de agua, muestra que existirá un aumento en la producción pero que será muy ligera pues aunque aumente el BSW de los fluidos producidos el volumen de fluido producido por año disminuirá.

Con el valor de la pendiente calculada en la gráfica 3.1, calculamos la producción esperada de petróleo hasta el año 2025 que es el tiempo de duración del proyecto. El cálculo de la producción esperada tanto de petróleo como de agua se lo hace por estaciones; debido a que se debe analizar la capacidad y estado de los equipos de cada una de la estaciones.

De igual manera para obtener la proyección de la producción de gas se ha realizado una gráfica con los datos del historial de producción de gas del Campo Lago Agrio.

**GRÁFICA 3.3 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS
DEL CAMPO LAGO AGRIO**



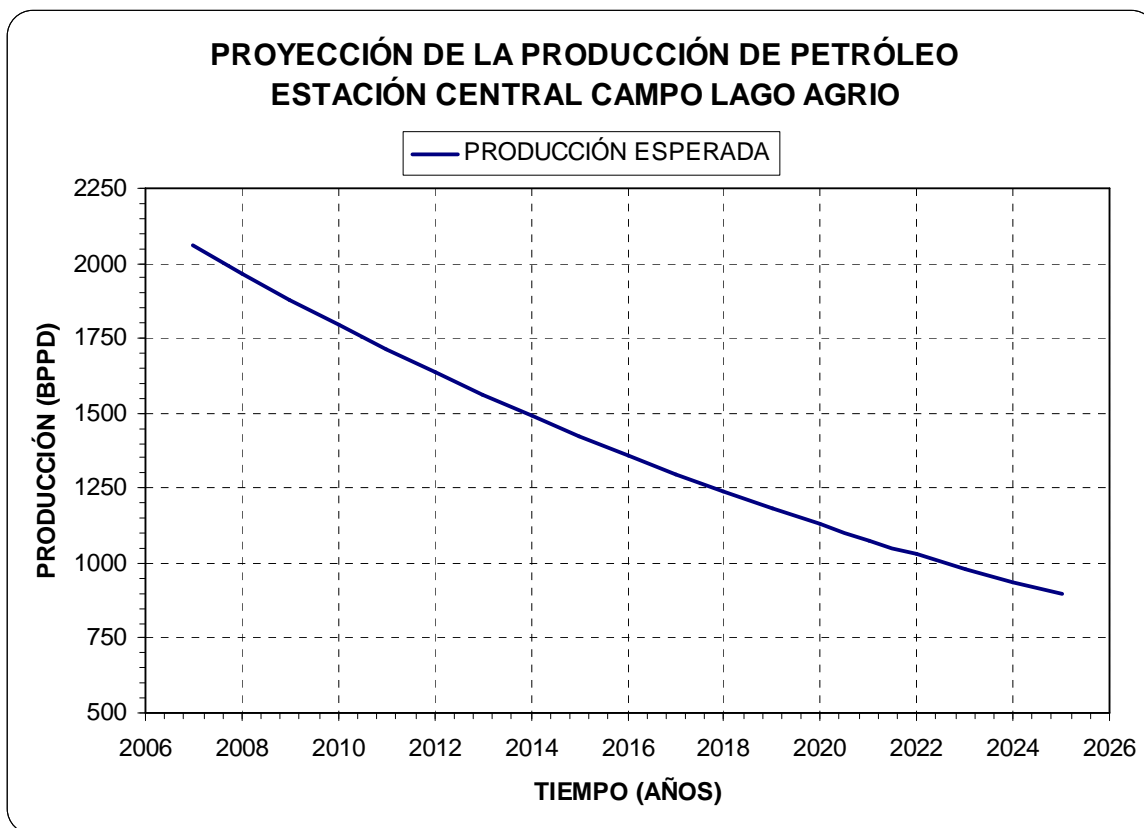
ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

La gráfica 3.3 fue obtenida en base a los datos presentados en la TABLA A 3.3.3 (ANEXO 3.3).

En la gráfica 3.4 se presenta la producción de petróleo esperada por año en la Estación Central en base a los datos presentado en la TABLA A 3.3.4 (ANEXO 3.3).

GRÁFICA 3.4 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ESPERADA EN LA ESTACIÓN LAGO CENTRAL

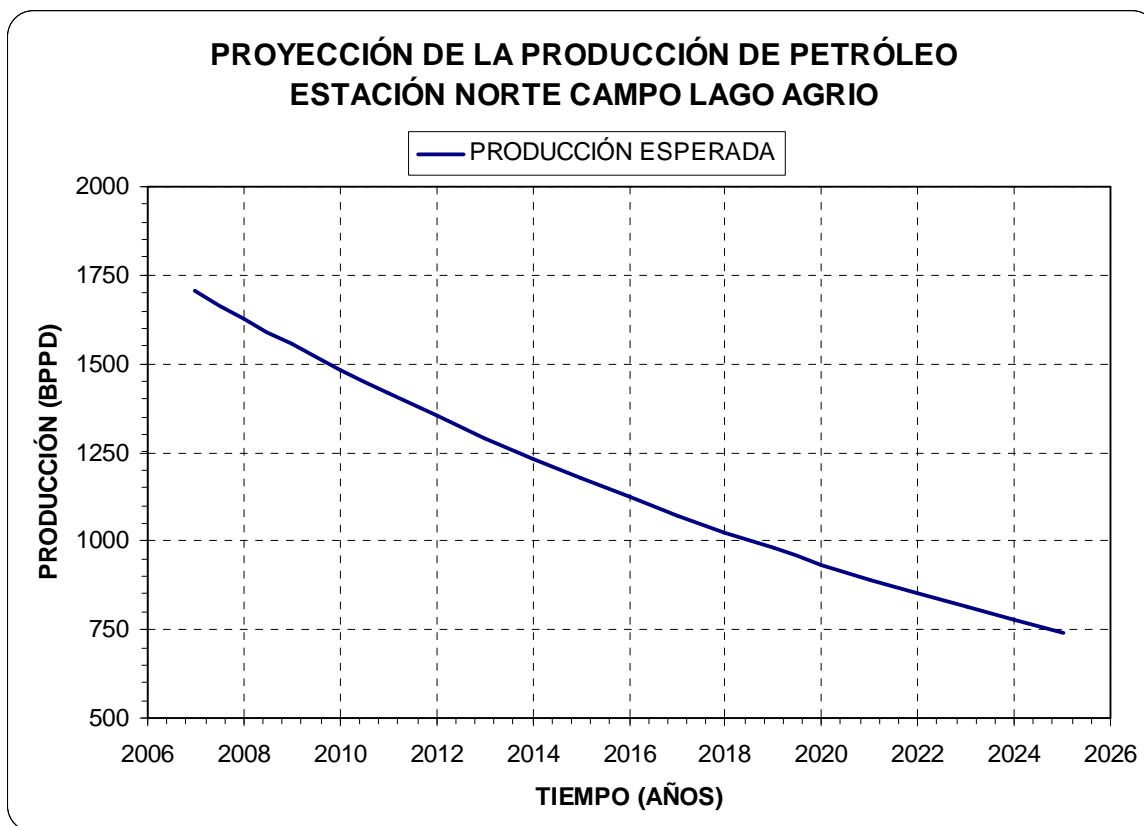


ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

La declinación de la producción es casi uniforme en el año 2025 la producción caerá bajo los 1000 barriles por día en la Estación Central de mantenerse hasta aquella fecha la producción de los pozos que se hallan operando.

En la gráfica 3.5 se presenta la producción de petróleo esperada por año en la Estación Norte en base a los datos presentado en la TABLA A 3.3.5 (ANEXO 3.3).

GRÁFICA 3.5 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ESPERADA EN LA ESTACIÓN LAGO NORTE



ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

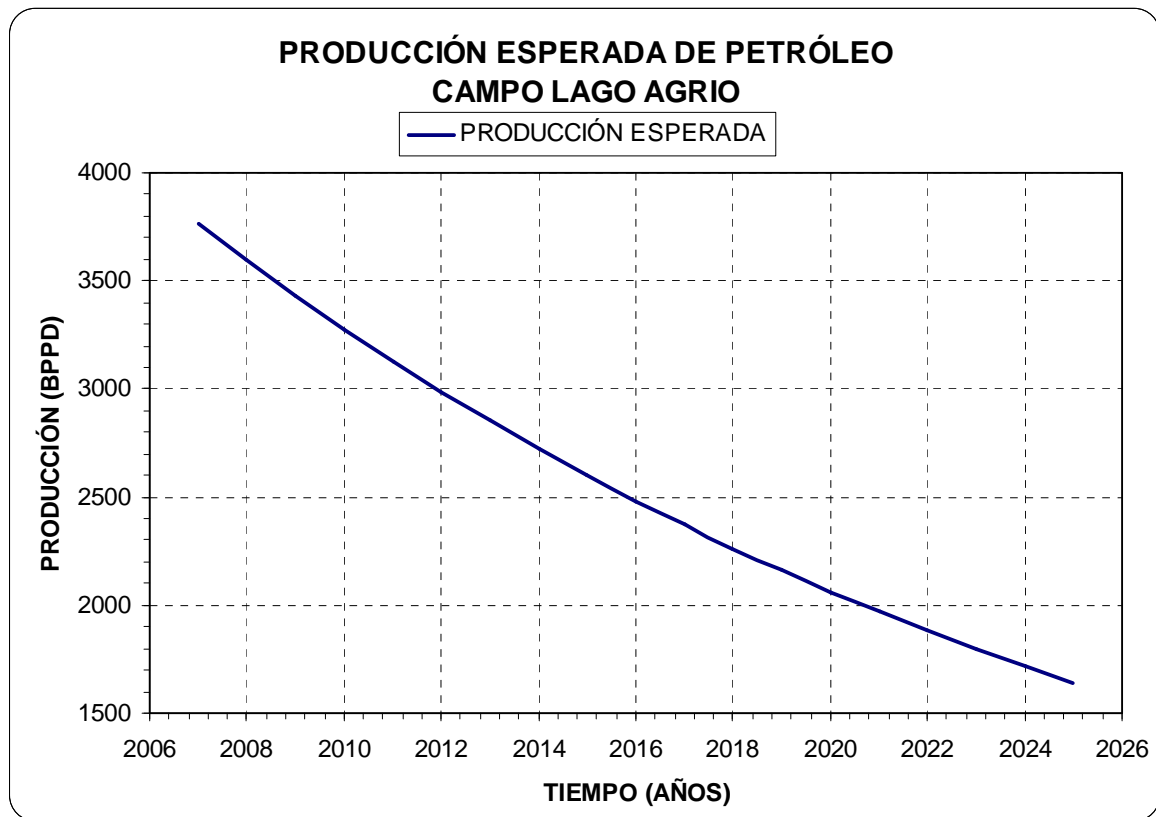
La declinación de la producción de los pozos que se encuentran produciendo y que llegan a la Estación Lago Agrio Norte también es casi uniforme hasta llegar a 750 barriles de petróleo por día para el año 2025.

En la gráfica 3.6 se puede observar la predicción de la producción de petróleo total del Campo Lago Agrio por año hasta el año 2025, que es hasta donde comprende nuestro estudio.

Se debe tener en cuenta que aún no se toma en cuenta la producción de nuevos pozos a perforarse, este análisis se lo realiza en el capítulo 4.

A continuación se presenta la producción total de petróleo del Campo Lago Agrio basada en los datos de la Tabla A 3.3.6 ANEXO 3.3.

**GRÁFICA 3.6 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ESPERADA
CAMPO LAGO AGRIO**



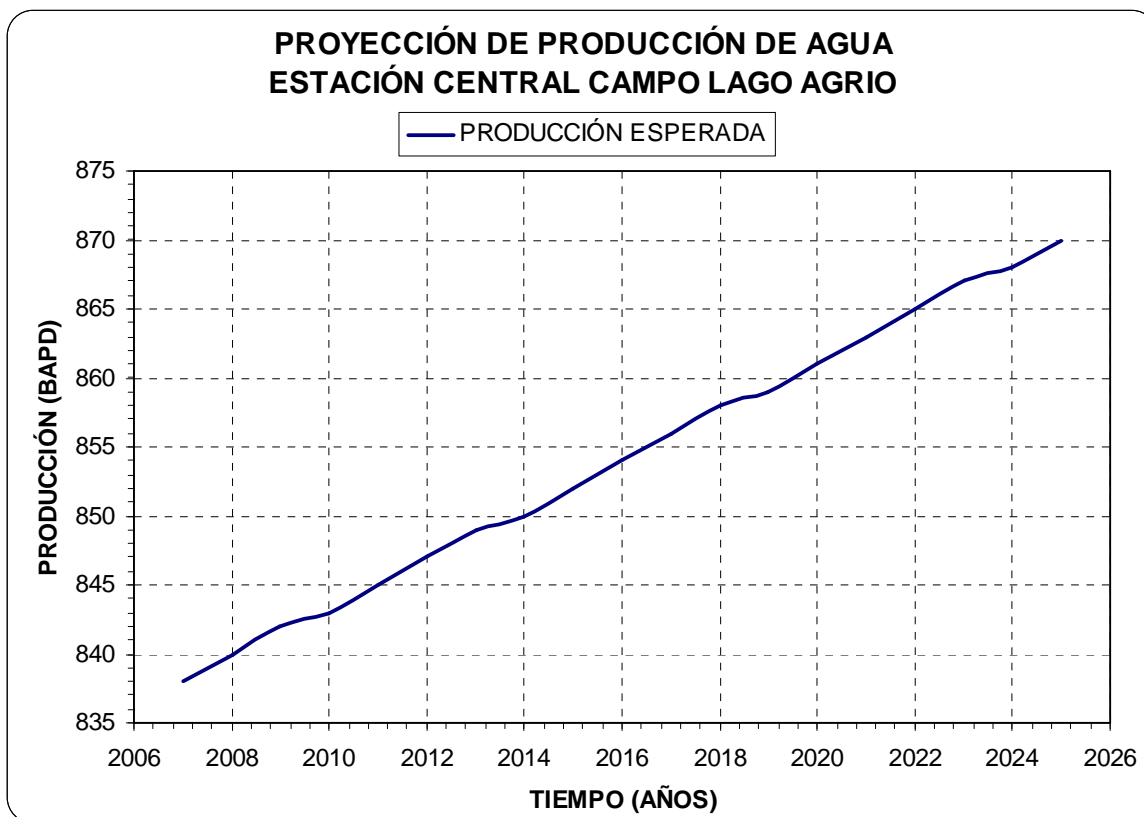
ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Con la perforación de nuevos pozos se espera que la producción aumente tanto en la actualidad como el futuro.

El aumento de la producción de agua de formación, es un factor importante dentro del diseño pues incide en la cantidad de fluido que deberán manejar los separadores, y el volumen que deberá manejar el tanque de almacenamiento y las bombas de re-inyección.

La gráfica 3.7 muestra la proyección de la producción de agua en la Estación Central del Campo Lago Agrio en base a los datos que se encuentran en la TABLA A 3.3.7 (ANEXO 3.3).

**GRAFICA 3.7 PRODUCCIÓN ESPERADA DE AGUA
ESTACÓN CENTRAL CAMPO LAGO AGRIO**



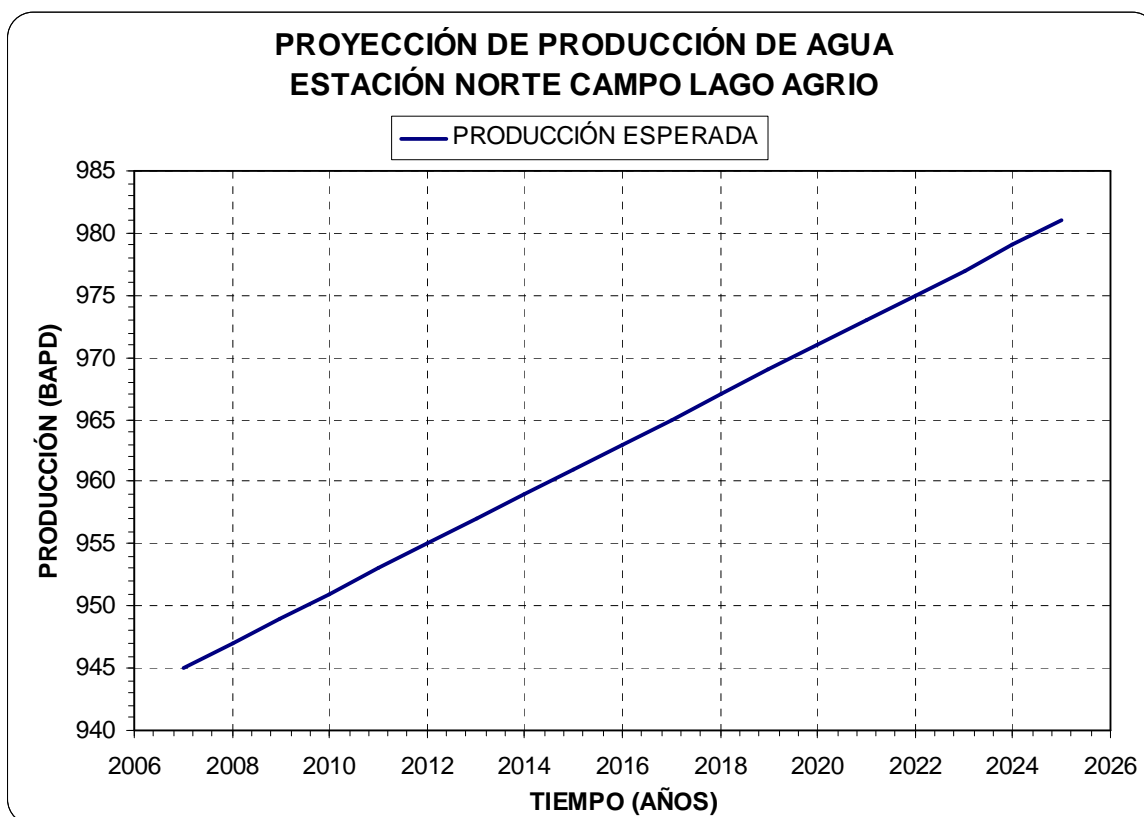
ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

El aumento de la producción de agua de los pozos que llegan a la estación Central mostrado en la gráfica es uniforme de mantenerse las condiciones actuales de producción.

El aumento en la producción de agua no es muy significativo pues aunque existe un aumento de BSW también existe una caída en la producción de fluido lo que hace que el aumento de producción de agua anual no sea muy grande.

Con base en los datos que se encuentran en la TABLA A 3.3.8 (ANEXO 3.3) Se realiza la gráfica 3.8 que muestra la producción esperada de agua en la estación Norte del Campo Lago Agrio.

**GRAFICA 3.8 PRODUCCIÓN ESPERADA DE AGUA
ESTACION NORTE DEL CAMPO LAGO AGRIO.**

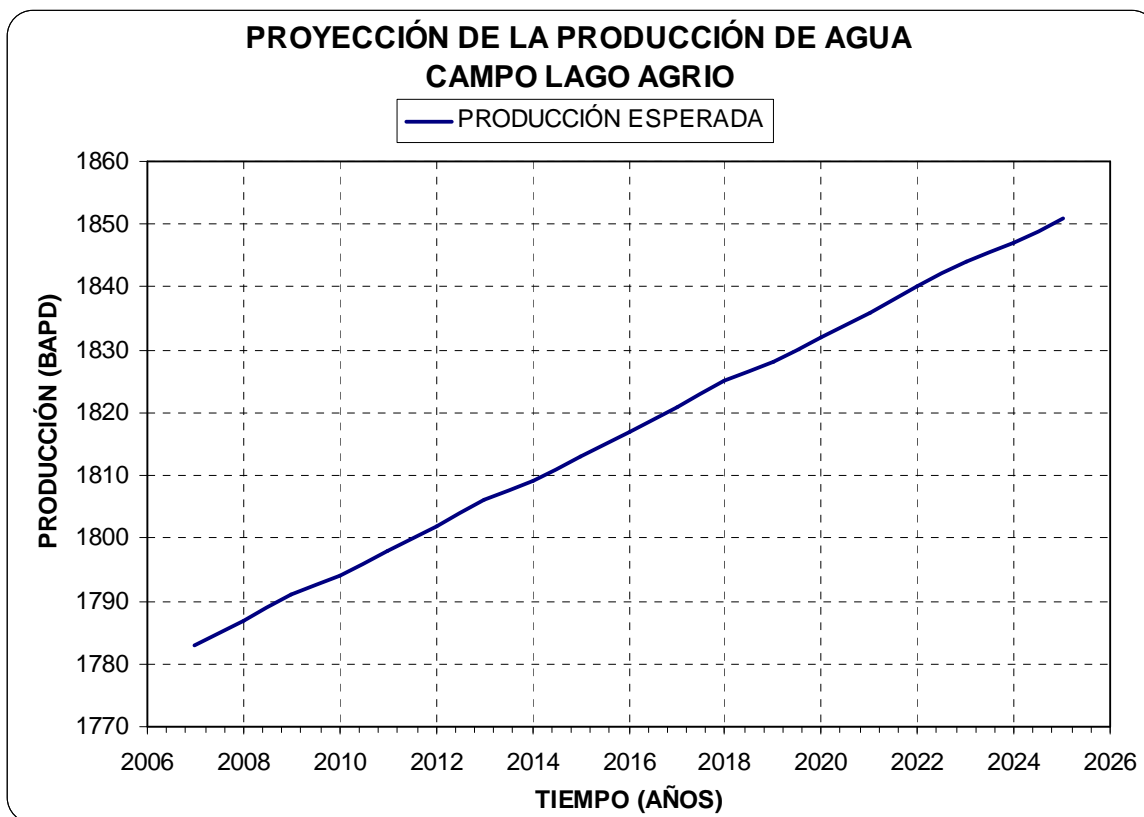


ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

El aumento de la producción de agua en la Estación Norte como se puede observar en la gráfica 3.8 es una línea recta con lo que se puede concluir que el aumento en la producción de agua será uniforme de mantenerse las condiciones actuales de producción.

La gráfica 3.9 muestra la suma del aumento de producción de agua en todo el Campo Lago Agrio, tomando en cuenta los pozos que se encuentran actualmente produciendo, lo cual se basa en la Tabla A 3.3.9 ANEXO 3.3.

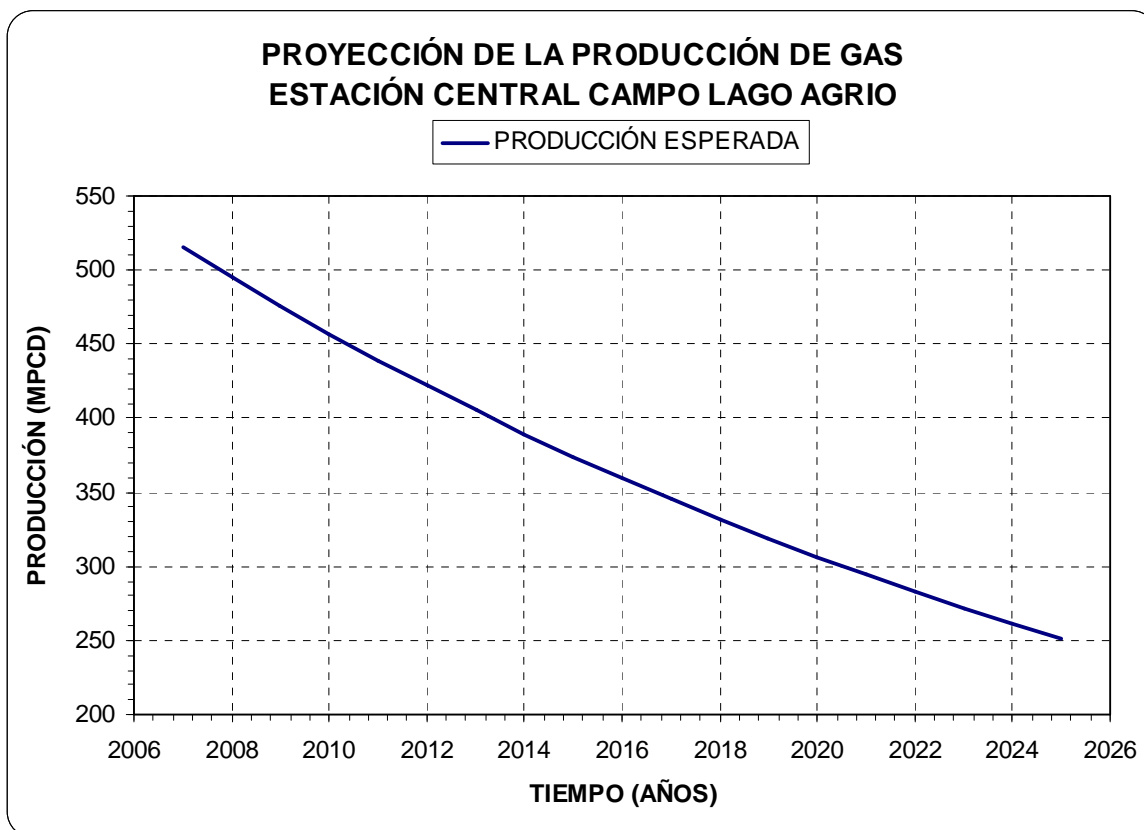
**GRAFICA 3.9 PRODUCCIÓN DE AGUA ESPERADA
CAMPO LAGO AGRIO**



ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

A continuación se procede a realizar la gráfica 3.10, la cual representa la producción de gas esperada por año en la Estación Lago Central en base a los datos calculados y presentados en la TABLA A 3.3.10 (ANEXO 3.3).

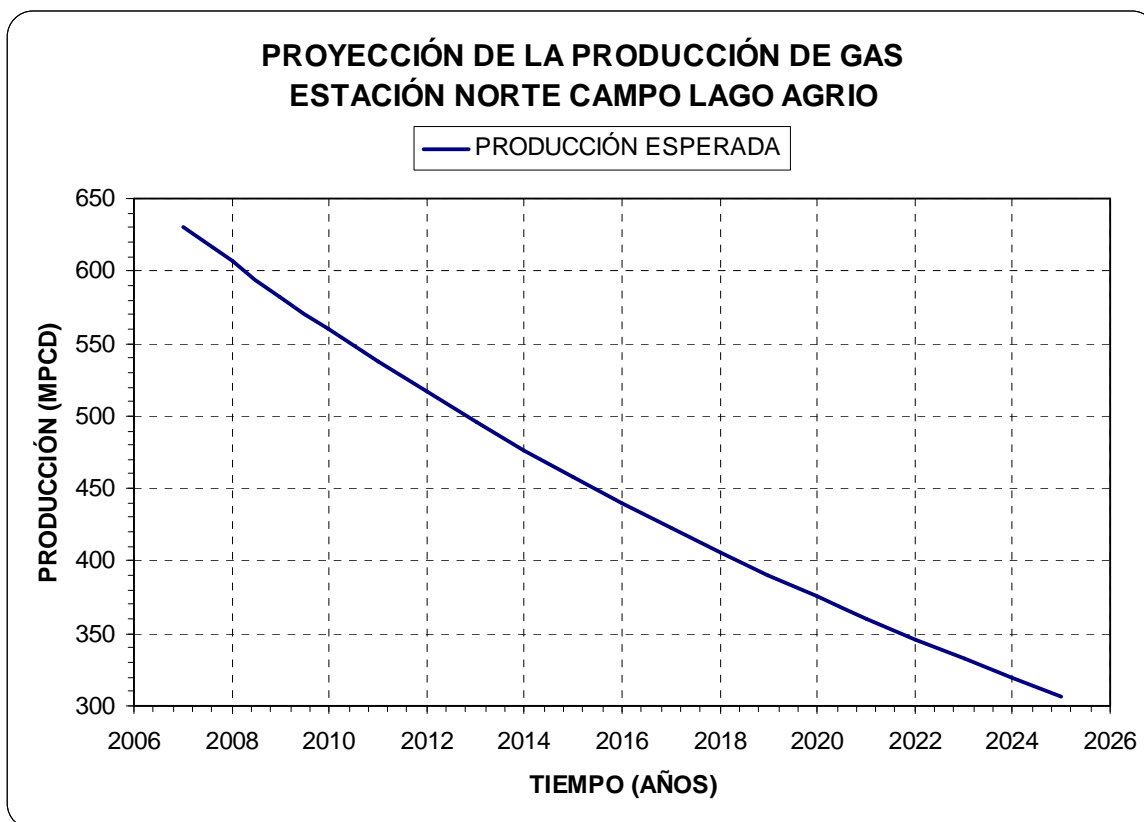
**GRAFICA 3.10 PRODUCCIÓN ESPERADA DE GAS
ESTACIÓN CENTRAL CAMPO LAGO AGRIO**



ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Se realiza el mismo estudio para la Estación Lago Norte para determinar la producción de gas de los próximos 25 años. Dicha proyección se presenta en la gráfica 3.11 con datos presentados en la TABLA A 3.3.11 (ANEXO 3.3).

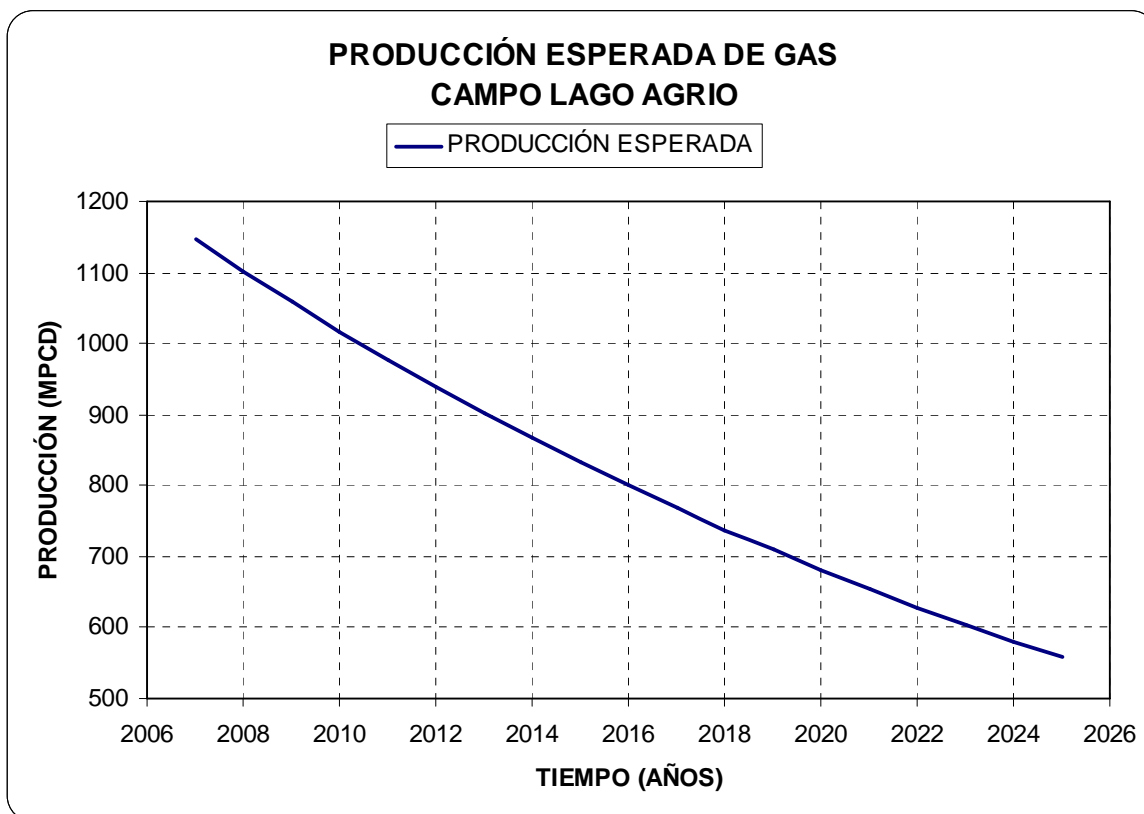
**GRAFICA 3.11 PRODUCCIÓN ESPERADA DE GAS
ESTACÓN NORTE CAMPO LAGO AGRIO**



ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

La gráfica 3.12 muestra la suma del aumento de producción de gas en todo el Campo Lago Agrio, tomando en cuenta los pozos que se encuentran actualmente produciendo, lo cual se basa en la Tabla A 3.3.12 ANEXO 3.3.

**GRAFICA 3.12 PRODUCCIÓN DE GAS ESPERADA
CAMPO LAGO AGRIO**



ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Es fácilmente apreciable que las proyecciones de producción para gas y petróleo de la Estación Central y Norte del Campo Lago Agrio son similares, por ende la total. La declinación es constante y uniforme llegará a promediar 550 MPCD después de 25 años.

La producción de gas es baja, pero aumentará con el implemento de nuevos pozos, aunque el incremento no promete ser el necesario para que los generadores entren en funcionamiento nuevamente.

CAPÍTULO 4

REDIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE LOS SISTEMAS DE SEPARACIÓN DE CRUDO Y DE REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN.

4.1 INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN POR LA PERFORACIÓN DE NUEVOS POZOS.

4.1.1 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN

De acuerdo con el cronograma de perforación el caudal diario que procesan los equipos e instalaciones inciden trascendentalmente en el diseño de los equipos, por lo que es necesario realizar un análisis para proyecciones futuras de producción del campo. Teniendo en cuenta la declinación de la producción de petróleo y el aumento de agua. Se hace necesario realizar un análisis de la producción de los nuevos pozos a perforarse en el campo a partir del año 2008.

El cronograma de actividades establece la perforación de 7 pozos nuevos, cinco de los cuales serán perforados en el 2008 y el resto en el 2009.

Datos generales sobre la perforación de los nuevos pozos se encuentran en las TABLAS A 4.1.1 Y A 4.1.2 (ANEXO 4.1).

TABLA 4.1 CRONGRAMA DE PERFORACIÓN PARA EL AÑO 2008

CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN PARA EL AÑO 2008 EN EL CAMPO LAGO AGRIO									
CAMPO	TALADRO	LOCACION	POZO	PRODUCCION ESPERADA					
				METODO	BSW	BFPD	BPPD	BAPD	BIPD
LAGO	TORRE 3 VENEZOLANA 2	LAG-24	LAG-40D	PPH	7	430	400	30	2200
			LAG-49D	PPH	7	484	450	34	2200
		LAG-29	LAG-42D	PPS	30	571	400	171	0
			LAG-47D	PPS	30	643	450	193	0
			LAG-48D	PPS	30	571	400	171	0
					TOTAL	2700	2100	600	4400

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

PPH: Pozo produciendo con bombeo hidráulico

PPS: Pozo produciendo con bombas electrosumergibles

BSW: Relación Agua – Petróleo

BFPD: Barriles de fluido producidos por día

BPPD: Barriles de Petróleo producidos por día

BAPD: Barriles de Agua producidos por día

BIPD: Barriles de Agua inyectados por día

TABLA 4.2 CRONGRAMA DE PERFORACIÓN PARA EL AÑO 2009

			PRODUCCION ESPERADA				
CAMPO	LOCACION	POZO	METODO	BSW %	BFPD	BPPD	BAPD
LAGO AGRIO	LAGO-44		PPS	30	571	400	171
			PPS	30	643	450	193
				TOTAL	1214	850	364

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Como se puede ver en la Tabla 4.1 y 4.2 la producción promedio esperada de cada pozo es de aproximadamente de 540 BFPD. Esto se obtiene mediante el análisis de la producción inicial del campo y el número de pozos que se hallaban produciendo en ese momento. La producción es promedio ya que los pozos tienen diferentes caudales de producción debido a las propiedades petrofísicas de la arena productora. La producción promedio relativa de cada nuevo pozo es determinada mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Producción Promedio Relativa de cada Pozo} = \frac{\text{Producción Inicial del Campo}}{\text{Número de Pozos Iniciales}} \quad (4.1)$$

$$\text{Producción Promedio Relativa de cada Pozo} = \frac{10450}{23}$$

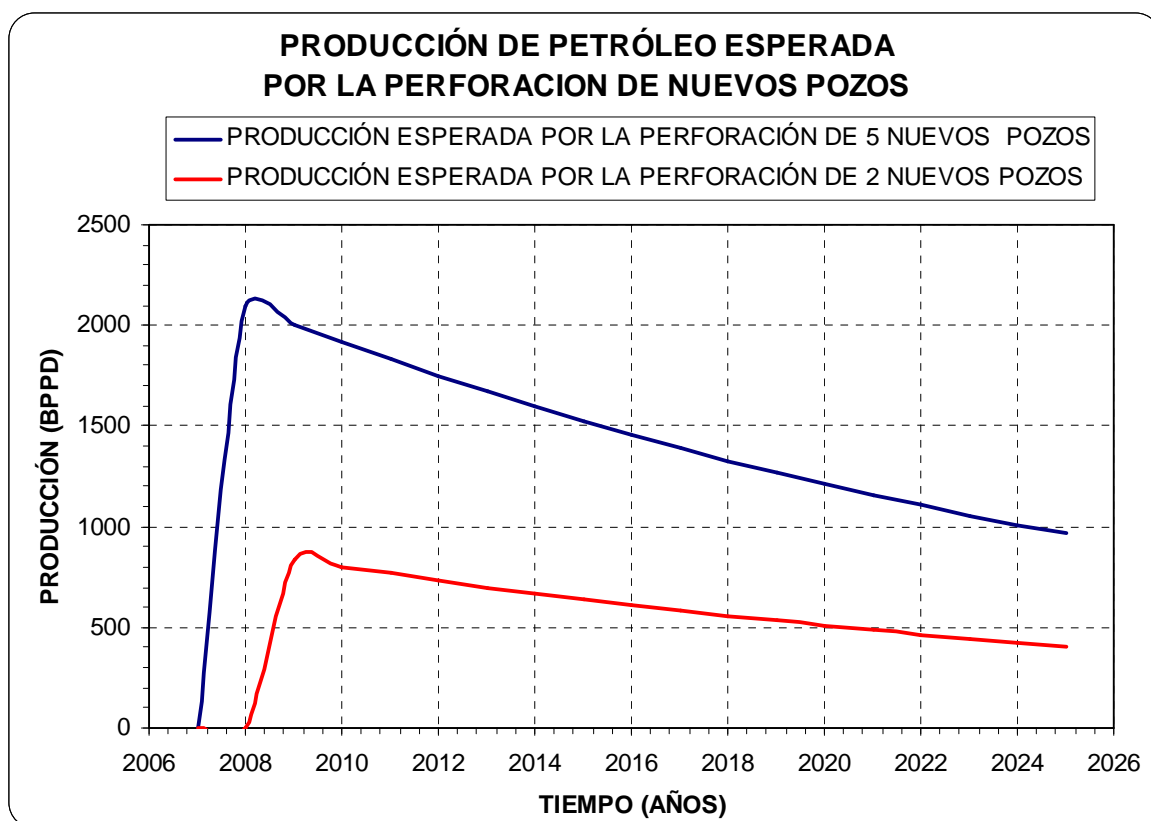
$$\text{Producción Promedio Relativa de cada Pozo} = 454.348 \text{ BFPD}$$

Según la ecuación 4.1 la producción relativa de cada pozo es de 454.348 BFPD, por motivos de cálculo y redondeando el valor promedio se toma el valor de 450 BFPD, como producción relativa de cada pozo. De modo similar observando los diferentes BSW (Basic Sediment and Water; porcentaje de agua en el fluido) obtenidos, tenemos un dato de BSW promedio de 22.22%, obteniendo una producción de petróleo de 420 BPPD.

4.1.2 INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN CON LOS NUEVOS POZOS

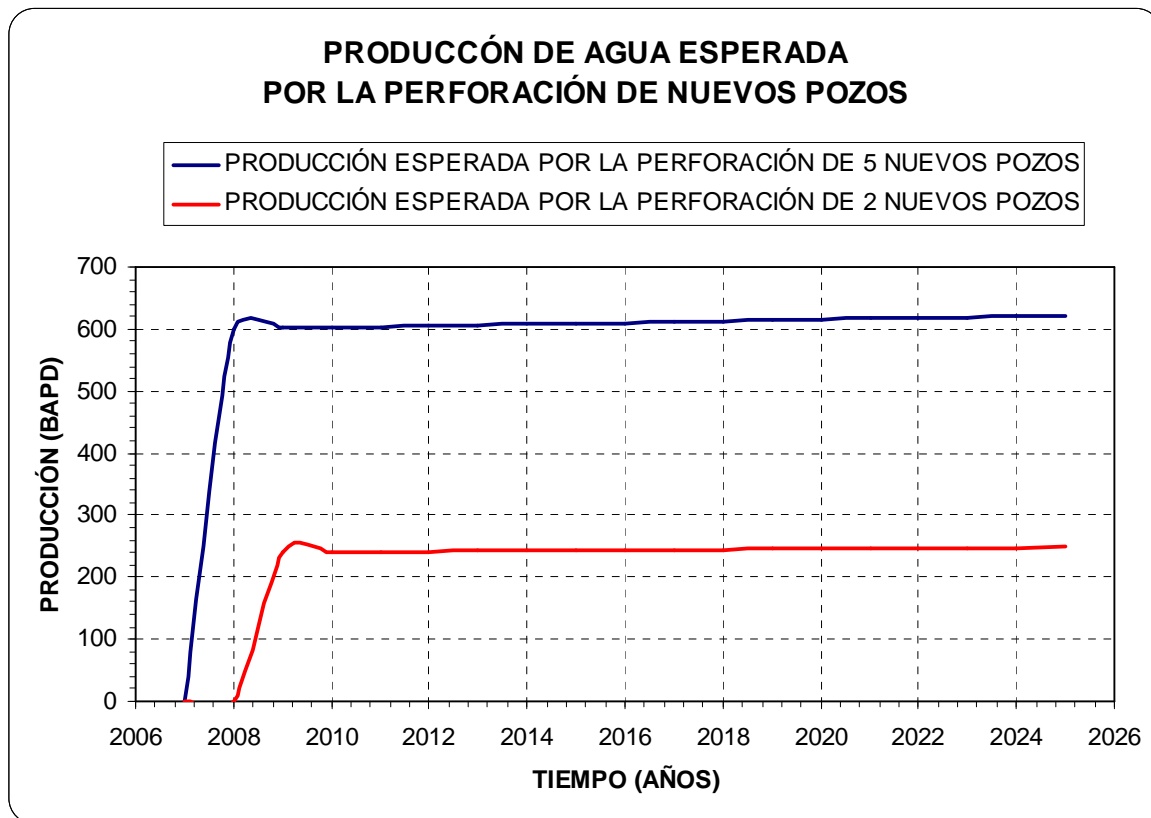
Es fundamental realizar un análisis del comportamiento de la producción con la incorporación de estos nuevos pozos y su proyección a futuro. De este análisis dependerá la determinación de la capacidad de los separadores. El análisis se realiza mediante las constantes de declinación de producción de petróleo de 4.63% obtenido de la gráfica 3.1, un aumento de la producción de agua de 0.21% obtenido de la gráfica 3.2 y la constante de declinación de la producción de gas es 4% obtenido en la gráfica 3.3. Los valores de las constantes de declinación se obtuvieron al graficar el historial de producción de agua, petróleo y gas del Campo Lago Agrio.

GRÁFICA 4.1 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE NUEVOS POZOS A PERFORARSE



ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

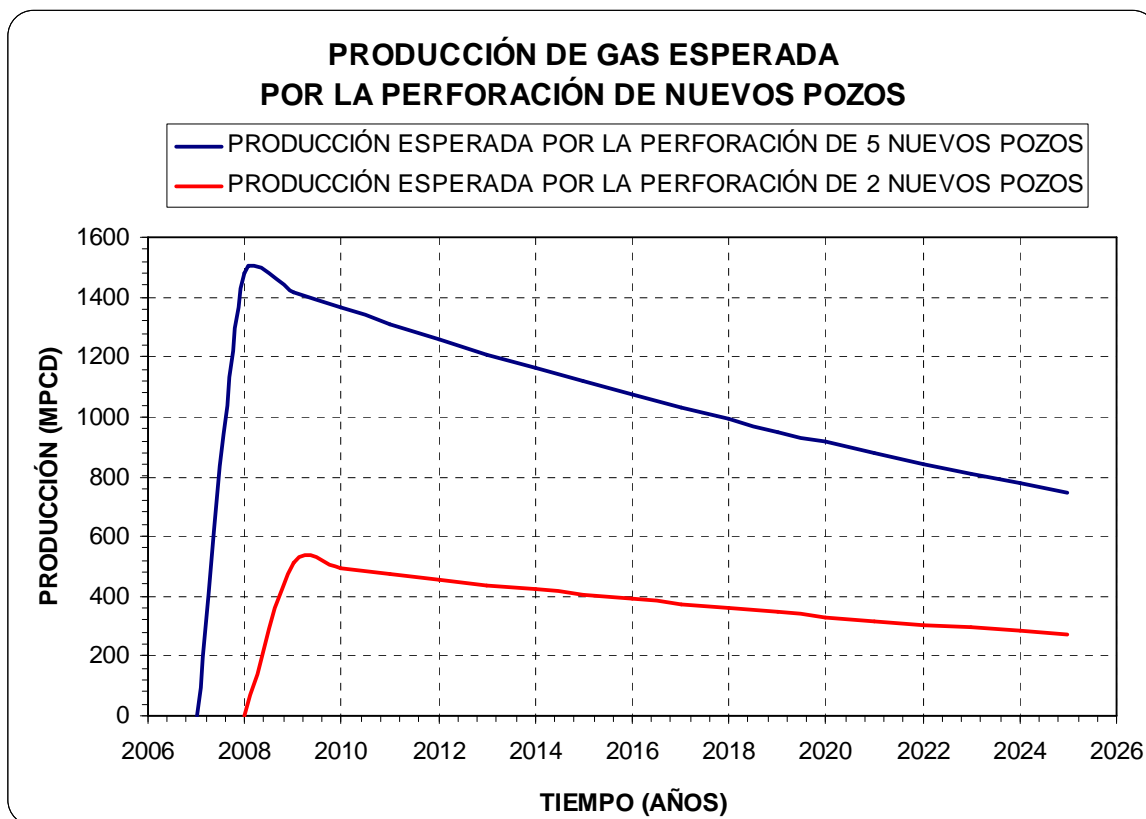
GRÁFICA 4.2 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA POR LA PERFORACIÓN DE NUEVOS POZOS



ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Con el valor de la pendiente obtenido en la gráfica 3.3 más el valor inicial esperado de la producción de gas al perforar los nuevos pozos se obtiene la proyección de la producción de gas para el tiempo que comprende nuestro estudio (hasta el 2025).

GRÁFICA 4.3 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS POR LA PERFORACIÓN DE NUEVOS POZOS



ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

4.1.3 SUMA DE LA PRODUCCIÓN ACTUAL Y LA PRODUCCIÓN DE LOS NUEVOS POZOS

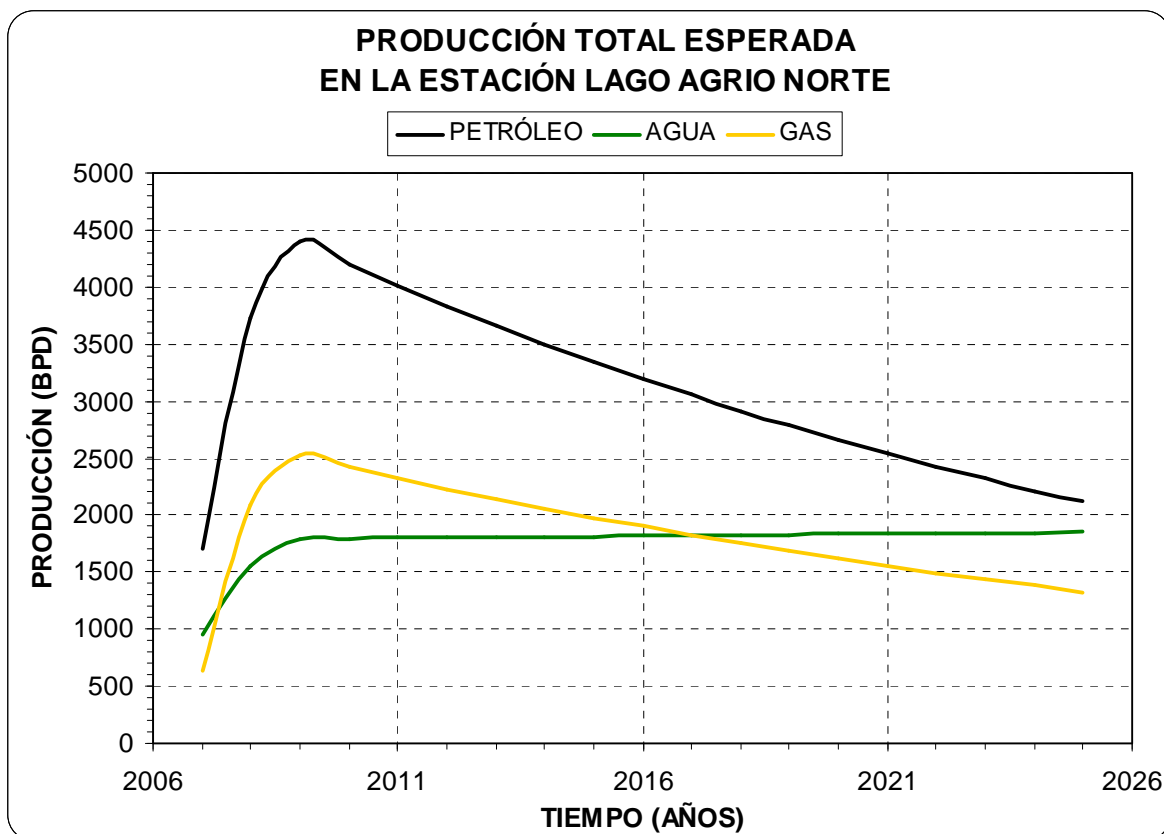
Para la estimación de la producción actual que nos permitirá establecer efectuar el análisis del comportamiento del caudal con respecto a la capacidad del sistema de separación y tratamiento, realizamos la suma del caudal actual y el esperado con los nuevos pozos y su proyección al futuro.

TABLA 4.3 PRODUCCIÓN DIARIA ESPERADA EN LA ESTACIÓN LAGO AGRIO NORTE

AÑOS	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PETRÓLEO																			
Actual (Bls)	1706	1630	1557	1487	1420	1357	1296	1238	1183	1130	1079	1031	985	941	898	858	820	783	748
Producción Esperada (Bls) (5 Pozos)	0	2100	2006	1916	1830	1748	1670	1595	1524	1456	1391	1328	1269	1212	1158	1106	1056	1009	964
Producción Esperada (Bls) (2 Pozos)	0	0	840	802	766	732	699	668	638	610	582	556	531	508	485	463	442	423	404
Petróleo Total (Bls)	1706	3730	4403	4206	4017	3837	3666	3502	3345	3195	3052	2915	2785	2660	2541	2427	2319	2215	2116
AGUA																			
Actual (Bls)	945	947	949	951	953	955	957	959	961	963	965	967	969	971	973	975	977	979	981
Producción Esperada (Bls) (5 Pozos)	0	600	601	603	604	605	606	608	609	610	611	613	614	615	617	618	619	621	622
Producción Esperada (Bls) (2 Pozos)	0	0	240	240	241	242	242	243	243	244	244	245	245	246	246	247	247	248	248
Agua Total (Bls)	945	1547	1790	1793	1798	1802	1805	1809	1813	1817	1821	1824	1828	1832	1836	1840	1844	1848	1851
GAS																			
Actual (MPC)	631	606	582	560	538	517	496	477	458	440	423	406	390	375	360	346	333	320	307
Producción Esperada (MPC) (5 Pozos)	0	1477	1419	1363	1310	1259	1209	1162	1116	1073	1030	990	951	914	878	844	811	779	748
Producción Esperada (MPC) (2 Pozos)	0	0	515	495	475	457	439	422	405	389	374	359	345	332	319	306	294	283	272
Gas Total (MPC)	631	2083	2517	2418	2323	2232	2144	2060	1980	1902	1827	1756	1687	1621	1557	1496	1437	1381	1327

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

GRÁFICA 4.4 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN EN LA ESTACIÓN LAGO AGRIO NORTE



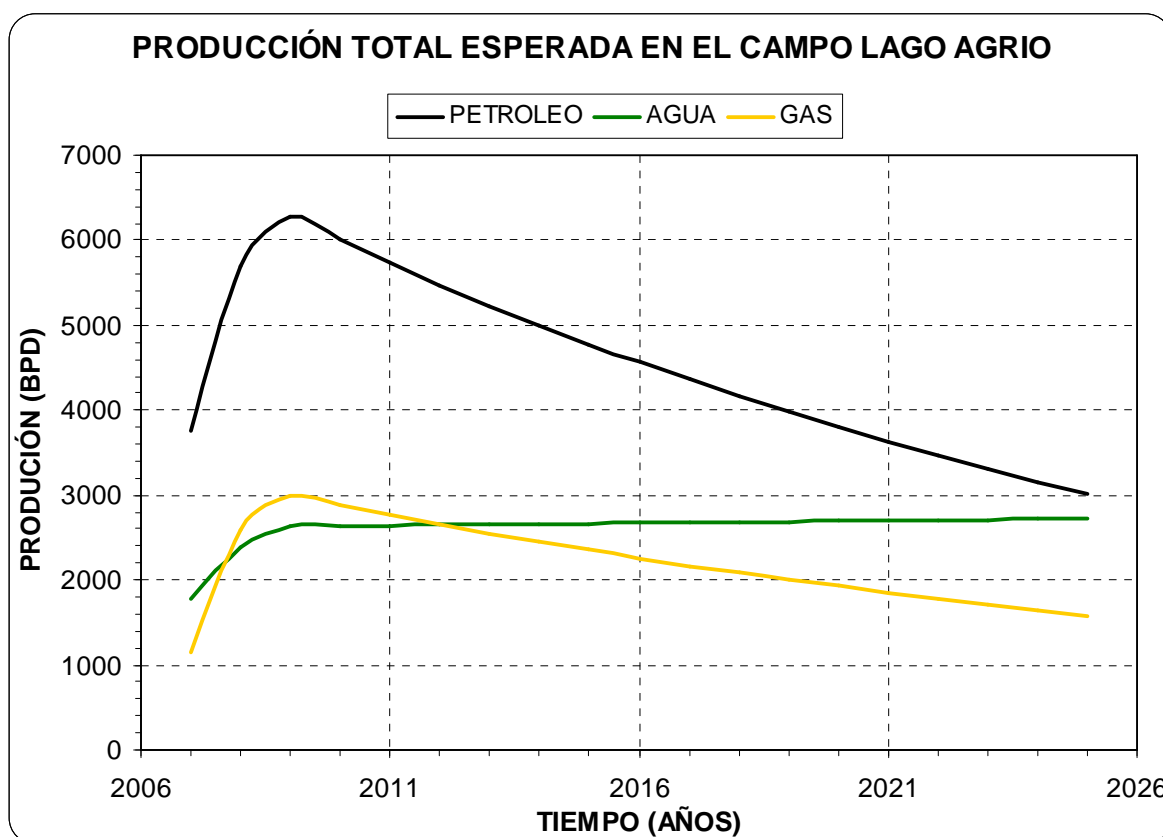
ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 4.4 PRODUCCIÓN TOTAL DEL CAMPO

AÑOS	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PETRÓLEO																			
Petróleo Total Estación Lago Norte (BIs)	1706	3730	4403	4206	4017	3837	3666	3502	3345	3195	3052	2915	2785	2660	2541	2427	2319	2215	2116
Petróleo Total Estación Lago Central (BIs)	2061	1969	1881	1796	1716	1639	1566	1496	1429	1365	1304	1245	1190	1136	1085	1037	990	946	904
Producción Total Petróleo (BIs)	3767	5698	6283	6002	5733	5477	5231	4997	4774	4560	4356	4161	3974	3797	3627	3464	3309	3161	3019
AGUA																			
Agua Total Estación Lago Norte (BIs)	945	1547	1790	1793	1798	1802	1805	1809	1813	1817	1821	1824	1828	1832	1836	1840	1844	1848	1851
Agua Total Estación Lago Central (BIs)	838	840	842	844	845	847	849	850	852	854	856	858	859	861	863	865	867	868	870
Producción Total Agua (BIs)	1783	2387	2632	2637	2643	2648	2654	2660	2665	2671	2676	2682	2688	2693	2699	2705	2710	2716	2722
GAS																			
Gas Total Estación Lago Norte (MPC)	631	2083	2517	2418	2323	2232	2144	2060	1980	1902	1827	1756	1687	1621	1557	1496	1437	1381	1327
Gas Total Estación Lago Central (MPC)	515	495	475	457	439	422	405	389	374	359	345	332	319	306	294	283	272	261	251
Producción Total Gas (MPC)	1146	2578	2992	2875	2762	2654	2549	2449	2354	2261	2172	2088	2006	1927	1851	1779	1709	1642	1578

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

GRÁFICA 4.5 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO LAGO AGRIO



ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

4.2 REINGENIERÍA DE EQUIPOS E INSTALACIONES CAMPO LAGO AGRIO

Con el incremento de la producción y su comportamiento ya analizados, se hace necesario verificar la capacidad de los separadores, para ver si cumplen con los estándares y parámetros técnicos.

Como ya se ha mencionado, uno de los aspectos fundamentales en el diseño, es el caudal de crudo que se maneja; pero existen otros factores que intervienen en el diseño y tienen igual importancia.

4.2.1 FACTORES QUE AFECTAN LA SEPARACIÓN DE PETRÓLEO, AGUA Y GAS

Hay algunos factores básicos los cuales afectan la operación y la separación entre el líquido y el gas en el separador, ellos son:

1. Presión de operación del separador.
2. Temperatura de operación del separador.
3. La composición del flujo de fluido.

Cambios en cualquiera de estos factores del flujo proveniente de pozo dado, cambiarán la cantidad de gas y de fluido que se procesan en el separador. En la mayoría de las aplicaciones el flujo del pozo es un factor natural y no puede ser controlado por el operador. Generalmente los químicos que se inyectan suelen ser anti-espumantes (evita la generación de espuma producida debido a flujos turbulentos e intermitentes), anti-corrosivos (eliminan microorganismos que son causantes de la corrosión y también ayudan a regular el pH lo cual evita la corrosión, ya que disuelve algunos óxidos, causantes directos de la corrosión) , demulsificantes (ayudan en la separación de los diferentes fluidos que se hallan presentes en el crudo producido, los cuales son inmiscibles pero debido a las diferentes condiciones de fondo se unen, por la presencia de una sustancia emulsificante, el demulsificante elimina estas sustancias), que ayudan a la separación, pero la composición del crudo no varía. Únicamente en estaciones donde algunos flujos son mezclados podría variar la composición y afectar la separación de petróleo y gas. Generalmente hablando, un incremento en la presión de operación o un decremento de la temperatura de operación incrementará la cubierta de líquido en el separador. Sin embargo, hay puntos óptimos en los dos casos, los cambios no ayudaran en la recuperación de líquido. De hecho, las pérdidas de vapor en los sistemas de almacenamiento podrían ser muy grandes después de que estos puntos son alcanzados.

Sin la adición de equipo mecánico de enfriamiento, es a menudo imposible tratar de afectar la temperatura de operación del separador. Sin embargo, en la mayoría de los pozos de alta presión un calentador indirecto para calentar el gas antes de reducir la presión en un choque de presión en la líneas de flujo. Mediante un sistema de control la operación de estos calentadores indirectos, se puede prevenir un sobrecalentamiento en el flujo de gas, por consiguiente, afecta directamente la temperatura del flujo del separador desde el calentador indirecto.

Se puede también controlar la presión de operación en cierta magnitud utilizando válvulas de control sin las limitaciones de las características de flujo del pozo, contra los requerimientos de presión de la cabeza y de las tuberías de flujo. Altas presiones de operación pueden resultar en una recuperación alta de fluido.

Se puede realizar un análisis utilizando la composición del flujo del pozo para encontrar la presión y la temperatura óptima a las cuales el separador deberá operar a la mayor recuperación de líquido y/o gas. Estos cálculos conocidos como “Cálculos Rápidos de Vaporización” requieren una solución de ensayo y error comúnmente realizada por una computadora programada. Sin embargo un operador puede realizar varios ensayos dentro de las limitaciones del equipo para encontrar las mejores condiciones de operación que resultarán en una mayor cantidad de gas o de líquido. En el caso de que los separadores son utilizados como scrubbers o separadores trifásicos mas conocidos como free water knockouts (FWKO) antes de otros equipos de tratamiento o de los compresores, generalmente se desea remover la mayor cantidad de líquido del gas para prevenir daños operacionales en los equipos de flujo saliente desde el scrubber.

4.2.2 DISEÑO DEL SEPARADOR – CAPACIDAD DEL GAS

La capacidad de gas de los separadores de gas/petróleo ha sido calculada por muchos años por la siguiente relación empírica propuesta por Souders-Brown.

$$v = K \left[\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (4.2)$$

Luego
$$A = \frac{q}{v} \quad (4.3)$$

Donde:

v = Velocidad superficial del gas basada en el área de la sección transversal del recipiente*, pies/seg.

A = Área de la sección transversal del separador, pie².

q = Rata de flujo de gas a condiciones de operación, pie³/seg.

ρ_l = Densidad del líquido a condiciones de operación, lb/pie³.

ρ_g = Densidad del gas a condiciones de operación, lb/pie³.

TABLA 4.5 VALORES DE LA CONSTANTE K

Separadores Horizontales	
Largo 10'	$K = 0.40$ a 0.50 , Promedio 0.45
Otras longitudes	$K = 0.45 \left[\frac{L}{10} \right] 0.65$, Longitud del Separador en pies.

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: OIL AND GAS SEPARATION DESIGN MANUAL SIVALS, Richard.

La ecuación 4.2 es basada en la velocidad superficial del gas, a través de una tubería y la capacidad del gas se halla en relación al diámetro del recipiente. La fórmula es utilizada para otros diseños, como en torres de deshidratación o las unidades de endulzamiento de gas y para el dimensionamiento de los eliminadores de niebla. Por consiguiente, el factor K fue presentado anteriormente, solo para diseño de separadores horizontales.

$$Q = \frac{2.40(D)^2(K)(P)}{Z(T + 460)} \left[\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (4.4)$$

Donde:

Q = Capacidad del gas a condiciones estándar, MMPCD.

D = Diámetro interno, pies.

P = Presión de Operación, psia.

T = Temperatura de Operación, °F.

Z = Factor de Compresibilidad.

Todos los otros ítems fueron definidos antes.

Como la ecuación 4.4 es empírica, probablemente una mejor determinación de la capacidad de gas del separador debe ser hecha mediante datos experimentales. Las Gráfica 4.2.1 hasta la Gráfica 4.2.5 (ANEXO 4.2) son cartas de la capacidad del gas de varias clases de separadores estándares basado en la capacidad operativa.

4.2.3 DISEÑO DE SEPARADOR – CAPACIDAD DE LÍQUIDO

La capacidad de líquido del separador depende del tiempo de retención del líquido en el recipiente. Una buena separación, requiere suficiente tiempo para obtener una condición de equilibrio en las fases de líquido y de gas a la temperatura y presión de separación. La capacidad del líquido en un separador o el volumen de reposo requerido basado en la retención pueden ser determinados por la siguiente ecuación:

$$L_{eff} \times D^2 = \frac{tr \times Q_l}{0.7} \quad (4.5)$$

Donde:

L_{eff} = Longitud Efectiva, pies.

D = Diámetro, pulg.

t_r = Tiempo de retención, min.

Q_l = Caudal de Fluído, BFPD.

La forma de encontrar la capacidad de un separador horizontal de alta presión de un solo tubo es mediante cartas similares a la del gas. Estas están basadas en parámetros de presión de trabajo del separador, del tamaño y de la profundidad utilizada para la sección de reposo.

Las gráficas A 4.2.1 hasta la A 4.2.5 (ANEXO 4.2) tienen las especificaciones estándar de separadores típicos de petróleo-gas disponibles, junto con los volúmenes de asentamiento de líquido y con los controles de nivel establecidos. Los volúmenes de asentamiento pueden ser utilizados en las ecuaciones anteriores para determinar la capacidad de líquido de un recipiente en particular.

4.2.4 ANÁLISIS DE LOS EQUIPOS DE SEPARACIÓN DEL CAMPO FRENTE AL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN CON 7 NUEVOS POZOS.

En el Distrito Amazónico, las estaciones de Petroproducción cuentan en su gran mayoría con separadores bifásicos descritos en los capítulos 2 y 3 donde se mencionan los separadores existentes en las estaciones Norte y Central del Campo Lago Agrio.

4.2.4.1 Separadores de Prueba Bifásicos

En la estación Norte del Campo Lago Agrio hay un separador de prueba así como en la estación Central.

El tamaño del separador de prueba en la estación Norte es de 48 pulgadas de

diámetro exterior y 20 pies de longitud y una capacidad de 10000 bls, con una capacidad de manejo 5000 BFPD. La producción de los nuevos pozos será destinado a la Estación Norte por lo que realizaremos el análisis para este separador.

Las consideraciones de manejo del Separador de 5000 BFPD se las realiza debido a las necesidades productivas del Campo ya que en todo el Distrito Amazónico no existe ningún pozo que tenga una producción mayor a esta cantidad por día. Además hay que considerar las normativas establecidas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH).

Por lo visto en la Tabla 4.2 la producción máxima de fluido que deberá manejar de fluido por la perforación de nuevos pozos es de 3687 BFPD, durante 17 años lo cual nos da una producción promedio de 526 BFPD, por lo tanto el separador de prueba podrá manejar sin dificultades técnicas la producción de cualquiera de los nuevos pozos perforados.

De acuerdo a la Tabla A 3.2.4 y A 3.2.7 (ANEXO 3.2) la producción máxima del Campo que manejará el Separador de Prueba de la Estación Lago Central, será de 2899 BFPD con 10 pozos del campo que aportan a esta Estación.

Así tendremos una producción promedio de 289.9 BFPD, lo cual el separador podrá manejar sin ninguna dificultad.

4.2.4.2 Separadores de Producción

4.2.4.2.1 Separadores de Producción Estación Norte

En la Estación de Producción Lago Norte existen dos separadores de producción de 10000 Bls cada uno. Con una capacidad operativa de 5000 BFPD, la estación tiene la capacidad de manejar 10000 BFPD mediante la instalación de 2 separadores de prueba. Podemos notar que la capacidad de manejo de un solo separador no es

suficiente sobre todo con el aumento de la producción por la perforación de los nuevos pozos.

Se realiza un análisis de los distintos tiempos de retención para ver si el separador puede operar los nuevos caudales, cumpliendo con los estándares establecidos. Los tiempos de retención establecidos como medidas de diseño son de 5 a 7 minutos para el Oriente cumpliendo con lo especificado en ecuación de Slenderness (3-4) (Gas and oil surface production facilities desing and rating), ambos parámetros deben ser cumplidos para asegurar la eficacia en la separación.

No se debe olvidar que el diseño de construcción de separadores se encuentra dentro de la Norma API 12J (Oil and Gas Separator). El procedimiento que se muestra a continuación se ha tomado del libro “Douglas L. Edwin, Oil and Gas Production Surface Facilities Design and Rating”. Antes de realizar el análisis debemos considerar los parámetros fundamentales de los separadores de cada Estación, así tenemos:

TABLA 4.6 DATOS BÁSICOS DE LOS SEPARADORES DE LAS ESTACIONES NORTE Y CENTRAL DEL CAMPO LAGO AGRIO

ESTACION NORTE					
SEPARADOR	LARGO (pies)	DIAMETRO (pulg)	CAPACIDAD (bls)	TIPO	TIEMPO DE RETENCION (minutos)
PRUEBA	20	48	10000	BIFASICO	5
PRODUCCION	20	72	10000	BIFASICO	5
PRODUCCION	20	72	10000	BIFASICO	5
ESTACION CENTRAL					
SEPARADOR	LARGO (pies)	DIAMETRO (pulg)	CAPACIDAD (bls)	TIPO	TIEMPO DE RETENCION (minutos)
PRUEBA	20	48	10000	BIFASICO	5
PRODUCCION	24	78	15000	BIFASICO	5

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Datos:

TABLA 4.7 PARÁMETROS BÁSICOS PARA LA COMPROBACIÓN DE EQUIPOS ESTACIÓN NORTE

PARÁMETROS A CONSIDERAR	
API PROMEDIO	28.35
Γ_g	1.4
GLR PROMEDIO	250 PCS/BF
Pop	25 PSI
Top	110 °F, 43.3 °C
D	72 pulg
Ls/s	20 pies
Tr	5, 6, 7 min
QI	-----

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN; TOMADO DE DATOS DE PLACA Y DE ARCHIVOS

- **Comprobación de Relación Slenderness y Leff o longitud efectiva:**

Para determinar la Leff se utiliza la ecuación 4.6 (Relación de Slenderness):

$$\frac{Ls/s \times 12}{D} = \text{Intervalo Óptimo de } 3 \text{ a } 4 \quad (4.6)$$

Determinamos la Leff con la siguiente relación:

$$Ls/s = \frac{4}{3} Leff \quad (4.7)$$

De lo cual obtenemos:

$$Leff = \frac{3}{4} Ls/s \quad (4.8)$$

TABLA 4.8 COMPROBACIÓN RELACIÓN DE SLENDERNESS Y LEFF

D (pulg)	Ls/s (pies)	Relación	Leff (pies)
72	20	3.3	15

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: ESTACIÓN DE PETROPRODUCCIÓN LAGO AGRIO

- Comprobación de los Tiempos de Retención

Para comprobar los tiempos de retención se utiliza la ecuación donde se considera la capacidad de líquido que como antes mencionamos es el factor preponderante dentro del diseño debido a la baja producción de gas.

$$Leff \times D^2 = \frac{tr \times Ql}{0.7} \quad (4.9)$$

$$Ql = \frac{Leff \times D^2 \times (0.7)}{tr}$$

TABLA 4.9 COMPROBACIÓN DE LOS TIEMPOS DE RETENCIÓN

Tr (min)	D (pulg)	Leff (pies)	Ql (BFPD)
5	72	15	10886.4
5.4	72	15	10000.0
6	72	15	9072.0
7	72	15	7776.0
10.9	72	15	5000.0

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Así se comprueba que los separadores de producción de la Estación Lago Norte se hallan diseñados dentro de los estándares requeridos con una relación de Slenderness de 3.3 y aunque el tiempo de retención es de casi 11 minutos, lo que nos demuestra que los separadores se hallan sobredimensionados ya que entre los dos separadores pueden manejar 10000 BFPD mientras que la Estación maneja aproximadamente 4000 BFPD.

Lo cual podría manejar un solo separador, además como se sabe mientras mayor sea el tiempo de retención, más efectiva será la separación. El manejo de la producción actual más la producción de los nuevos pozos será perfectamente manejada por los separadores.

4.2.4.2.2 *Separador de Producción Estación Central***Datos:****TABLA 4.10 PARÁMETROS BÁSICOS PARA LA COMPROBACIÓN DE EQUIPOS ESTACIÓN CENTRAL**

PARÁMETROS A CONSIDERAR	
API PROMEDIO	28.35
Γ_g	1.4
GLR PROMEDIO	250 PCS/BF
Pop	25 PSI
Top	110 °F, 43.3 °C
D	78 pulg
Ls/s	24 pies
Tr	5, 6, 7 min
QI	-----

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN; TOMADO DE DATOS DE PLACA Y DE ARCHIVOS

- **Comprobación de Relación Slenderness y Leff:****TABLA 4.11 COMPROBACIÓN RELACIÓN DE SLENDERNESS Y LEFF**

D (pulg)	Ls/s (pies)	Relación	Leff (pies)
78	24	3.7	18

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

- **Comprobación de los Tiempos de Retención****TABLA 4.12 COMPROBACIÓN DE LOS TIEMPOS DE RETENCIÓN**

Tr (min)	D (pulg)	Leff (pies)	QI (BFPD)
5	78	18	15331.7
5.1	78	18	15000.0
6	78	18	12776.4
7	78	18	10951.2
10.2	78	18	7500.0

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Según este análisis el separador de producción de Lago Central no tendría problema en manejar el aporte diario de nuevos pozos; ya que puede manejar hasta 8000 BFPD y el aporte diario a esta Estación es de 3000 BFPD. A parte de cumplir con la relación de Slenderness 4.6, y que el tiempo de retención es igualmente alto 10.2 minutos siendo este el tiempo con el cual trabajaremos, a consecuencia de que el separador fue diseñado para caudales mucho mayores.

4.2.4.3 Bota de Gas

Este es un separador vertical donde se separa el gas del crudo que no fue separado en los separadores. La bota es construida con planchas de 5/16" de espesor, el piso 1/2" de espesor, la entrada de crudo es tangencial que se dirige 30 grados hacia abajo, lo cual permite que el crudo gire y forme remolinos al chocar con las paredes como lo muestra la Figura A 2.2.13 .

La bota tiene un extractor de niebla el cual separa las partes líquidas del gas ascendente, es hecha de mallas de acero entre las cuales hay una lana de acero inoxidable además posee una línea de descarga de gas a la atmósfera, por lo que trabaja a presión atmosférica. El gas aquí liberado es conducido hacia los mecheros para ser quemados, el cual deberá ser procesado en una planta criogénica para su optimización.

La tabla 4.13 describe los parámetros que determinan la capacidad operativa de la Bota de Gas de la Estación Norte.

TABLA 4.13 PARÁMETROS PARA DETERMINAR LA CAPACIDAD OPERATIVA DE LA BOTA DE GAS EN LA ESTACIÓN NORTE.

PARÁMETROS DE LA BOTA DE GAS	
Presión de Operación (Pop)	14.7 Psi
Temperatura de Operación (Top)	580 °R
Gravedad específica del Gas (Ge)	1.4
Diámetro de la Bota de Gas (D)	70 pulg.
Factor de Desviación del Gas (Z)	0.93
API Promedio	28.35

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN; TOMADO DE DATOS DE PLACA Y DE ARCHIVOS

Cálculo de la constante K:

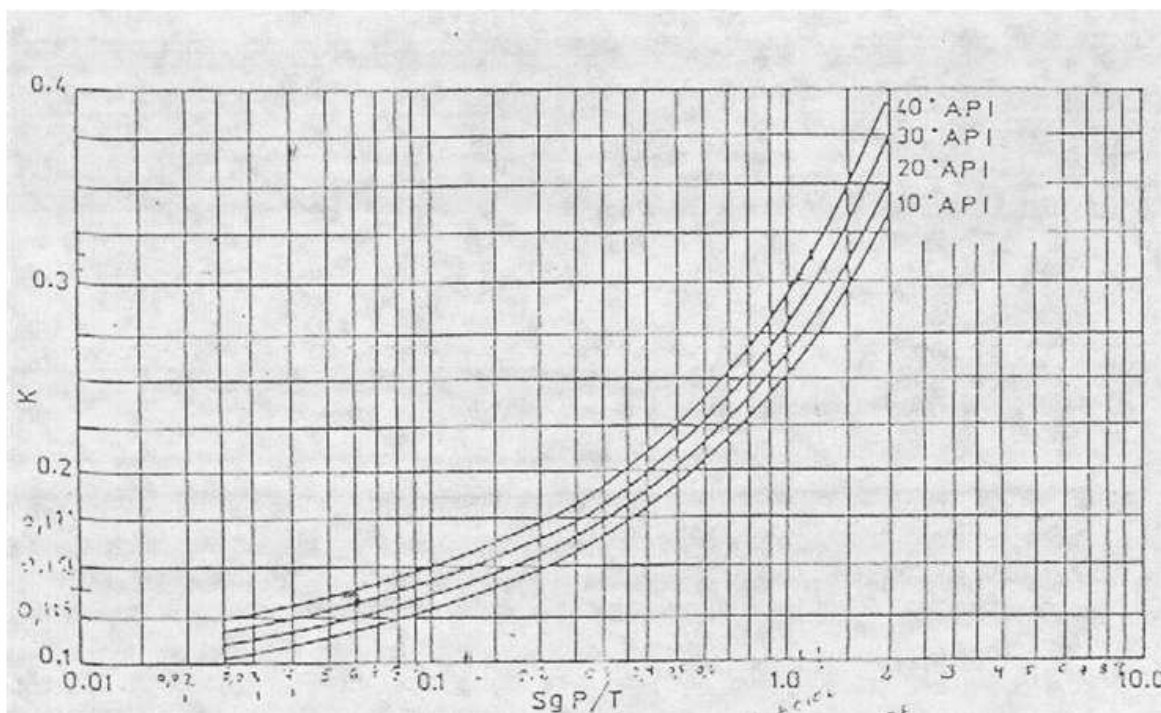
$$S = \frac{Pop \times Ge}{Top} \quad (4.10)$$

$$S = \frac{14.7 \text{ psi} \times 1.4}{580^\circ R}$$

$$S = 0.0354$$

En la Gráfica 4.5 se utiliza para determinar la constante K se ingresa con el valor calculado y el grado API promedio del campo y se determina la constante K que es igual 0.13

GRAFICA 4.6 OBTENCIÓN DE LA CONSTANTE K.



ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – ARCHIVO TÉCNICO

$$\text{Capacidad operativa para manejo de gas} = \frac{D^2 \times Pop}{504 \times Top \times Z \times K} \quad (4.11)$$

$$\text{Capacidad operativa para manejo de gas} = \frac{70^2 \times 14.7}{504 \times 580 \times 0.93 \times 0.13}$$

$$\text{Capacidad operativa para manejo de gas} = 2.04 \text{ MMPCPD}$$

En la tabla 3.2 se puede ver que la producción de gas es de 987.3 MPCPD y un GOR de 193.2 (PCS/BF).

La producción de gas esperada se la puede obtener en vista que se tiene la producción de petróleo esperada en los próximos 17 años, por la perforación de los 7 nuevos pozos.

En el capítulo anterior se determinó que la producción promedio de cada pozo a perforarse será de 420 BPPD.

GAS ESPERADO = PETRÓLEO ESPERADO x GOR

$$\text{GAS ESPERADO} = 2940 \text{ BPPD} \times 193.2 \text{ PCS/BF}$$

$$\text{GAS ESPERADO} = 568 \text{ MPCPD}$$

Entonces la producción total esperada de gas sería:

GAS TOTAL ESPERADO = PRODUCCION ACTUAL DE GAS + GAS ESPERADO

$$\text{GAS TOTAL ESPERADO} = 987.3 \text{ MPCPD} + 568 \text{ MPCPD}$$

$$\text{GAS TOTAL ESPERADO} = 1.56 \text{ MMPCPD.}$$

Suponiendo el funcionamiento óptimo de los separadores el porcentaje de gas que llegaría a la bota sería mínimo, aproximadamente entre 5 y 8%, pero como margen de seguridad el estudio se realiza con 10% es decir 0.156 MMPCPD que comparado con la capacidad operativa de la bota de gas que es de 2.04 MMPCPD se puede decir que la bota de gas está en capacidad de manejar sin problemas la producción actual y la producción esperada de gas por lo que se concluye que no necesita ser redimensionada.

TABLA 4.14 PARÁMETROS PARA DETERMINAR LA CAPACIDAD OPERATIVA DE LA BOTA DE GAS EN LA ESTACIÓN CENTRAL

PARÁMETROS DE LA BOTA DE GAS	
Presión de Operación (Pop)	14.7 Psi
Temperatura de Operación (Top)	560 °R
Gravedad específica del Gas (Ge)	1.4
Diámetro de la Bota de Gas (D)	70 pulg.
Factor de Desviación del Gas (Z)	0.90
API Promedio	28.35

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Cálculo de la constante K:

$$S = \frac{Pop \times Ge}{Top}$$

$$S = \frac{14.7 \text{ psi} \times 1.4}{560^\circ R}$$

$$S = 0.03675$$

En la Gráfica 4.5 se ingresa con el valor calculado y el grado API promedio del campo y se determina la constante K que es igual 0.125

$$\text{Capacidad operativa para manejo de gas} = \frac{D^2 \times Pop}{504 \times Top \times Z \times K}$$

$$\text{Capacidad operativa para manejo de gas} = \frac{70^2 \times 14.7}{504 \times 560 \times 0.90 \times 0.125}$$

$$\text{Capacidad operativa para manejo de gas} = 2.27 \text{ MMPCPD}$$

En la tabla 3.2 se puede ver que la producción de gas es de 385.5 MPCPD y un GOR de 193.2 (PCS/BF).

Puesto que la producción de todos los pozos a perforarse será destinada a la Estación Norte no existe un incremento de producción en la Estación Central.

Con un funcionamiento óptimo de los separadores el porcentaje de gas que llegaría a la bota sería 10% es decir 0.0385 MMPCPD que comparado con la capacidad operativa de la bota de gas que es de 2.27 MMPCPD se puede decir que en la bota de gas de la Estación Central, no existe la necesidad de un redimensionamiento ya que esta cubre el incremento estimado en su producción y como ya se dijo antes los equipos fueron diseñados para caudales muy superiores. La producción actual de la Estación es de 515 MPCPD, con una bota de gas que puede manejar cuatro veces aproximadamente esa cantidad.

4.2.4.4 Tanques

Con Respecto a los tanques su redimensionamiento depende primordialmente del nivel de fluido que manejan por día. Es importante resaltar que tanto en la Estación Central como Norte del Campo Lago Agrio las capacidades operativas de los tanques fueron dimensionadas para capacidades mucho mayores a las actuales y a las esperadas con la perforación de los nuevos pozos. Por lo que los parámetros del análisis a realizarse será de los tiempos de residencia de los tanques de lavado, y el manejo diario que deberá tener el Tanque de Surgencia.

4.2.4.4.1 Tanque de Lavado

Se procede a realizar el cálculo de los tiempos de residencia, que depende de las dimensiones del tanque, la altura del colchón de agua y el volumen dinámico del fluido.

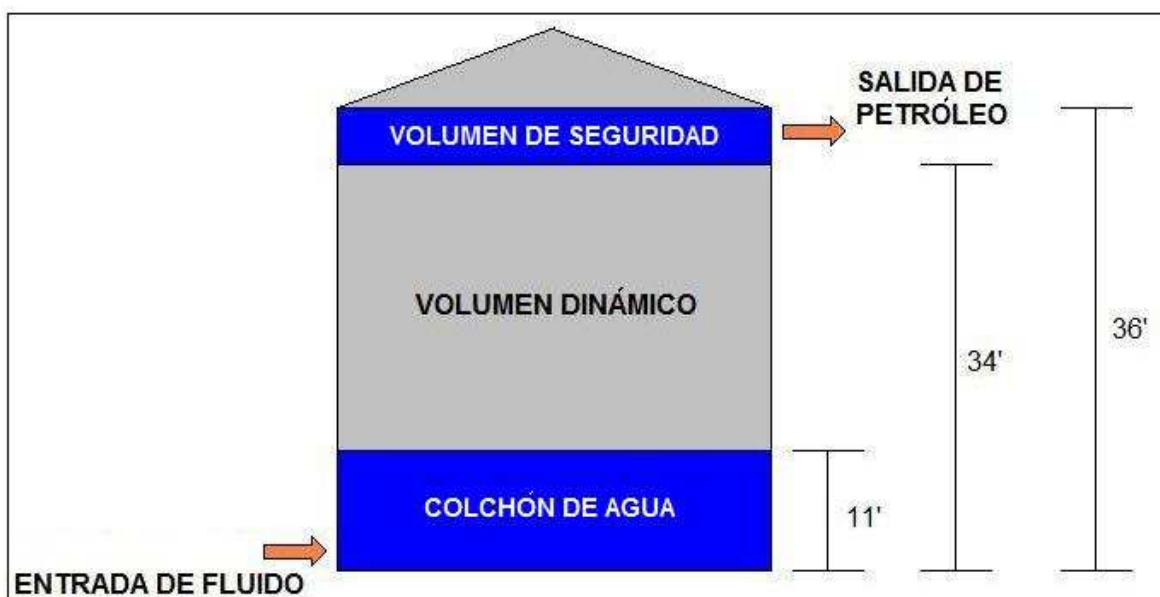
Datos:

TABLA 4.15 PARÁMETROS BÁSICOS PARA LA COMPROBACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL TANQUE DE LAVADO DE LA ESTACIÓN NORTE

PARÁMETROS A CONSIDERAR	
Altura Descarga	34 pie
Diámetro del Tanque	70 pie
Altura Colchón de Agua	11 pie
Altura Volúmen Dinámico	23 pie

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – ESTACIÓN LAGO AGRIO NORTE

FIGURA 4.1 TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN LAGO AGRIO NORTE



ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Mediante la utilización de estos datos podemos calcular el volumen dinámico, que es el volumen de fluido que se encuentra entre el colchón de agua y la descarga, mediante la siguiente ecuación:

$$Volumen\ Dinámico = \frac{\pi \times D^2}{4} \times h_{dinámica} \quad (4.12)$$

$$Volumen\ Dinámico = \frac{\pi \times (70)^2}{4} \times 23 = 88514.37\ pies^3$$

$$Volumen\ Dinámico = 15763.91\ BLS$$

Habiendo determinado el volumen dinámico ya podemos determinar el tiempo residencia necesario en el tanque de lavado. El tiempo de residencia será calculado para la producción actual y para la producción incremental con los nuevos pozos. Esto nos permitirá determinar la eficiencia del Tanque y si su funcionamiento es el adecuado.

Se determina el tiempo de residencia mediante relacionando el nivel dinámico del fluido con la producción diaria esperada del campo. Aplicando esta relación a las proyecciones realizadas del campo con la producción actual y la incremental se tendrá una idea clara de la eficiencia de manejo del tanque.

$$\text{Tiempo de Residencia} = \frac{\text{Volumen Dinámico del Fluido}}{\text{Producción Diaria Esperada del Campo}} \quad (4.13)$$

$$\text{Tiempo de Residencia} = \frac{15763.91 \text{ BLS}}{2651 \text{ BFPD}} = 5.9 \text{ Días} \approx 6 \text{ Días} = 142.7 \text{ Horas}$$

Calculado el volumen dinámico (15763.91 BLS). El caudal de petróleo que sale del tanque de lavado forma parte del tanque de surgencia y de las bombas de transferencia, cuya de bombeo se debe verificar para bombear los 420 bls/h, con lo que calculamos el tiempo de evacuación del tanque:

$$\text{Tiempo de Evacuación} = \frac{\text{Volumen Dinámico}}{\text{Capacidad de las bombas}}$$

$$\text{Tiempo de Evacuación} = \frac{15763.91 \text{ Bls}}{420 \text{ Bls / h}} = 37.5 \text{ horas} \approx 1.5 \text{ días}$$

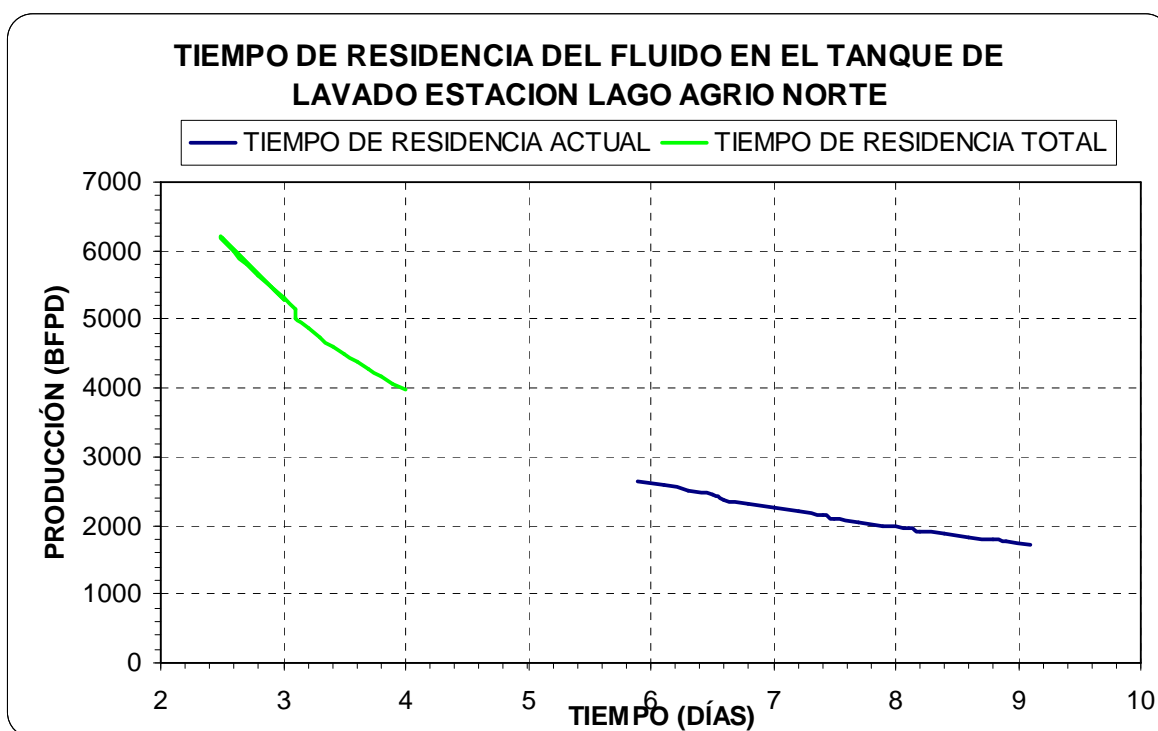
TABLA 4.16 TIEMPOS DE RESIDENCIA EN EL TANQUE DE LAVADO PARA LA PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN

PRODUCCIÓN DIARIA ESPERADA EN LA ESTACIÓN LAGO AGRIO NORTE																			
AÑOS	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Producción Total de Fluido Actual (Bls)	2651	2577	2506	2438	2373	2312	2253	2197	2144	2093	2044	1998	1954	1912	1872	1834	1797	1762	1729
Producción Total Nuevos Pozos (Bls)	0	2700	3687	3561	3442	3327	3218	3114	3014	2919	2828	2742	2659	2581	2505	2434	2365	2300	2238
Producción Total (Bls)	2651	5277	6193	5999	5815	5639	5471	5311	5158	5012	4873	4740	4613	4492	4377	4267	4162	4062	3967
Tiempo de Residencia Actual (días)	5.9	6.1	6.3	6.5	6.6	6.8	7	7.2	7.4	7.5	7.7	7.9	8.1	8.2	8.4	8.6	8.8	8.9	9.1
Tiempo de Residencia Total (días)	5.9	3	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3	3.1	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

El tiempo de residencia total es menor en comparación al tiempo de residencia actual debido al aumento de la producción por la perforación de nuevos pozos.

**GRÁFICA 4.7 TIEMPO DE RESIDENCIA EN EL TANQUE DE LAVADO
VERSUS LA PRODUCCIÓN ESPERADA ESTACIÓN LAGO NORTE**



ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN
DATOS: OBTENIDOS DE LA TABLA 4.16

Se puede ver que los tiempos de retención son bastante altos, un promedio de 4 días, esto debido a la baja producción del campo, aún con la implementación de los nuevos pozos. Esto no implica problema alguno ya que la producción del campo ha disminuido casi 4 veces, por lo que no existe un verdadero problema en el manejo del fluido.

De los datos obtenidos concluimos que la mayor producción que llegará a la Estación Lago Norte, después del incremento de la producción, será de 5999 BPPD con lo cual el tanque de lavado de (15763.91 Bls) se llenaría en más de dos días, siendo el tiempo de evacuación un día y medio la capacidad de manejo del tanque es la necesaria y evita riesgos de derrame.

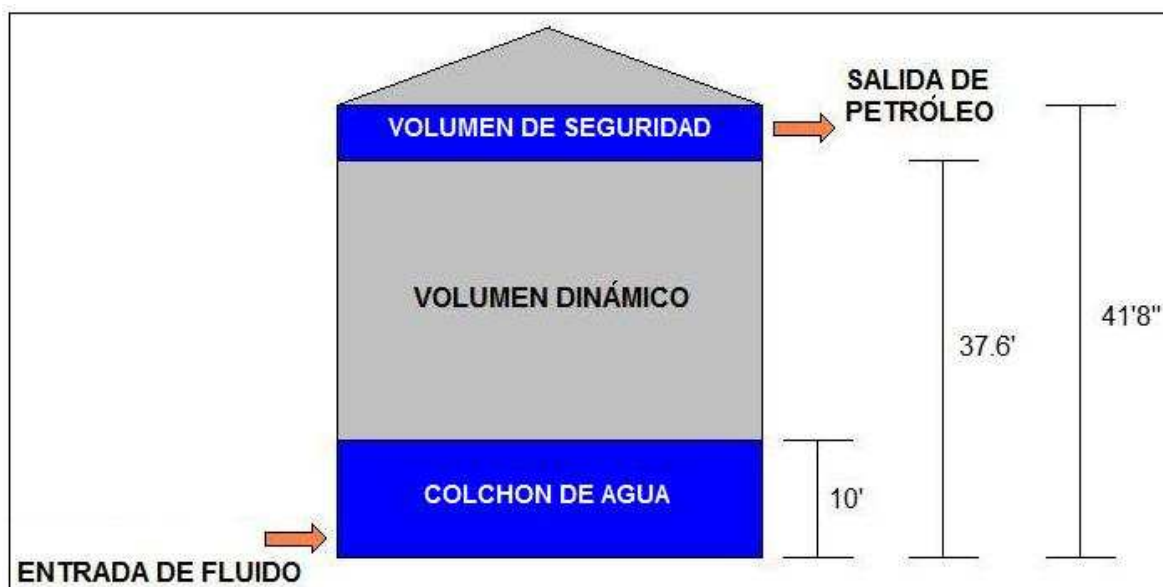
Se realizó el mismo análisis para la Estación Central, sabiendo de antemano que la producción no va a sufrir un incremento. Los parámetros de esta Estación se presentan a continuación.

TABLA 4.17 PARÁMETROS BÁSICOS PARA LA COMPROBACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL TANQUE DE LAVADO DE LA ESTACIÓN CENTRAL

PARÁMETROS A CONSIDERAR	
Altura Descarga	37.6 pies
Diámetro del Tanque	50 pies
Altura Colchón de Agua	10 pies
Altura Volúmen Dinámico	27.6 pies

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – ESTACIÓN LAGO AGRIO CENTRAL

FIGURA 4.2 TANQUE DE LAVADO ESTACIÓN LAGO AGRIO CENTRAL



ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Con los datos anteriores realizamos el cálculo del volumen dinámico del tanque:

$$Volumen\ Dinámico = \frac{\pi \times (50)^2}{4} \times 27.6 = 54192.47\ pies^3$$

Volumen Dinámico = 9651.57 BLS

Con lo cual determinamos el tiempo de residencia

$$\textit{Tiempo de Residencia} = \frac{9651.57 \text{ BLS}}{2899 \text{ BFPD}} = 3.3 \text{ Días} = 79.9 \text{ Horas}$$

Finalmente el tiempo de evacuación:

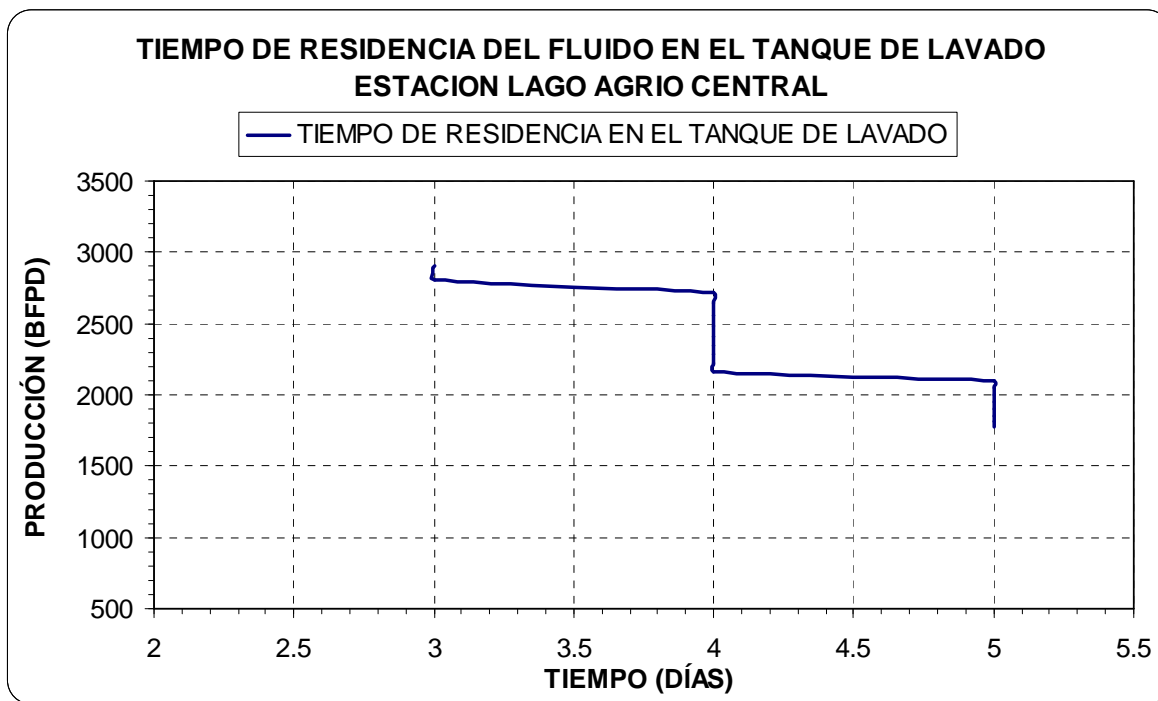
$$\textit{Tiempo de Evacuación} = \frac{9651.57 \text{ BLS}}{420 \text{ BLS/h}} = 22.9 \text{ horas} \approx 1 \text{ día}$$

TABLA 4.18 TIEMPO DE RESIDENCIA PARA LA PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN

PRODUCCIÓN DIARIA ESPERADA EN LA ESTACIÓN LAGO AGRIO CENTRAL																			
AÑOS	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Producción Total de Fluido Actual (Bl)	2899	2808	2722	2640	2561	2486	2414	2346	2281	2219	2159	2103	2049	1998	1948	1902	1857	1815	1774
Tiempo de Residencia Actual (días)	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
 FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

GRÁFICA 4.8 TIEMPO DE RESIDENCIA EN EL TANQUE DE LAVADO VERSUS LA PRODUCCIÓN ESPERADA ESTACIÓN LAGO CENTRAL



ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN
DATOS: OBTENIDOS EN LA TABLA 4.18

Los tiempos de residencia son de igual manera altos debido a la baja producción del campo (un promedio de 4 días), de igual manera con la máxima producción en la Estación Central (2899 BPPD), el tanque se llenaría en aproximadamente 4 días, siendo posible la evacuación del tanque en 1 día, no existe problema en el manejo de la producción.

4.2.4.4.2 Tanque de Surgencia

Una vez que a finalizado el proceso de separación tanto en separadores como en tanque de lavado, el fluido es transferido al tanque de surgencia, el cual también debe tener la capacidad necesaria para manejar la producción actual y el nivel de producción incremental, por lo que se hace el análisis de la capacidad en función de los tiempos de residencia del tanque de lavado.

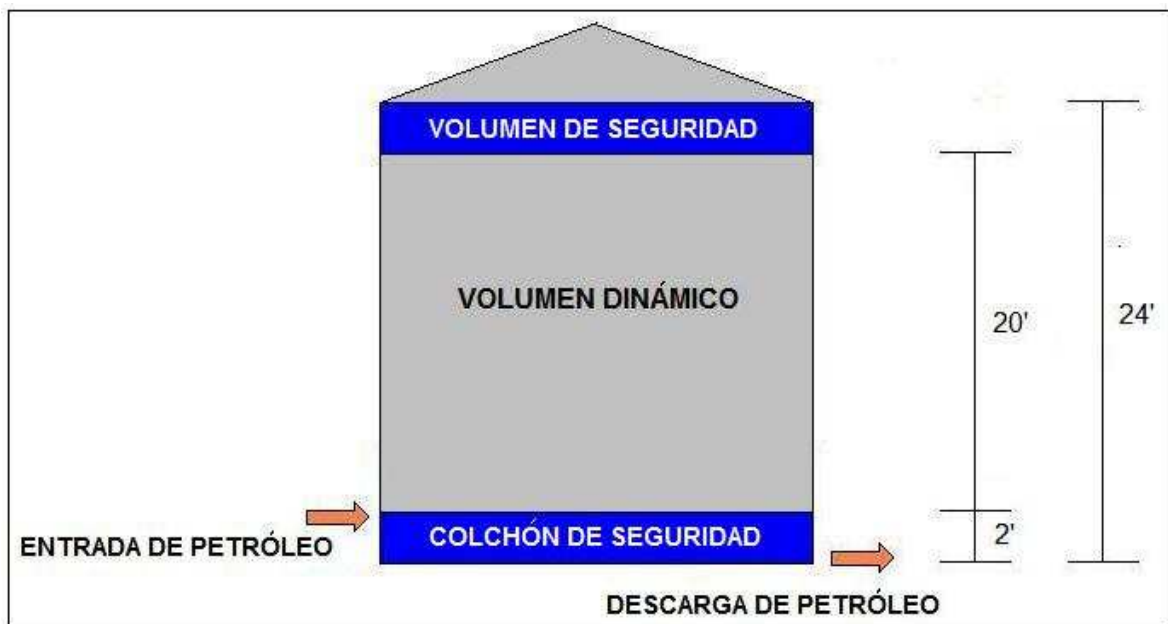
Los parámetros a considerar son los siguientes:

TABLA 4.19 PARÁMETROS BÁSICOS PARA LA COMPROBACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL TANQUE DE SURGENCIAS DE LA ESTACIÓN NORTE

PARÁMETROS A CONSIDERAR	
Altura del Tanque	24 pies
Diámetro del Tanque	60 pies
Altura Colchón de Agua de Seguridad	2 pies
Altura Volúmen Dinámico	20 pies

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – ESTACIÓN LAGO AGRIO NORTE

FIGURA 4.3 TANQUE DE SURGENCIAS ESTACIÓN LAGO AGRIO NORTE



ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

De igual manera que en el Tanque de Lavado se calcula el volumen dinámico ya que se debe cumplir los parámetros de seguridad, establecido por los colchones de agua que ayudan a controlar el nivel de petróleo.

$$Volumen\ Dinámico\ a\ Transferencia = \frac{\pi \times D^2}{4} \times h_{dinámica} \quad (4.14)$$

$$\text{Volumen Dinámico a Transferencia} = \frac{\pi \times (60)^2}{4} \times 20 = 56548.7 \text{ pies}^3$$

$$\text{Volumen Dinámico a Transferencia} = 10071 \text{ BLS}$$

Luego de lo cual calculamos el tiempo de almacenamiento, que es de suma importancia para saber si el tanque tiene la capacidad necesaria para manejar el petróleo producido, en caso de que este no se pueda bombear por varios días. Se puede ver que los tiempos de almacenamiento en relación a la estimación de la producción según los datos obtenidos en la tabla 4.18 están en un rango de 4 días con la producción incremental. Lo cual es suficiente para asegurar posibles problemas en el bombeo.

$$\text{Tiempo de Almacenamiento} = \frac{\text{Volumen Dinámico del Petróleo}}{\text{Producción Diaria Esperada del Campo}} \quad (4.15)$$

$$\text{Tiempo de Almacenamiento} = \frac{10071 \text{ BLS}}{1706 \text{ BFPD}} = 5.9 \text{ Días} = 141.7 \text{ Horas}$$

Como lo realizado en la Estación Norte, es importante realizar los cálculos del tiempo de evacuación para la Estación Central.

$$\text{Tiempo de Evacuación} = \frac{\text{Volumen Dinámico}}{\text{Capacidad de las bombas}}$$

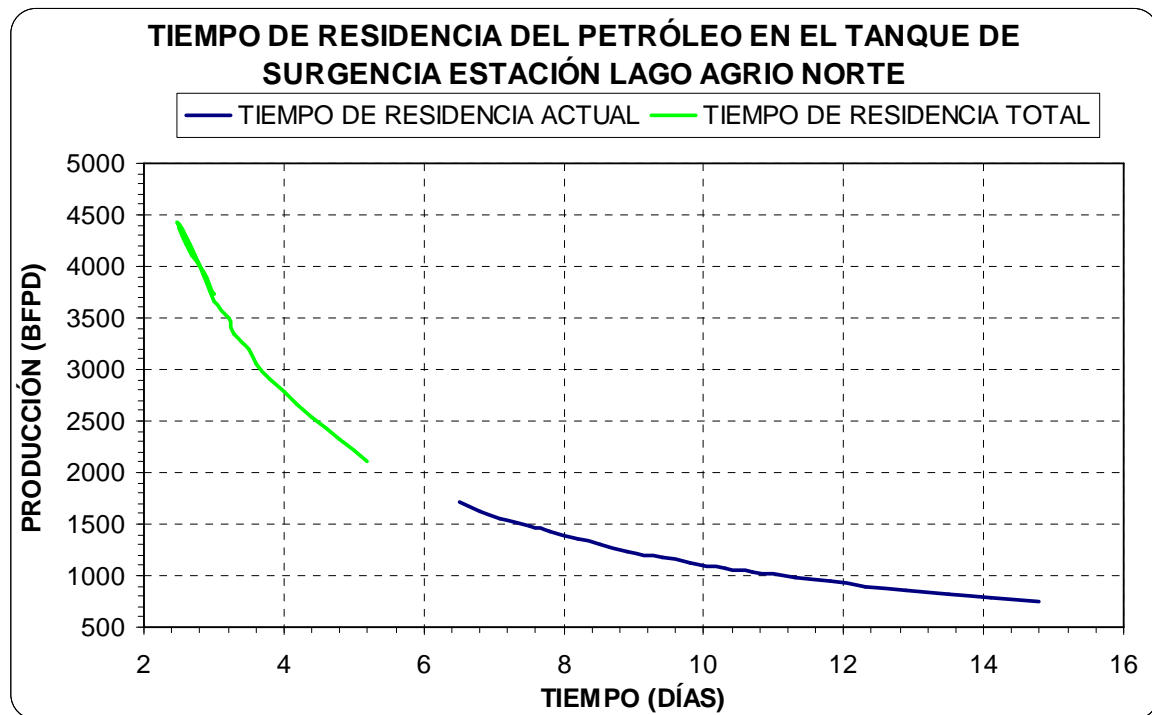
$$\text{Tiempo de Evacuación} = \frac{10071 \text{ BLS}}{420 \text{ BLS/h}} = 24 \text{ horas} \approx 1 \text{ día}$$

TABLA 4.20 TIEMPOS DE ALMACENAMIENTO PARA LA PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN

PRODUCCIÓN DIARIA ESPERADA EN LA ESTACIÓN LAGO AGRIO NORTE																			
AÑOS	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Producción Total de Petróleo Actual (Bls)	1706	1630	1557	1487	1420	1357	1296	1238	1183	1130	1079	1031	985	941	898	858	820	783	748
Producción Nuevos Pozos Petróleo (Bls)	0	2100	2846	2719	2597	2481	2370	2263	2162	2065	1973	1885	1800	1720	1643	1569	1499	1432	1368
Producción Petróleo Total (Bls)	1706	3730	4403	4206	4017	3837	3666	3502	3345	3195	3052	2915	2785	2660	2541	2427	2319	2215	2116
Tiempo de Almacenamiento Actual (días)	6.5	6.8	7.1	7.5	7.8	8.2	8.5	8.9	9.4	9.8	10.3	10.7	11.3	11.8	12.3	12.9	13.5	14.1	14.8
Tiempo de Almacenamiento Total (días)	6.5	3	2.5	2.6	2.8	2.9	3	3.2	3.3	3.5	3.6	3.8	4	4.2	4.4	4.6	4.8	5	5.2

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
 FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

**GRÁFICA 4.9 TIEMPOS DE RESIDENCIA EN EL TANQUE DE SURGENCIA
VERSUS LA PRODUCCIÓN ESPERADA ESTACIÓN CENTRAL**



ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN
DATOS: OBTENIDOS S EN LA TABLA 4.20

Realizando un análisis del tiempo de evacuación que es de 1 día, podemos asegurar la operación de producción y la seguridad en el proceso, ya que el tanque se llenaría en dos días y medio.

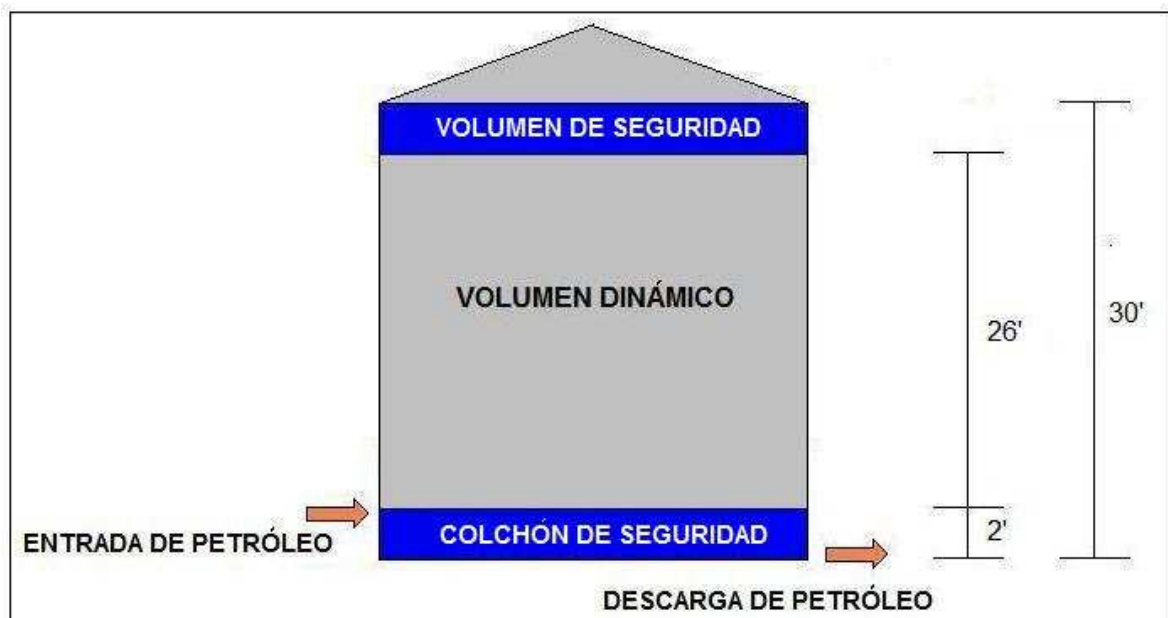
Ahora el análisis para la Estación Central, los tiempos son mayores aún ya que como se cito antes no existe incremento en la producción y siendo un Campo antiguo la producción ira disminuyendo, así la capacidad de almacenamiento es más que suficiente.

TABLA 4.21 PARÁMETROS BÁSICOS PARA LA COMPROBACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL TANQUE DE SURGENCIAS DE LA ESTACIÓN CENTRAL.

PARÁMETROS A CONSIDERAR	
Altura del Tanque	30 pies
Diámetro del Tanque	60 pies
Altura Colchón de Agua de Seguridad	2 pies
Altura Volúmen Dinámico	28 pies

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN – ESTACIÓN LAGO AGRIO CENTRAL

FIGURA 4.3 TANQUE DE SURGENCIAS ESTACIÓN LAGO AGRIO CENTRAL



ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Con los datos anteriores realizamos el cálculo del volumen dinámico del tanque:

$$Volumen\ Dinámico = \frac{\pi \times (60)^2}{4} \times 28 = 79168.13\ pies^3$$

$$Volumen\ Dinámico = 14099.4\ BLS$$

Con lo cual determinamos el tiempo de residencia

$$\textit{Tiempo de Residencia} = \frac{14099.4 \text{ BLS}}{2061 \text{ BFPD}} = 7 \text{ Días} = 164.2 \text{ Horas}$$

Finalmente el tiempo de evacuación:

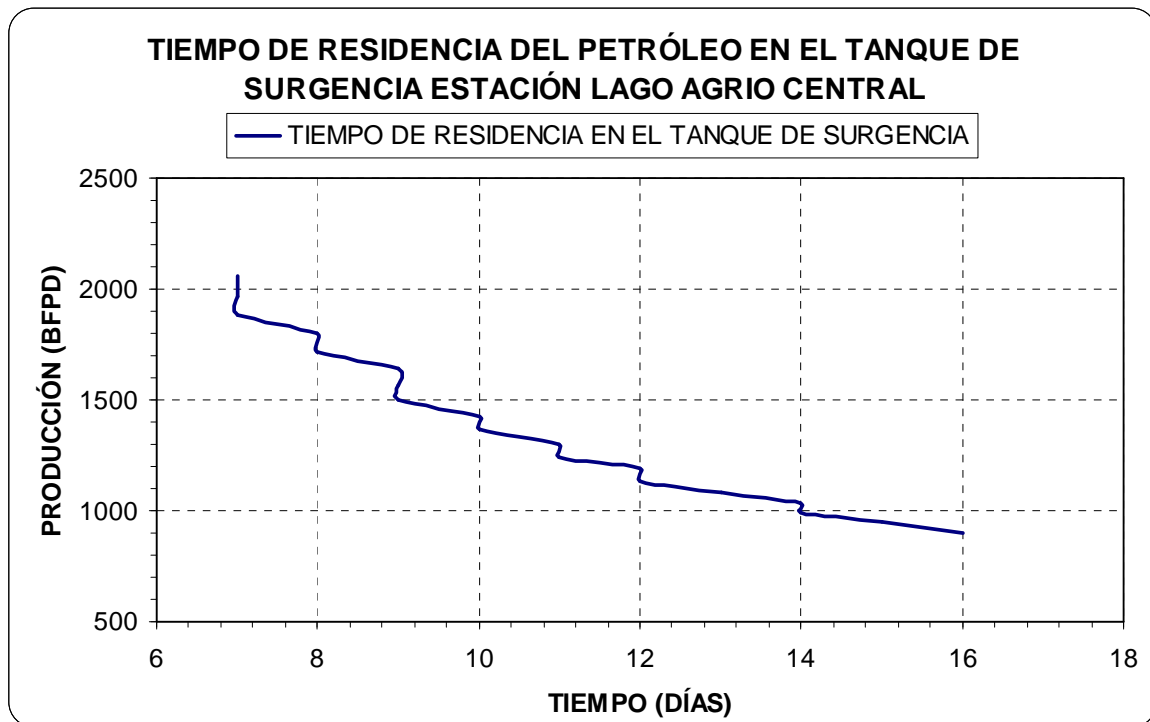
$$\textit{Tiempo de Evacuación} = \frac{14099.4 \text{ Bls}}{420 \text{ Bls/h}} = 33.6 \text{ horas} \approx 1.4 \text{ días}$$

TABLA 4.22 TIEMPOS DE ALMACENAMIENTO PARA LA PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN

PRODUCCIÓN DIARIA ESPERADA EN LA ESTACIÓN LAGO AGRIO CENTRAL																			
AÑOS	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Producción Total de Petróleo Actual (Bls)	2061	1969	1881	1796	1716	1639	1566	1496	1429	1365	1304	1245	1190	1136	1085	1037	990	946	904
Tiempo de Almacenamiento Actual (días)	7	7	7	8	8	9	9	9	10	10	11	11	12	12	13	14	14	15	16

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
 FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

**GRÁFICA 4.10 TIEMPOS DE RESIDENCIA EN EL TANQUE DE SURGENCIA
VERSUS LA PRODUCCIÓN ESPERADA ESTACIÓN LAGO CENTRAL**



ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN
DATOS: OBTENIDOS DE LA TABLA 4.22

Se observa la misma característica citada anteriormente, un alto tiempo de retención prácticamente un promedio de 11 días siendo el tiempo de llenado del tanque 7 días y el de evacuación aproximadamente un día y medio, se confirma la capacidad operativa del equipo.

4.3 FACILIDADES DE REINYECCIÓN DE AGUA

4.3.4 CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE FORMACIÓN

Es importante conocer las características del agua de formación, ya que esto nos permitirá conocer los problemas que pueden presentarse debido a los cambios de presión y temperatura a la que es sometida debido a su extracción a superficie.

Uno de los problemas es la separación de sólidos que se hallaban disueltos en el agua debido a la disminución de presión y temperatura, además de los que se adhieren al atravesar la formación. Esto puede ocasionar incrustaciones en las líneas de producción y en los equipos. También existe el desgaste metálico (corrosión) ocasionado por la alta salinidad del agua. La corrosión origina compuestos de hierro como óxidos y carbonatos, además del sulfuro de hierro de origen biogénico, causado por una corrosión microbiana debido a la acción de bacterias sulfato reductoras. Estos problemas tienen grandes implicaciones en el proceso productivo, así el conocimiento de las principales características del agua es esencial.

4.3.4.1 Sólidos suspendidos

Es uno de los principales parámetros usados para evaluar la agresividad de las aguas residuales domésticas y para determinar la eficiencia de las unidades de tratamiento ya que el objetivo de las mismas es la retención de este material por medio de los procesos de floculación biológica y química. Se expresa en mg/l.

4.3.4.2 Conductividad

La conductividad eléctrica es una propiedad que indica la habilidad de una solución acuosa para conducir la corriente eléctrica. Esta habilidad depende de la presencia de iones, soluciones en las sales y bases inorgánicas, que son relativamente buenos conductores. Inversamente, las moléculas de los compuestos orgánicos que no se disocian en las soluciones acuosas no conducen la corriente. La conductividad establece el grado de mineralización y estima el efecto de la concentración total de iones en equilibrio químico y la cantidad total de sólidos disueltos en una muestra, la conductividad se expresa en ohms-cm.

4.3.4.3 Turbidez

La turbidez en el agua es causada por la materia sólida formada en su mayor parte por sólidos suspendidos y materia coloidal, tales como arcillas, materia orgánica e inorgánica finamente dividida, planton y otros organismos microscópicos. Uno de los métodos analíticos empleado para medición de turbidez es el de interferencia luminosa, llamado nefelométrico, en cuyo caso la unidad de turbidez se denomina NTU.

4.3.4.4 Dureza

La dureza es un término heredado del pasado que se utilizaba para calificar a aquellas aguas que generalmente requieren cantidades considerables de jabón para producir espuma. La dureza es causada por los cationes divalentes metálicos que son capaces de reaccionar con el jabón para formar precipitados y con ciertos aniones presentes en el agua para formar costras. La dureza es la solución en agua tanto de calcio como de magnesio en forma de cationes, independientemente de la naturaleza de los aniones presentes; generalmente se ha expresado en función del carbonato de calcio, CaCO_3 .

4.3.4.5 Alcalinidad

Se la define como la cantidad de iones en el agua que reaccionarán para neutralizar a los iones hidrógeno; también puede ser definida como una medida de la capacidad del agua para neutralizar ácidos o la capacidad del agua para aceptar protones. Los bicarbonatos representan la forma o especie química principal de la alcalinidad ya que ellos se forman en cantidades considerables a partir de la acción del dióxido de carbono sobre el calcio y magnesio de un mineral común para producir la dureza y alcalinidad subterránea

4.3.4.6 Oxígeno disuelto

Cuando se trata de sistemas de tratamiento cerrados, es importante cuantificar el contenido de oxígeno que se encuentra disuelto en el agua y que puede ser utilizado para reacciones de oxidación de sales disueltas formando precipitados que alteran la calidad del agua. Se expresa en ppm o ppb.

4.3.4.7 Bacterias sulfatoreductoras

Las bacterias pueden contribuir a la corrosión y taponamiento de líneas ya que son capaces de:

- Generar sulfuro de hidrógeno, incrementando así la corrosividad del agua.
- Producen ácidos orgánicos que inician o aceleran la corrosión sobre la superficie del metal debajo del asentamiento de las colonias.
- Producen enzimas que pueden incrementar la velocidad de corrosión por participación directa en los procesos de corrosión electroquímica.
- Oxidan el hierro soluble en el agua, causando precipitados y formación de depósitos que aceleran la corrosión a través de la formación de celdas de concentración.
- El taponamiento resulta de la actividad bacteriana debido a la formación de biomasa, la generación de productos de corrosión tales como el sulfuro de hierro o la precipitación del hierro soluble en el agua.

4.3.4.8 Escalas minerales

Las escalas minerales mas frecuentemente encontradas en operaciones de producción de gas y petróleo son: Sulfato de calcio, sulfato de estroncio carbonato de calcio y sulfato de bario.

Los cálculos de solubilidad o índices de escala pueden usarse para predecir la formación de cierto tipo de escalas. Los valores obtenidos de estos procedimientos de cálculo deben ser tomados como una guía que indica la tendencia a la formación de escala. Los cálculos de solubilidad son una herramienta de enorme valor, sin embargo su valor absoluto será ampliamente influenciado por la experiencia y juicio del personal que lo use.

TABLA 4.23 CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE FORMACIÓN

PARÁMETROS	UNIDADES	Lago Central	Lago Norte
Temperatura	° C	31	33
Ph	-	6.2	7.003
Hierro	ppm	21.65	4.7
Turbidez	NTU	61	78
Alcalinidad Total	Ppm CaCO ₃	700	1400
Alcalinidad Biocarbonatos	Ppm HCO ₃ ⁻	854	1708
Dureza Total	Ppm CaCO ₃	2900	5000
Dureza Cálcica	Ppm CaCO ₃	2100	4000
Dureza Magnésica	Ppm CaCO ₃	800	1000
Calcio	Ca ⁺⁺	840	1600
Magnésio	Mg ⁺⁺	192	240
Conductividad	µmhos	1100	2600
Cloruros	ppm Cl ⁻	6650	13600
Sulfatos	Ppm SO ₄ ⁼	1000	2
Sólidos Suspendidos Totales	ppm	128	92
Sólidos Disueltos Totales	ppm	737	2010
Aceite Residual	ppm	7.08	55.76

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Referencia tomada del Departamento de reinyección de agua de formación.

4.3.5 EQUIPOS INSTALADOS EN EL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA DEL CAMPO LAGO AGRIO.

Como ya se mencionó anteriormente el sistema de reinyección de agua en el Campo Lago agrio se encuentra en la estación de Producción Lago Agrio Norte, en la estación Lago Agrio Central se cuenta con las bombas que envían el agua a la estación Lago Agrio Norte. En la tabla siguiente se presentan los equipos instalados para el sistema de reinyección de agua de formación del Campo.

TABLA 4.24 TANQUES INSTALADOS PARA LA REINYECCION DE AGUA

ESTACIÓN NORTE	Capacidad
Tanque	1250 Bls

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 4.25 BOMBAS DE QUÍMICOS INSTALADAS PARA LA REINYECCION DE AGUA

ESTACIÓN CENTRAL	Cantidad	Potencia
Bomba TEXAS HOUSTON, Motor Modelo 1121007410	2	¼ Hp
ESTACIÓN NORTE		
Bomba TEXAS HOUSTON, Motor Modelo 1121007410	2	¼ Hp

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

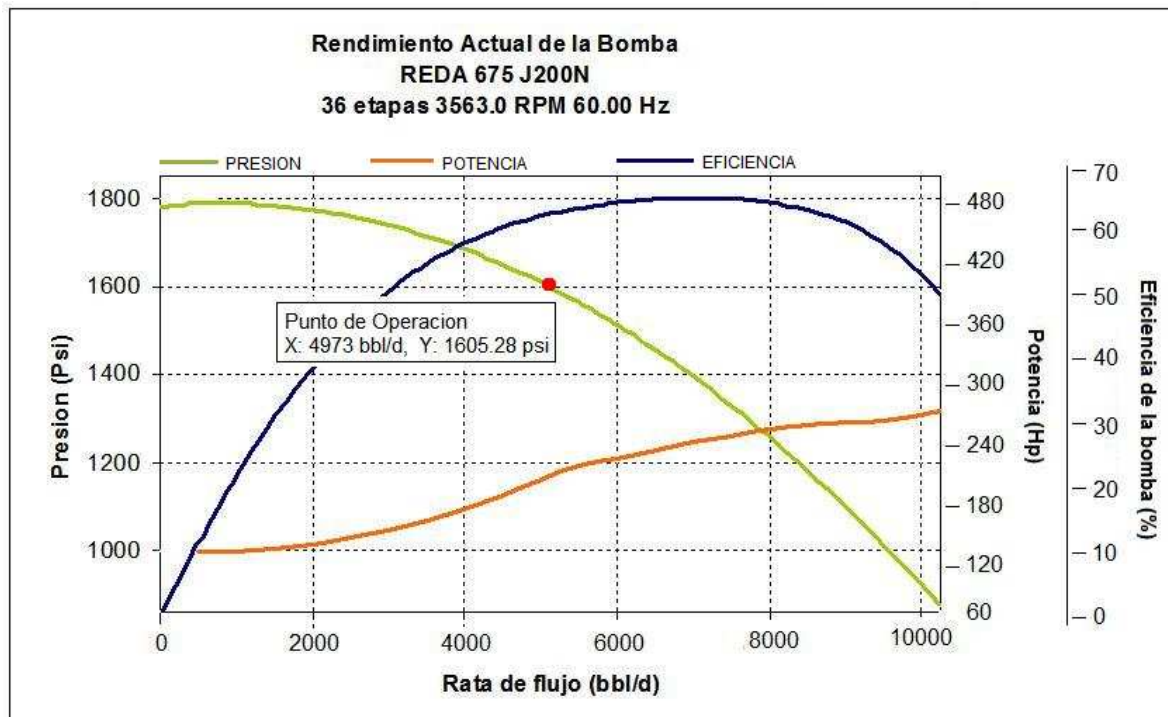
TABLA 4.26 FUNCIONAMIENTO ACTUAL DE LAS BOMBAS DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA EN LA ESTACIÓN LAGO AGRIO NORTE.

	Caudal BPD	Presión de Descarga (PSI)	Presión de Succión (PSI)
REDA 540 GN3200	3162	950	48
REDA 675 J200N	6500	1650	40

ELABORADO POR: HOLGUÍN JOSÉ LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

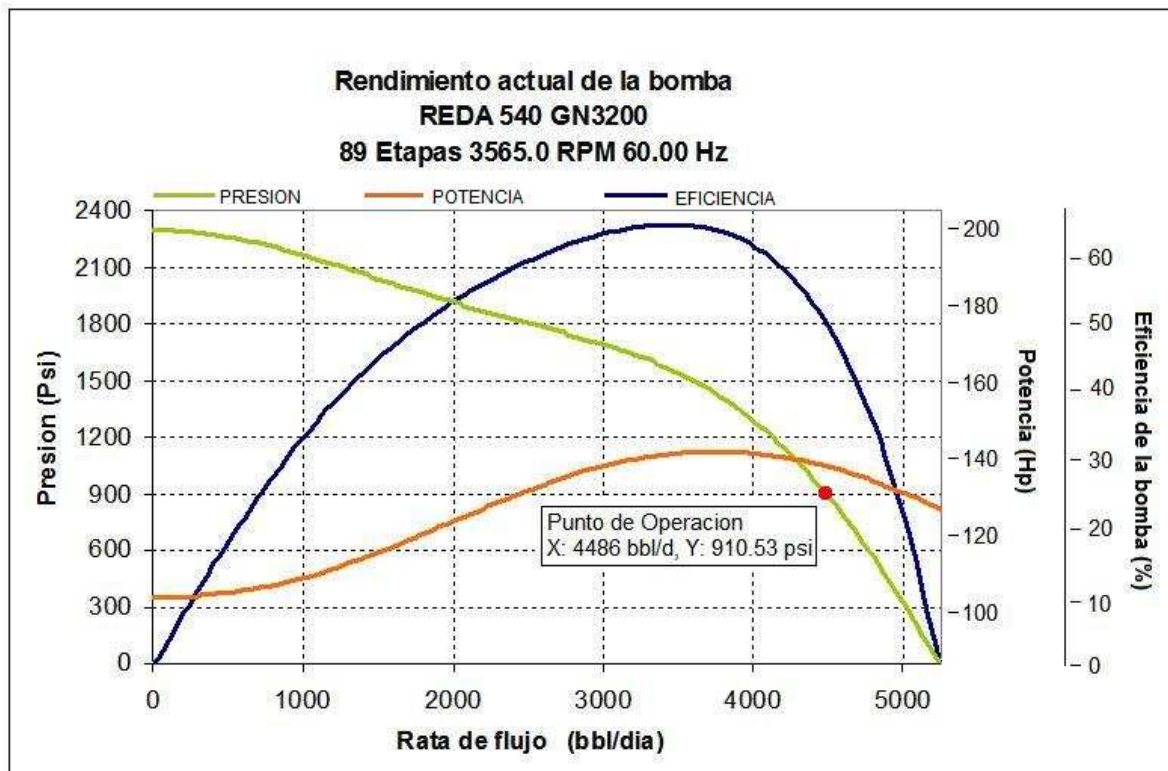
Las bombas se encuentran operando bajo las condiciones descritas en las gráficas 4.11 y 4.12:

GRÁFICA 4.11 CURVA DE FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA REDA 675 J200N



ELABORADO POR: HOLGUIN JOSE LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCION

GRÁFICA 4.12 CURVA DE FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA REDA 540 GN3200



ELABORADO POR: HOLGUIN JOSE LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCION

A la fecha en que fueron tomadas las condiciones de funcionamiento descritas en las gráficas se puede ver que esta bomba se encuentra fuera del rango del funcionamiento.

La producción actual de agua es de 1783 BAPD y como se puede ver en las gráficas de rendimiento las bombas pueden manejar esta producción sin ningún problema, posteriormente se analizará la capacidad de las bombas frente al incremento de producción de agua.

4.4 PRUEBA DE INYECTIVIDAD

Para complementar el estudio del sistema de re-inyección se presenta una prueba de inyectividad realizada al pozo re-inyector LAG – 16B. Con lo cual determinaremos La capacidad de la formación para manejar el incremento en la producción de agua, por el implemento de nuevos pozos y por el aumento del agua en el campo.

TABLA 4.27 PRUEBA DE INYECTIVIDAD CON RATAS MÚLTIPLES PARA LA FORMACIÓN TIYUYACU

BPM	BFD	Piny.	Bls. Bomb.	Pcs	Hrs
2	2880	1200	80	700	1
5.1	7344	1200	600	700	2
8	11520	1850	960	700	2
10	14400	2000	600	700	1

Con esto se puede determinar que la máxima capacidad de admisión es 14400 BPD, sin superar la tasa de 10.0 BPM debido a la fricción excesiva en la tubería.

4.5 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN FRENTE AL INCREMENTO EN LA PRODUCCIÓN DE AGUA POR LA PERFORACIÓN DE NUEVOS POZOS.

La perforación de nuevos pozos incrementará la producción de agua como se lo presentó anteriormente (Tabla 4.4). En la cual podemos ver que la producción al año 2025 que es hasta donde está establecido nuestro estudio representa un incremento del 52% de la producción actual de agua con un valor de 2722 BAPD.

Este valor está calculado en base al corte de agua que tendrá la perforación de nuevos. Sin embargo podemos darnos cuenta que el incremento no supera la capacidad de las bombas así que se puede concluir que no es necesario el aumento en la capacidad de bombeo actual de agua.

CAPÍTULO 5

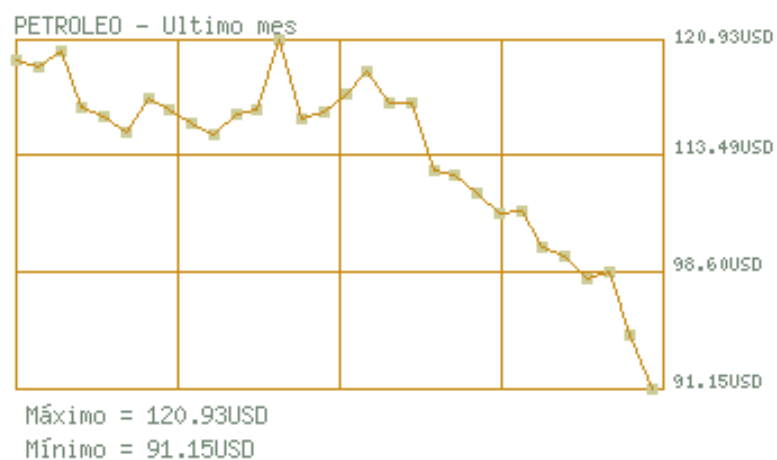
ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROYECTO.

5.1 JUSTIFICACIÓN

Para que un proyecto pueda llevarse a cabo necesita cumplir con requerimientos técnicos, económicos y ambientales que permitirán la implementación del mismo. El análisis técnico del proyecto ya fue realizado en los Capítulos 3 y 4, y nos permitió sacar conclusiones parciales relacionadas al proyecto las cuales son presentadas en el Capítulo 4. Con los datos presentados anteriormente; en este capítulo se detallan las conclusiones definitivas.

Dentro de la industria hidrocarburífera es importante realizar un estudio económico ya que se conoce la importancia de este producto dentro de la economía nacional y mundial, sobretodo en la actualidad donde se ha alcanzado precios del petróleo variables, lo cual es un precedente para pensar en la inversión o como optimizar de mejor manera el uso de este parámetro.

GRÁFICA 5.1 COMPORTAMIENTO DEL PRECIO DEL PETRÓLEO MES DE MAYO



ELABORADO POR: HOLGUIN JOSE LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCION

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

A parte de las consideraciones realizadas del valor del crudo también se debe considerar además de los costos operativos, la inversión que se realizará por los nuevos pozos a perforarse. El valor del barril que se utiliza en este análisis es el de US\$ 91.15 por Barril (precio del barril estimado para desarrollar el proyecto en Petroproducción; tomado del Informe económico PRUNLA).

5.2 CRITERIOS DE EVALUACIÓN DEL PROYECTO

Los parámetros tomados en cuenta para el análisis financiero del proyecto son:

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)

Antes de poder utilizar estas herramientas debemos determinar los datos que servirán de referencia para la aplicación de estos métodos. Lo que permitirá realizar el análisis es la comparación entre las inversiones, los costos y los ingresos.

5.3 INVERSIONES

Toda empresa tiene un monto para invertir de acuerdo a la economía actual de la empresa, sus ganancias anteriores y las predicciones futuras. Siendo una empresa Estatal depende de la economía del País y de cuanto éste invierta en el sector hidrocarburífero.

Petroecuador ha decidido implementar dentro del campo Lago Agrio 7 nuevos pozos, lo cual implica gastos de perforación, instalaciones de superficie, bombas, etc. Por lo que el presupuesto estimado de inversiones asciende a US \$125'883,409. Todo este gasto esta financiado por Petroecuador.

5.4 INGRESOS

5.4.1 INCREMENTO DE PRODUCCIÓN

El principal factor de incremento de la producción para nuestro caso, es la implementación de nuevos pozos. Como ya se mencionó antes 5 pozos serán perforados durante el 2008, y dos más serán perforados durante el 2009.

Según el análisis realizado en el Capítulo 4, Tablas 4.1 y 4.2 la producción promedia esperada de cada pozo es de aproximadamente de 540 BFPD.

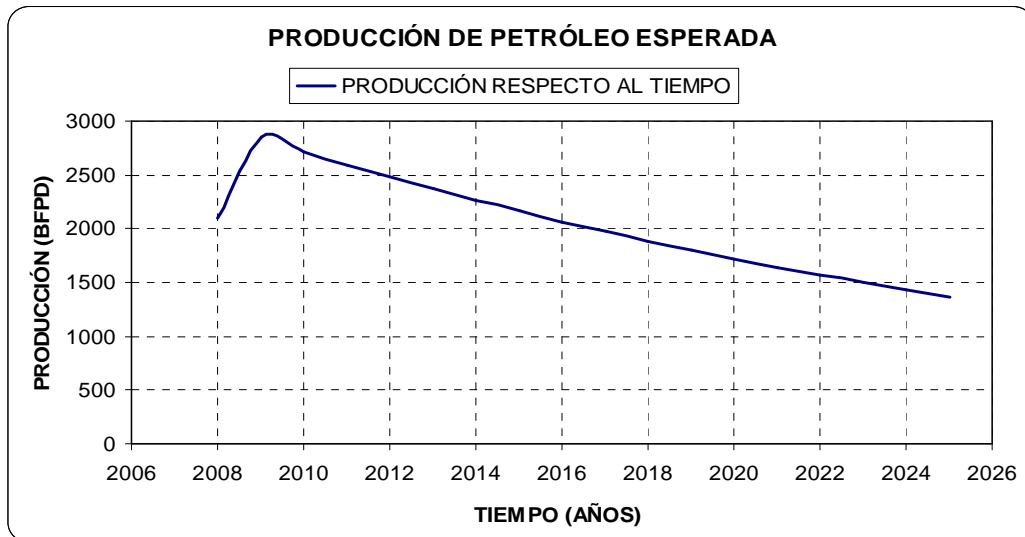
Así también, el BSW promedio de 22.22%, obteniendo una producción de petróleo de 420 BPPD.

TABLA 5.1 PRODUCCIÓN ESPERADA DE LOS NUEVOS POZOS

AÑOS	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PETRÓLEO																			
Producción Esperada (5 Pozos)	0	2100	2006	1916	1830	1748	1670	1595	1524	1456	1391	1328	1269	1212	1158	1106	1056	1009	964
Producción Esperada (2 Pozos)	0	0	840	802	766	732	699	668	638	610	582	556	531	508	485	463	442	423	404
Producción Total Nuevos Pozos	0	2100	2846	2719	2597	2481	2370	2263	2162	2065	1973	1885	1800	1720	1643	1569	1499	1432	1368

ELABORADO POR: HOLGUIN JOSE LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
 FUENTE: PETROPRODUCCION

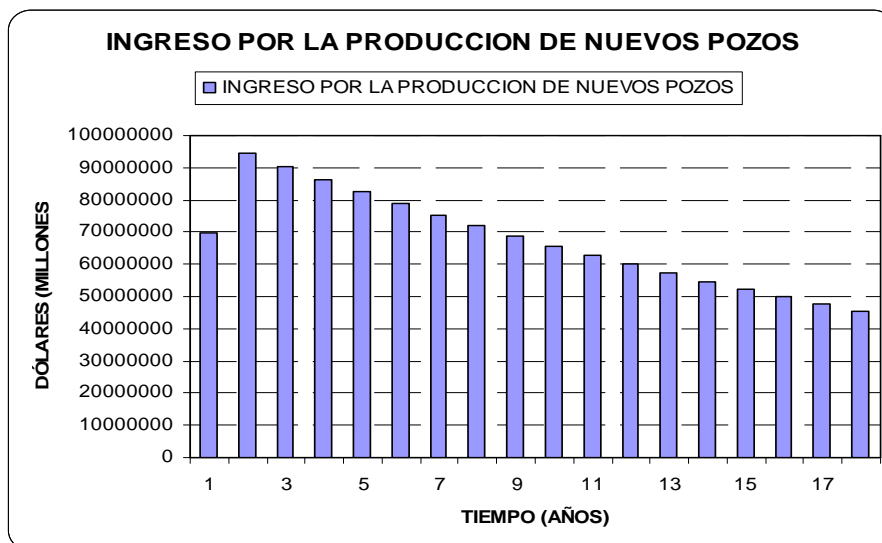
GRAFICA 5.2 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE LOS NUEVOS POZOS



ELABORADO POR: HOLGUIN JOSE LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
 FUENTE: PETROPRODUCCION

Tomando en cuenta la producción esperada de petróleo se realizará el análisis de los ingresos que se obtendrán con la producción de los nuevos pozos al precio base del barril de petróleo de US\$ 91.14. Con lo cual se obtendrán los ingresos y la posible inversión.

GRÁFICA 5.3 PROYECCIÓN DE INGRESOS



ELABORADO POR: HOLGUIN JOSE LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
 FUENTE: PETROPRODUCCION

5.5 EGRESOS

En general en los egresos se considera los costos operativos, los cuales pueden ser los costos de personal, de servicios, suministros, reparaciones, impuestos, etc. Los costos operativos estimados por Petroproducción son de US \$ 55'016,220.

El costo operativo promedio para el año 2008 es de 9.33 US \$/BI

5.6 EVALUACIÓN DEL PROYECTO

La factibilidad del proyecto se evaluará a través de las 4 herramientas financieras antes citadas.

5.6.1 VAN (VALOR ACTUAL NETO)

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.

Para la evaluación de este proyecto vamos a ocupar el método del mínimo común múltiplo, el cual consiste en determinar los VAN acumulados de cada alternativa, simulando la renovación a la idéntica en un periodo igual al mínimo común múltiplo de los periodos de vida útil de todas las alternativas factibles, es decir aquellos cuyo VAN inicial sea positivo y se escoge el proyecto que tenga el VAN acumulado máximo.

$$VAN = \sum_{K=0}^n \frac{Fnck}{(1+i)^k} \quad (5.1)$$

Donde:

Fnck = Flujo Neta de Caja del año k

i = Tasa de Actualización de la Empresa (i=12%)

5.6.2 TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)

Es la tasa de actualización que iguala el flujo de fondos con la inversión inicial. En otras palabras, la TIR es la tasa de actualización por la cual el VAN es igual a cero, lo cual indicaría el nivel mínimo de rentabilidad. El TIR ayuda a medir en términos relativos la rentabilidad de una inversión.

Para ello se emplea la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{K=0}^n \frac{Fnck}{(1+TIR)^k} = 0 \quad (5.2)$$

Criterio de Aceptación:

TIR > Tasa de Actualización; El proyecto es factible.

TIR < Tasa de Actualización; El proyecto no es factible.

El precio base que se ha tomado para efectuar esta evaluación del proyecto es de 91.15 USD.

Los resultados obtenidos de Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR) permitirá determinar si la aplicación del proyecto es rentable o no.

5.6.3 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:

$$RCB = \frac{\text{Ingresos (Actualización)}}{\text{Costos (actualizados) + Inversión}} \quad (5.3)$$

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).

5.6.4 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)

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:

$$SFNC = \sum_{n=0}^{PRI} FNK_n = 0 \quad (5.4)$$

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 período buscado.

TABLA 5.2 RESULTADOS DE LA EVOLUCIÓN

VAN	247'495,218
TIR	32.36 %
PRI	903 días (2.5 años)
RCB	1.45

ELABORADO POR: HOLGUIN JOSE LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCION

5.7 EVALUACIÓN DE RESULTADOS

5.7.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

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

Ejemplo de Cálculo

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

Cálculo del VAN para el primer período:

$$VAN (\text{Primer Período}) = \frac{-63168379}{(1+0.12)^1} = -56400338$$

TABLA 5.3 VALOR ACTUAL NETO

AÑOS	VALOR ACTUAL
2007	-125883409
2008	-56400338
2009	67756280
2010	57788423.1
2011	49286971.6
2012	42036197.5
2013	35852109.5
2014	30577783.7
2015	26079381.9
2016	22242755.3
2017	18970547.9
2018	16179726.1
2019	13799471.5
2020	11769384.3
2021	10037950.2
2022	8561233.15
2023	7301761.02
2024	6227574.11
2025	5311414.5
VAN	247495218

ELABORADO POR: HOLGUIN JOSE LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCION

5.7.2 TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)

En la Tabla 5.2 podemos encontrar el valor del TIR obtenido por la extrapolación de de tasas de interés, el valor obtenido es de 33.36%. A continuación presentamos la tabla con la que el TIR lleva los valores actualizados, más la inversión a cero.

TABLA 5.4 APLICACIÓN DEL TIR

AÑOS	VALOR ACTUAL
2007	-125883409
2008	-47722672
2009	48510487.4
2010	35008215.3
2011	25264127.4
2012	18232181.5
2013	13157487.5

Continúa en la Página 117

Viene de la página 116

2014	9495269.59
2015	6852383.05
2016	4945110.09
2017	3568702.1
2018	2575399.63
2019	1858570.17
2020	1341260.99
2021	967938.191
2022	698525.007
2023	504099.528
2024	363789.888
2025	262533.637
Flujo Caja	125883409
VAN	0

ELABORADO POR: HOLGUIN JOSE LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCION

5.7.3 RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB)

Esto ayudará a determinar, si el valor de ingreso es mayor al de egresos

$$RCB = \frac{541167785.6}{247495218 + 125883409} = 1.45$$

Se constata que la RCB > 1 por lo que el proyecto en relación egresos – ingresos es factible.

5.7.4 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

Es importante conocer el tiempo de recuperación de la inversión para establecer cuan interesante nos es el proyecto.

$$PRI = T_1 + \frac{SFNC1 \times (T_1 + T_2)}{SFNC1 + SFNC2} \quad (5.5)$$

$$PRI = 0 + \frac{125883409 \times (0 + 4)}{125883409 + 77554004} = 903.4 \text{ días} = 2.5 \text{ años}$$

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- Examinando las instalaciones de las estaciones de producción Central y Norte del Campo Lago Agrio y observando el estado de sus dispositivos de separación y re-inyección, pudimos constatar que son equipos discontinuados de más de 30 años, diseñados para caudales mayores, señalados en el historial de producción de las tablas 1.1 hasta 1.3 . Se realizó un análisis de la capacidad de separación fluido – gas, de los separadores y tanques de lavado, tomando en cuenta la capacidad actual de producción ya que ésta se incrementará debido a la perforación de nuevos pozos. Y se llegó a la conclusión que los separadores, tanques de lavado, bombas son capaces de manejar el aumento de la producción, lo que puede ser verificado en el capítulo 4 y 5.
- Del análisis de los separadores de prueba de las dos estaciones de 1000 bls de capacidad, concluimos que están en toda la capacidad de manejar la producción actual de cada pozo ya existente y la de los nuevos pozos, ya que la producción relativa media de 420 BPPD.
- Referente a los dos separadores de producción de la Estación Norte que es de 10000 bls cada uno, sabiendo que uno de ellos se encuentra fuera de funcionamiento, el que se halla en operación es capaz de mantener la producción del campo incluido la producción incremental, que llegaría a un máximo de 6193 BFPD luego de lo cual la producción decrece como se ve en la Tabla 4.2 En cuanto a la Estación Central posee un separador de 15000 bls, que también tiene la capacidad de manejar la producción actual de

2009 BFPD.

- Como conclusión general en lo referente a separadores podemos ver que fueron diseñados para caudales superiores al inicio de la producción del campo, producciones que llegaban a ser 4 veces la producción actual.
- La producción de gas no representará un problema para ninguno de los separadores de las dos estaciones ya que es muy baja y tiende a ir decreciendo. El gas producido se quema en su mayoría el resto es usado para los calentadores. El gas ya no puede ser utilizado para la generación ya que no existe la suficiente producción.
- En cuanto a los tanques de lavado, los tiempos de residencia llegan hasta 4 días en la Estación Norte y hasta 7 días en la Estación Central lo que refleja la disminución considerable en la producción del campo, así la capacidad de manejo de los tanques esta asegurada aún con la implementación de los nuevos pozos.
- El campo Lago Agrio tiene un coeficiente de aumento de agua muy bajo (0.21%), además la producción de los nuevos pozos llegará a ser de un promedio de 870 BAPD lo cual no representa dificultad para las bombas que se hallan trabajando por debajo de su capacidad.
- Debido al incremento en la baja producción del campo, la recuperación de la inversión es prolongado casi de 2.5 años, aunque con los demás indicadores financieros concluimos que el proyecto de implementación de nuevos pozos es completamente viable.

6.2 RECOMENDACIONES

- Aunque los equipos de separación y re-inyección de agua de la Estación Norte y Central del Campo Lago Agrio son capaces de manejar las producciones actuales y los incrementos de producción, su estado ya no es el adecuado puesto que muchos de ellos ya han pasado su vida útil. Esto representa un riesgo para el personal de trabajo y para la producción del campo.
- Además se debe buscar la implementación de sistemas de control a distancia (sistema SCADA) lo que asegurará la integridad del personal de trabajo y optimizará la producción.
- Debido a la baja producción la separación agua-petróleo es realizada en el tanque de lavado y no en los separadores. Lo cual disminuye el rendimiento operativo tanto de los separadores como de los tanques. Por lo que se recomienda implementar FWKO para optimizar el proceso y la utilidad de los equipos.
- El sistema de re-inyección debe ser mejorado ya que a pesar de contar con las condiciones necesarias para el manejo de la producción actual, no existe un verdadero proceso de tratamiento del agua a ser re-inyectada, esto abarataría los costos de químicos y mantenimiento de bombas y líneas.
- Se debería realizar una redistribución en las estaciones ya que existen equipos que ya están en desuso, o ya no funcionan esto optimizaría espacios y ayudaría a implementar nuevas tecnologías y equipos más eficientes

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^3t^{-1}
BFPD	Barriles de fluido por día	L^3t^{-1}
BPPD	Barriles de petróleo por día	L^3t^{-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^2Mt^{-3}
Hz	Hertzio	t^{-1}
L	Litro	L^3
ml	Mililitro	L^3

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
mg	Miligramo	M
PPF	Flujo natural	-
PPH	Bombeo hidráulico	-
PPS	Bombeo eléctrico	-
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 ³ t ⁻¹
GOR	Relación Gas - Petróleo	-
PSI	Libra por pulgada cuadrada	ML^{-2}

ANEXOS

ANEXO 1

ANEXO 1.1

PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO LAGO AGRIO

ANEX 1.2

PRODUCCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO

TABLA A 1.1.1 PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO LAGO AGRIO 1983 – 1985

POZOS	1983			1984			1985		
	PETRÓLEO	AGUA	GAS	PETRÓLEO	AGUA	GAS	PETRÓLEO	AGUA	GAS
LAG 1	343685	608122	240871.6	261742	584986	190000.0	179442	678167	141761.5
LAG 2	269018	28818	123639.3	264301	79569	146188.1	239833	84453	53064.0
LAG 3	105157	44934	31730.0	133109	70001	16000.0	91757	78165	5986.0
LAG 4	0	0	0.0	49462	145350	28034.0	38685	147737	27773.0
LAG 6	112070	328225	43900.5	178074	511354	32000.0	57285	187901	22320.0
LAG 8	0	0	0.0	86271	54689	0.0	11375	2252	0.0
LAG 9A	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 9B	156905	1922	22296	121827	9243	17775.5	63055	10131	41280.0
LAG 10	0	0	0.0	111387	1537	75000.0	130782	305394	73029.0
LAG 11A	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 11B	210976	599264	158259.9	187124	585862	120000.0	381691	3027	74429.9
LAG 12	191106	429149	140530.0	220687	728247	16250.0	247835	973261	171632.0
LAG 13	214962	77602	28804	84000	43540	32500.0	97682	42956	38088.2
LAG 14	72094	52370	26987.0	76768	66521	1245.0	47010	87172	24052.3
LAG 15	45363	32021	14905.0	99760	58912	22500.0	71089	33311	30814.6
LAG 16B	0	0	0.0	0	0	0.0	91421	21155	16757.8
LAG 17	37908	144244	33280.6	51244	57908	7500.0	18227	42063	1641.0
LAG 18	478190	1166672	219285.4	210509	759673	225000.0	213879	1011289	250000.0
LAG 20	0	0	0.0	28125	3573	49890.8	41904	15104	0.0
LAG 21	42640	38775	21936.5	96697	33153	30000.0	131210	31008	38285.8
LAG 22	106401	177437	30686.9	64599	126160	34620.0	85883	12292	27200.9
LAG 23	114387	273528	116944.5	152952	375304	116946.0	151047	353175	36485.9
LAG 24	203793	587847	130219.3	188733	675576	130000.0	164784	635760	132330.8
LAG 25	137888	2716	45890.6	46038	5533	22859.2	0	0	0.0
LAG 26	230897	95763	51960.7	293803	129693	37595.0	554597	153495	73262.9
LAG 27	271378	26062	43292.7	162613	39378	21105.0	87590	52745	44730.2
LAG 28	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 29	89436	50763	42940.0	104501	53658	39310.5	103149	58682.9	58308.8
LAG 30	244907	21039	82325.4	250481	39379	95958.5	165741	46047	51436.0
LAG 31	90498	56283	35605.6	85065	156191	28000.0	64185	91022	24223.8
LAG 32	203834	2294	53489.5	260421	2243	53500.0	263703	2578	53679.3
LAG 33	448124	2080	103427.1	494971	2499	131838.0	466217	2245	58333.9
LAG 34	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 35	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 36	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 37	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 38	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 39	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 41	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
TOTAL	4421617	4847930	1843207.9	4365264	5399732	1721615.6	4261058	5162587.9	1570907.5

TABLA A 1.1.2 PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO LAGO AGRIO 1986 – 1988

POZOS	PETRÓLEO	AGUA	GAS	PETRÓLEO	AGUA	GAS	PETRÓLEO	AGUA	GAS
LAG 1	140325	224595	132930.3	99392	5776	57250.3	195487	17323	63238.7
LAG 2	198955	84399	107466.7	189904	87425	45000.0	364325	150549	6426.3
LAG 3	69271	88839	40367.5	48311	63661	30000.0	57335	116080	18724.5
LAG 4	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 6	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 8	42235	14655	0.0	5456	744	0.0	0	0	0.0
LAG 9A	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 9B	3658	589	3511.5	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 10	48022	164442	89791.3	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 11A	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 11B	217130	3387	61595.1	145101	1792	27293.1	236077	2944	37500.0
LAG 12	105239	749800	210386.7	77437	492236	15645.4	126150	1064505	12500.0
LAG 13	99141	44647	70668.2	60129	25298	13396.6	77865	40792	10013.0
LAG 14	40397	60643	34558.6	8783	3913	33750.0	80333	16649	32500.0
LAG 15	24760	6320	33914.8	30209	13595	1836.0	17568	5996	1000.0
LAG 16B	166315	63909	82034.2	71359	64091	70000.0	122631	146200	52500.0
LAG 17	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 18	124490	1012201	241940.3	92943	836733	210000.0	109843	1000945	175000.0
LAG 20	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 21	153886	28728	42918.4	106695	39005	15092.4	212190	79790	11132.5
LAG 22	88857	4361	46689.0	74330	11596	9193.4	168249	10893	25000.0
LAG 23	100320	333375	146573.1	29219	26056	180000.0	106175	158497	201115.0
LAG 24	135873	645903	186122.6	89026	506814	170000.0	90627	670922	140000.0
LAG 25	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 26	180152	93320	120017.3	0	0	0.0	104747	54553	106000.0
LAG 27	80734	42584	34043.6	49311	41643	15514.1	95078	84772	30000.0
LAG 28	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 29	102514	70224	95390.4	75251	97399	105000.0	142888	321390	110000.0
LAG 30	212038	72644	100339.9	138129	54663	25889.5	231720	99250	30000.0
LAG 31	35998	84130	43380.1	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 32	219266	5496	56950.2	140131	6793	22185.9	233642	18200	18000.0
LAG 33	550782	4104	177937.8	398738	6088	12424.8	503440	13603	25000.0
LAG 34	15748	496	0.0	170136	3010	22456.4	272707	3944	38000.0
LAG 35	0	0	0.0	0	0	0.0	122922	201286	0.0
LAG 36	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 37	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 38	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 39	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 41	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
TOTAL	3156106	3903791	2159527.4	2099990	2388331	1081927.8	3671999	4279083	1143650.0

TABLA A 1.1.3 PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO LAGO AGRIO 1989 – 1991

POZOS	1989			1990			1991		
	PETRÓLEO	AGUA	GAS	PETRÓLEO	AGUA	GAS	PETRÓLEO	AGUA	GAS
LAG 1	170845	15169	70000.0	180338	15712	78000.0	188557	14662	80482.8
LAG 2	302846	137414	20000.0	308153	201065	52000.0	371956	209880	80893.5
LAG 3	19405	45263	25000.0	78648	153629	35557.2	94022	165656	53861.8
LAG 4	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 6	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 8	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 9A	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 9B	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 10	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 11A	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 11B	226295	2464	65000.0	180198	1124	75000.0	199155	537	90110.3
LAG 12	25112	195028	12000.0	20908	2432	5685.2	53822	549	31732.8
LAG 13	11409	32399	37500.0	24036	9007	60000.0	89798	43054	82149.8
LAG 14	91331	6225	31250.0	82590	6984	30000.0	84865	13652	29131.3
LAG 15	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 16B	50354	82639	35000.0	76491	135245	16169.5	63218	146280	23677.4
LAG 17	0	0	0.0	0	0	0.0	29789	2103	22942.3
LAG 18	115903	1040686	125000.0	123260	1096392	81468.0	179611	682808	98925.0
LAG 20	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 21	213602	60165	30000.0	52943	45895	52500.0	64919	43047	66090.8
LAG 22	173172	7557	50000.0	166585	5386	75000.0	145632	7181	89895.3
LAG 23	132665	153311	175000.0	146330	171901	125000.0	121762	146354	78414.1
LAG 24	82644	723049	115000.0	82644	744826	80000.0	91877	521151	68952.4
LAG 25	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 26	125481	211203	95000.0	104372	49244	85000.0	51346	73031	74151.8
LAG 27	82780	56606	50000.0	108309	52940	70000.0	139637	81350	86876.0
LAG 28	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 29	166003	390481	115000.0	183570	367747	117000.0	169601	411753	115919.8
LAG 30	291768	138003	45000.0	249997	121025	55000.0	250469	108470	67751.6
LAG 31	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 32	133386	19836	15000.0	97076	17829	14500.0	139631	18455	14576.8
LAG 33	481357	12092	45000.0	476509	10745	75000.0	457215	7278	98233.2
LAG 34	270841	40342	55000.0	173466	57226	70000.0	257720	124575	78630.7
LAG 35	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 36	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 37	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 38	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 39	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 41	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
TOTAL	3167199	3369932	1210750.0	2916423	3266354	1252879.9	3244602	2821826	1433399.6

TABLA A 1.1.4 PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO LAGO AGRIO 1992 – 1994

POZOS	1992			1993			1994		
	PETRÓLEO	AGUA	GAS	PETRÓLEO	AGUA	GAS	PETRÓLEO	AGUA	GAS
LAG 1	172536	8622	57043.1	158019	5729	64459.2	188745	6203	81974.1
LAG 2	295169	206060	65601.0	271031	196514	79664.1	255286	248144	70213.6
LAG 3	105789	132982	37199.0	52474	61531	18939.0	66736	95548	23854.6
LAG 4	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 6	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 8	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 9A	0	0	0.0	0	0	0.0	34776	2896	24386.0
LAG 9B	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 10	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 11A	52316	364	7127.2	245385	5718	42391.6	212331	8600	41285.0
LAG 11B	195759	824	49488.2	174078	5082	48901.0	159088	12034	45368.0
LAG 12	17380	0	5903.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 13	148697	48869	41766.0	102454	38077	39338.3	96082	41964	30051.2
LAG 14	46905	4028	6611.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 15	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 16B	14745	42964	10386.0	20535	83395	12860.0	0	0	0.0
LAG 17	50672	1344	21632.3	52897	1735	27131.3	13699	3307	4424.0
LAG 18	349792	760	61484.0	275266	1498	51841.0	388195	16264	77944.8
LAG 20	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 21	13847	13444	5167.7	30915	21332	6000.0	0	0	0.0
LAG 22	121042	7067	43783.0	129022	5837	35540.4	129699	4781	29143.0
LAG 23	115734	176731	74135.0	72772	155037	55432.0	82172	148986	40537.0
LAG 24	269321	673	110665.0	278994	4139	168341.5	184409	14852	34845.0
LAG 25	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 26	0	0	0.0	74011	104736	31893.4	32228	155500	15168.0
LAG 27	162522	77658	46614.3	150858	71621	39358.4	139957	64237	36059.4
LAG 28	10820	247	1914.0	4495	3689	2200.0	0	0	0.0
LAG 29	131598	379048	96092.6	93665	385472	79686.0	57734	334768	56428.0
LAG 30	201866	122904	56694.7	130560	175946	66147.6	93801	117748	54810.0
LAG 31	0	0	0.0	930	22320	0.0	0	0	0.0
LAG 32	70182	15426	17787.0	62674	18153	19013.2	40785	12545	13332.0
LAG 33	420225	11501	92784.0	415657	29297	87527.9	321444	43793	83538.0
LAG 34	106825	132207	28777.0	58871	134227	26766.8	78061	175395	37457.1
LAG 35	13359	46369	6057.2	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 36	0	0	0.0	230815	457	19747.4	144456	246	18020.0
LAG 37	0	0	0.0	112122	122	24143.2	86555	1425	19270.8
LAG 38	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 39	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 41	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
TOTAL	3087101	1430092	944712.4	3198500	1531664	1047323.2	2806239	1509236	838109.6

TABLA A 1.1.5 PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO LAGO AGRIO 1995 – 1997

POZOS	1995			1996			1997		
	PETRÓLEO	AGUA	GAS	PETRÓLEO	AGUA	GAS	PETRÓLEO	AGUA	GAS
LAG 1	171688	11004	68299.0	110675	12617	42061.0	88170	13859	33607.0
LAG 2	214377	283972	61412.0	257988	169689	82548.0	273543	155962	64800.3
LAG 3	64264	81910	21594.0	52813	83509	18089.4	66358	112088	9490.0
LAG 4	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 6	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 8	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 9A	35426	1241	38786.8	36497	929	28263.5	0	0	28750.0
LAG 9B	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 10	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 11A	175973	23170	35887.0	147462	8729	28647.0	73806	3148	14340.0
LAG 11B	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 12	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 13	70186	30907	22027.0	63893	22439	21344.0	61238	22993	13560.0
LAG 14	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 15	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 16B	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 17	84092	8030	27564.0	75659	5234	23712.9	69766	7453	19505.0
LAG 18	271439	43566	64105.0	186734	50462	42086.0	183284	68487	24866.0
LAG 20	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 21	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 22	129491	4831	31058.0	100721	3488	24185.0	84888	803	17000.0
LAG 23	142305	194665	70972.0	80062	140183	39508.4	0	0	0.0
LAG 24	129643	30886	19827.0	103378	51260	15908.6	173234	104553	27283.0
LAG 25	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 26	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 27	91898	3175	20488.2	106789	1489	23295.0	117366	1222	15358.0
LAG 28	0	0	0.0	0	0	0.0	41183	11365	6554.0
LAG 29	22895	223721	21977.0	35195	316174	33460.0	113004	129404	37000.0
LAG 30	137097	235548	75574.0	19274	21212	10558.0	13330	62	0.0
LAG 31	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 32	38629	14787	12968.0	13752	4128	4590.0	47812	20406	8513.0
LAG 33	380498	80244	99213.0	324757	98230	84786.0	274342	117573	49594.0
LAG 34	42241	5045	17961.0	58968	272	13857.0	48864	62	18177.0
LAG 35	11306	608	6656.3	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 36	117178	4220	14638.4	161089	3321	14638.4	159240	4446	20440.0
LAG 37	125387	6172	24224.0	161169	4436	34019.0	152910	5987	23515.0
LAG 38	125387	6172	26924.0	159619	4436	34020.0	152910	5987	23515.0
LAG 39	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 41	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
TOTAL	2581400	1293874	782155.6	2256494	1002237	619577.1	2195248	785860	455867.3

TABLA A 1.1.6 PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO LAGO AGRIO 1998 – 2000

POZOS	1998			1999			2000		
	PETRÓLEO	AGUA	GAS	PETRÓLEO	AGUA	GAS	PETRÓLEO	AGUA	GAS
LAG 1	70024	13322	3355.4	55062	8481	14276.8	37010	7372	19165.0
LAG 2	208719	200821	44225.9	159166	249664	39467.6	96414	194538	23539.0
LAG 3	66708	96622	9002.9	14259	34063	1875.0	9245	36397	1500.0
LAG 4	36656	3821	16979.4	75435	9441	7454.8	72799	3860	4015.0
LAG 6	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 8	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 9A	83167	4392	30666.0	92559	4127	28320.1	99217	4225	14965.0
LAG 9B	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 10	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 11A	94828	4390	18107.0	112623	9530	22971.0	73020	9462	22000.0
LAG 11B	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 12	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 13	61121	28573	9631.0	11429	3591	1744.0	0	0	0.0
LAG 14	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 15	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 16B	19122	21200	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 17	69320	5658	38663.0	62747	5191	14953.2	10953	1443	2400.0
LAG 18	157252	93572	8711.0	163275	105843	32937.8	108782	84436	40016.7
LAG 20	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 21	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 22	88347	240	12733.1	249582	4975	31811.1	220975	8226	31041.0
LAG 23	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 24	108921	108890	22396.2	66105	107776	23396.0	78129	102531	23396.0
LAG 25	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 26	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 27	119611	1551	11795.2	85650	2457	9589.0	0	0	0.0
LAG 28	44001	18080	15539.0	66235	42414	20000.0	59356	42488	20000.0
LAG 29	112301	1353	38000.0	119276	484	38175.0	106313	10709	35411.0
LAG 30	24586	338	10000.0	3472	0	0.0	0	0	0.0
LAG 31	35383	339	5000.0	59817	91	3636.0	14728	208	3500.0
LAG 32	40497	13623	10725.7	59171	20116	14382.5	39549	22990	10191.5
LAG 33	226506	126066	43583.0	203473	220660	45463.9	159151	151629	46208.0
LAG 34	52594	1340	10662.0	81241	3363	23135.3	60681	3206	19197.0
LAG 35	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
LAG 36	151762	5023	25717.6	122235	4079	26861.7	89826	2774	20524.8
LAG 37	46556	20114	6771.0	34995	13369	5623.0	0	0	0.0
LAG 38	125266	4661	14928.0	89756	7474	9811.4	166206	6659	31851.8
LAG 39	53838	15859	15000.0	269564	29811	57101.0	199962	87930	51233.0
LAG 41	0	0	0.0	82146	854	5503.5	144485	11587	35808.7
TOTAL	2097086	789848	422192.4	2339273	887854	478489.7	1846801	792670	455963.3

TABLA A 1.2.1 PRODUCCIÓN LAGO AGRIO CENTRAL

ANO	PRODUCCION ANUAL		
	BPPA	BAPA	MPCA
1983	1318504.0	780523.0	303672.9
1984	1196873.0	1102316.0	278988.7
1985	1187076.0	671576.0	343755.6
1986	631188.0	220549.0	351762.8
1987	320674.0	131137.0	55032.4
1988	675697.0	276796.0	183145.5
1989	606444.0	367930.0	262500.0
1990	456245.0	162472.0	342500.0
1991	491332.0	247663.0	399163.7
1992	446108.0	147038.0	137331.0
1993	487260.0	241603.0	152130.4
1994	432742.0	269378.0	134807.6
1995	452388.0	46326.0	139283.9
1996	467519.0	32781.0	131107.5
1997	416402.0	31005.0	98183.0
1998	568006.0	59097.0	111732.7
1999	873975.0	61876.0	145831.4
2000	759159.0	110900.0	133105.8
2001	1198272.0	123417.7	137437.0
2002	997662.0	197477.0	133374.0
2003	1169165.0	155017.1	130170.6
2004	835120.0	281415.0	101105.0
2005	941558.6	281479.3	123290.8
2006	684524.1	313170.0	120997.5
2007	652530.2	376315.0	140890.0

ELABORADO POR: HOLGUIN JOSE LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCION

TABLA A 1.2.1 PRODUCCIÓN LAGO AGRIO NORTE

ANO	PRODUCCION ANUAL		
	BPPA	BAPA	MPCA
1983	3103113.0	4067407.0	1539535.1
1984	3168391.0	4297416.0	1442626.9
1985	3073982.0	4491011.9	1227151.9
1986	2524918.0	3683242.0	1807764.6
1987	1779316.0	2257194.0	1026895.4
1988	2996302.0	4002287.0	960504.5
1989	2560755.0	3002002.0	948250.0
1990	2460178.0	3103882.0	910379.9
1991	2753270.0	2574163.0	1034235.9
1992	2640993.0	1283054.0	807381.4
1993	2711240.0	1290061.0	895192.8
1994	2373497.0	1239858.0	703302.0
1995	2129012.0	1247548.0	642871.7
1996	1788975.0	969456.0	488469.6
1997	1778846.0	754855.0	357684.3
1998	1529080.0	730751.0	310459.7
1999	1465298.0	825978.0	332658.4
2000	1087642.0	681770.0	322857.6
2001	805114.0	707788.8	307717.7
2002	1110246.0	592656.0	264895.0
2003	888339.0	618467.4	266207.6
2004	1032585.0	491655.0	169360.0
2005	930206.1	514003.7	229723.8
2006	813504.6	420845.0	218432.5
2007	670918.3	446395.0	219730.0

ELABORADO POR: HOLGUIN JOSE LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCION

ANEXOS 2

ANEXO 2.1 ESQUEMA DE UN SEPARADOR

ANEXO 2.2 TIPOS DE SEPARADORES

ANEXO 2.3 DISPOSITIVOS INTERNAS Y DESEGURIDAD DE LOS SEPARADORES

FIGURA A 2.1.1 ESQUEMA DE UN SEPARADOR

PARTES INTERNAS DE UN SEPARADOR

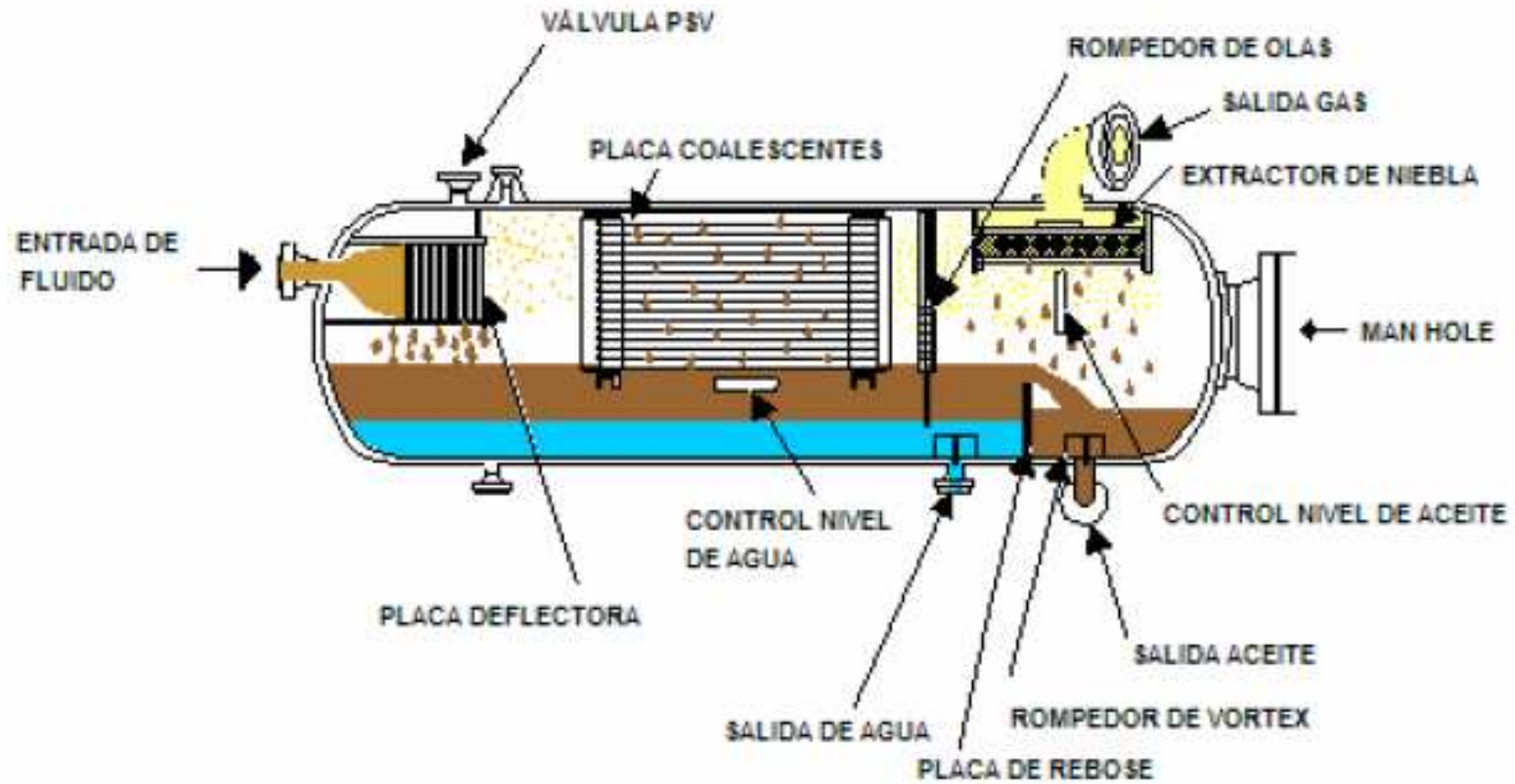
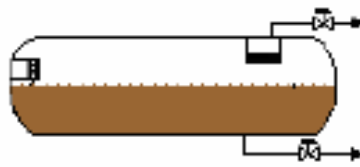


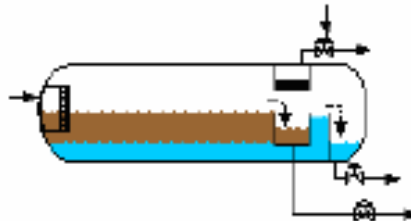
FIGURA A 2.2.1 TIPOS DE SEPARADORES

SEPARADORES HORIZONTALES

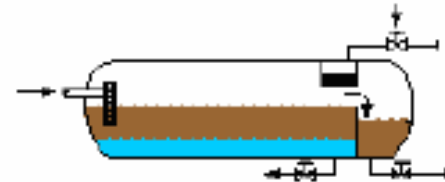
BIFASICO



BIFASICO CON CAJA INTERNA Y PLACA DE REBOSE

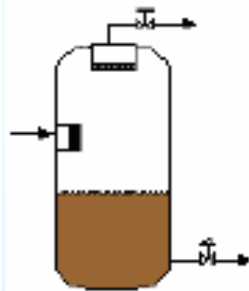


TRIFASICO CON CONTROLADOR DE INTERFASE Y PLACA

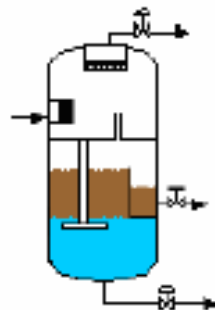


SEPARADORES VERTICALES

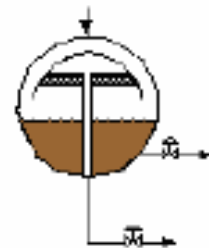
BIFASICO



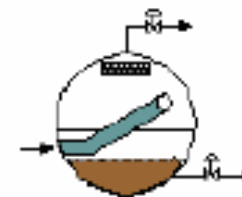
TRIFASICO



BIFASICO CON ENTRADA POR EL TOPE



BIFASICO CON ENTRADA LATERAL



**FIGURA A 2.2.2 SEPARADOR VERTICAL DE DOS FASES DE BAJA PRESIÓN
CON CONTROLES MECÁNICOS**

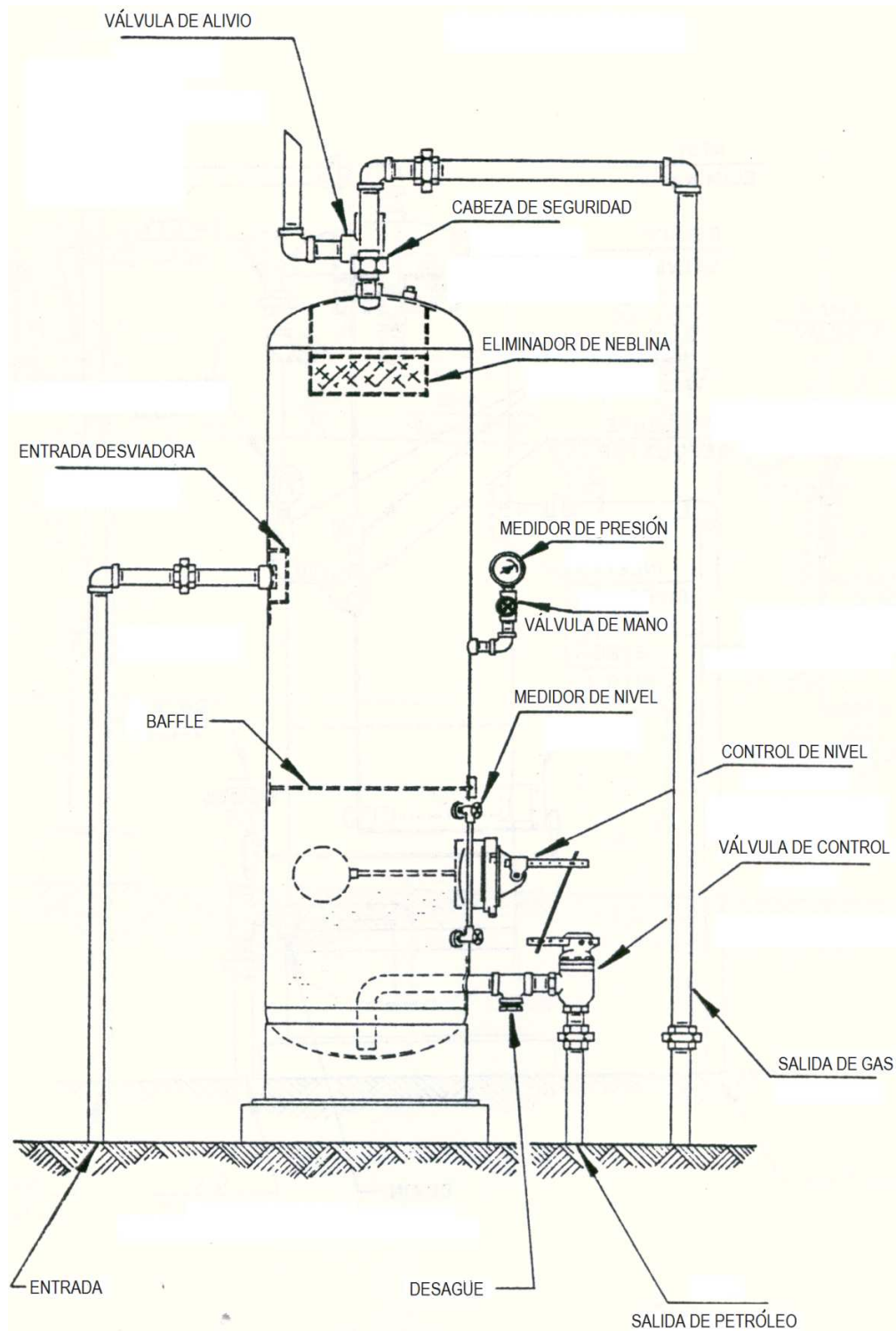


FIGURA A 2.2.3 SEPARADOR VERTICAL DE DOS FASES DE BAJA Y ALTA PRESIÓN CON CONTROLES NEUMÁTICOS

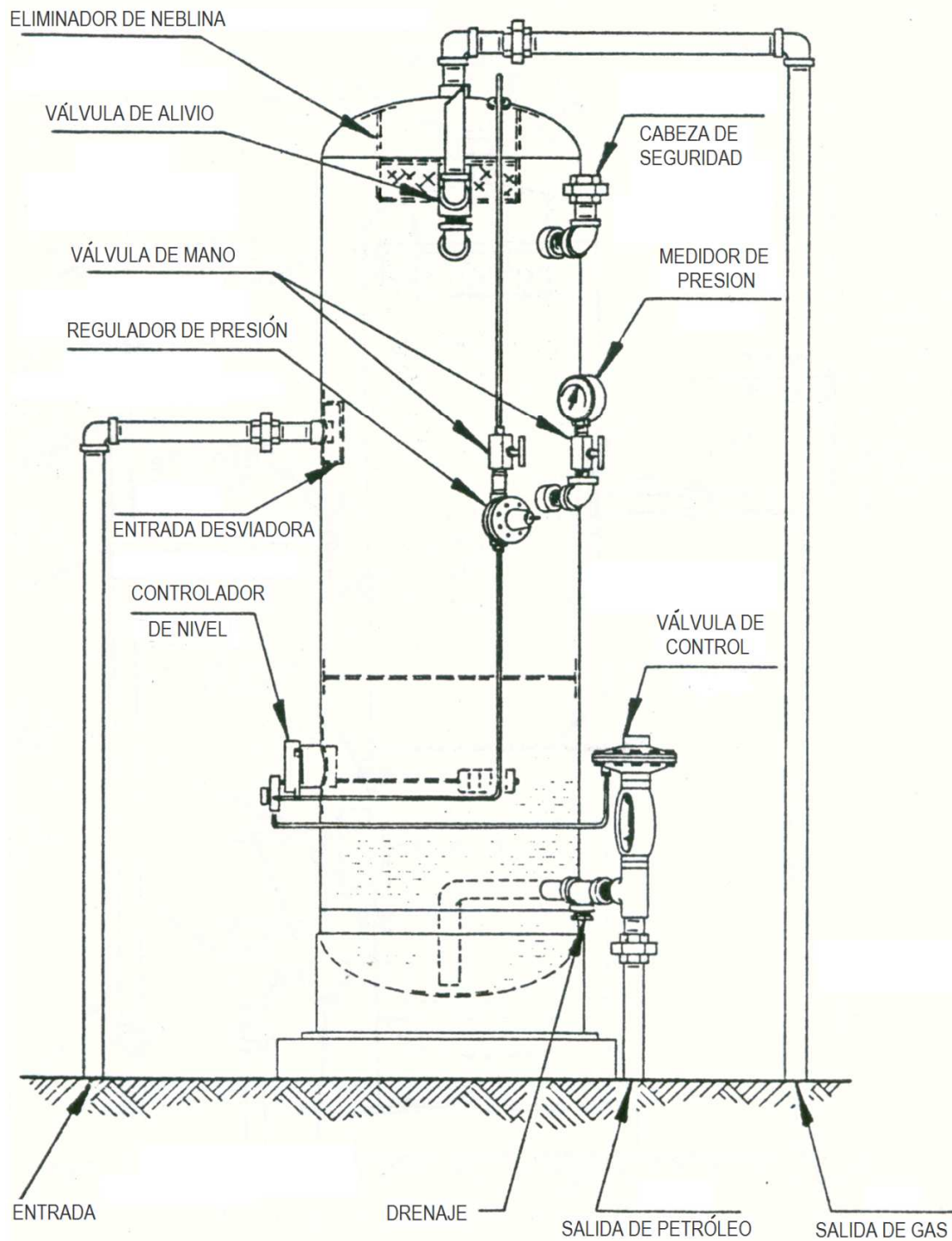


FIGURA A 2.2.4 SEPARADOR HORIZONTAL DE DOS FASES DE BAJA Y ALTA PRESIÓN CON CONTROLES NEUMÁTICOS

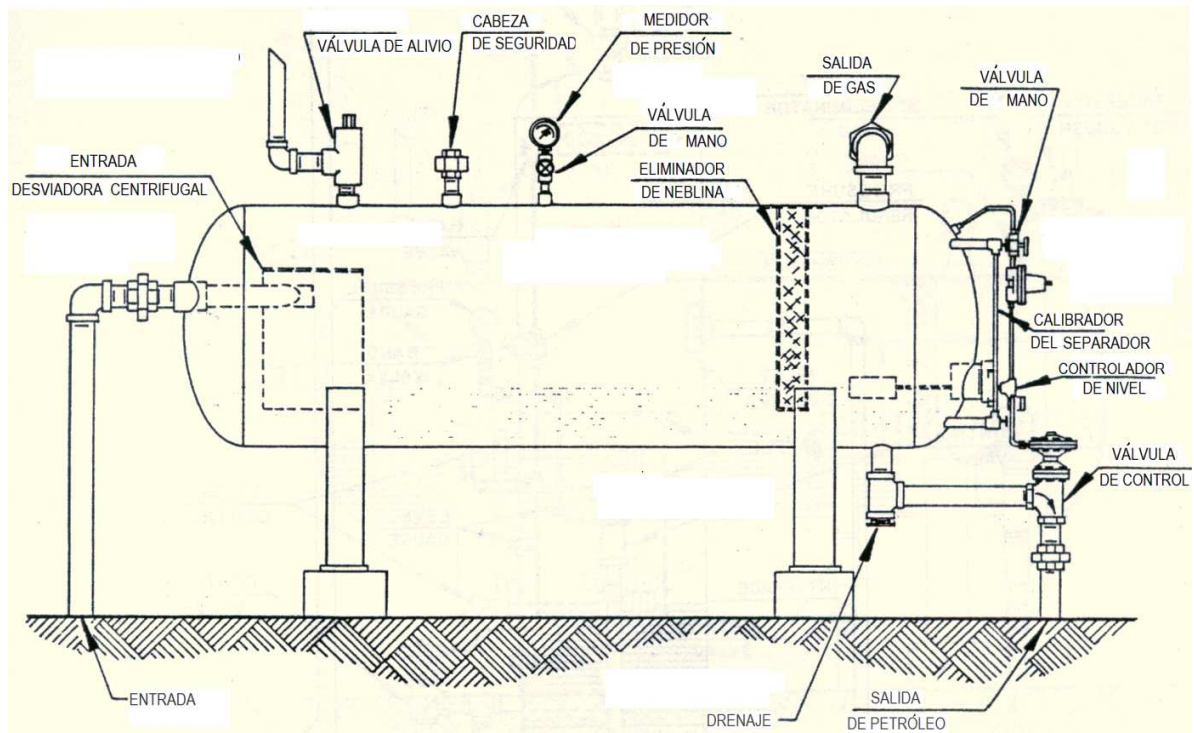


FIGURA A 2.2.5 SEPARADOR VERTICAL DE TRES FASES DE BAJA Y ALTA PRESIÓN CON CONTROLES NEUMÁTICOS

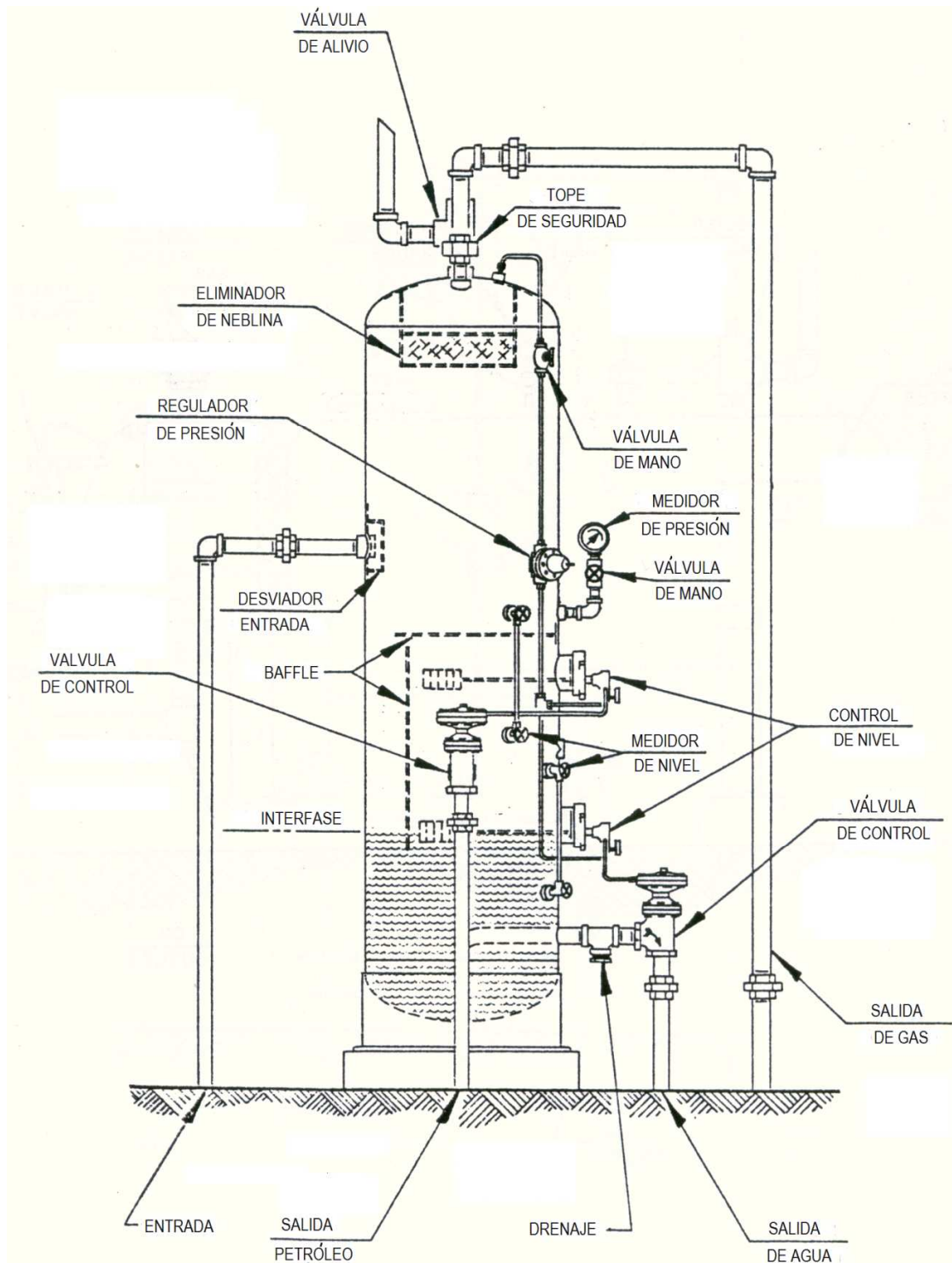


FIGURA A 2.2.6 ESQUEMA DEL FUNCIONAMIENTO DE UN SEPARADOR VERTICAL DE DOS FASES

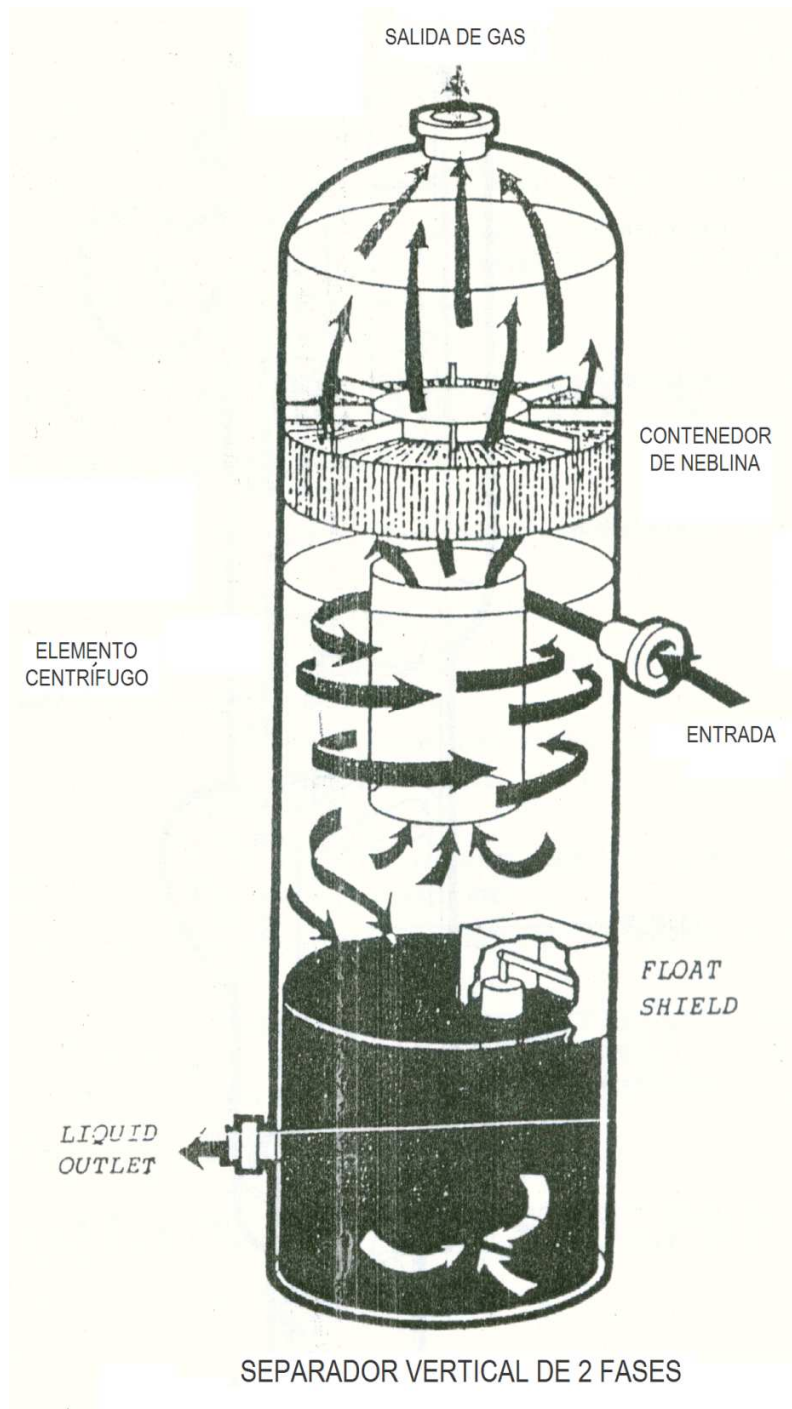


FIGURA A 2.2.7 SEPARADOR HORIZONTAL DE TRES FASES DE BAJA Y ALTA PRESIÓN CON CONTROLES NEUMÁTICOS

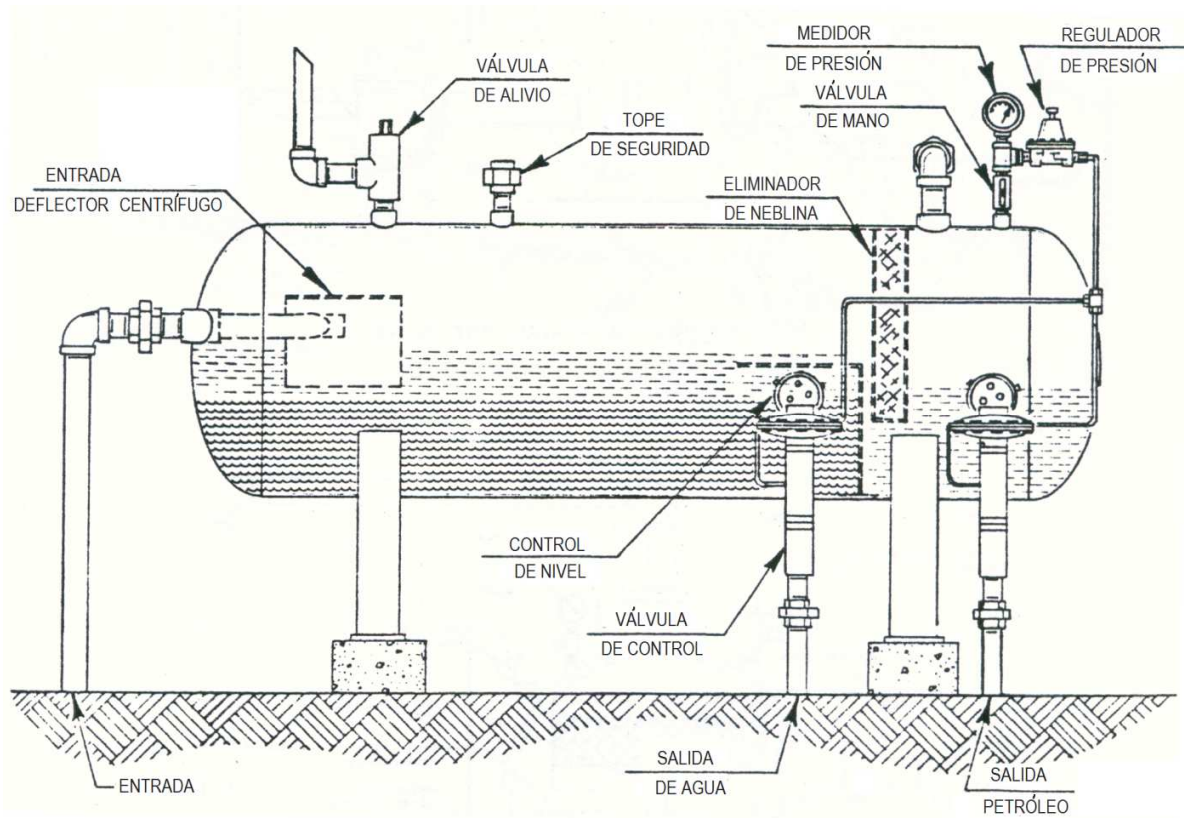


FIGURA A 2.2.8 ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE SEPARADORES DE TRES FASES

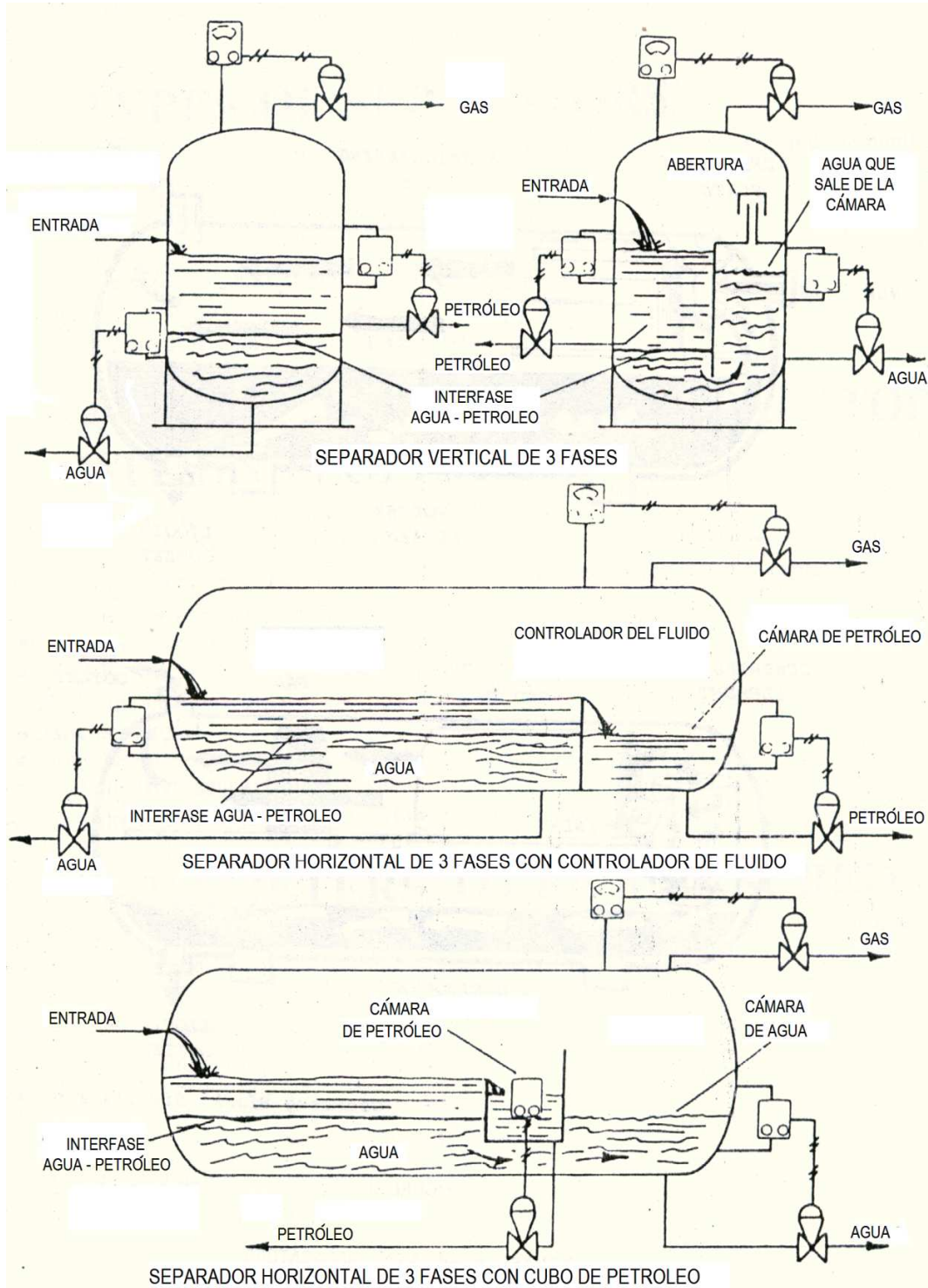


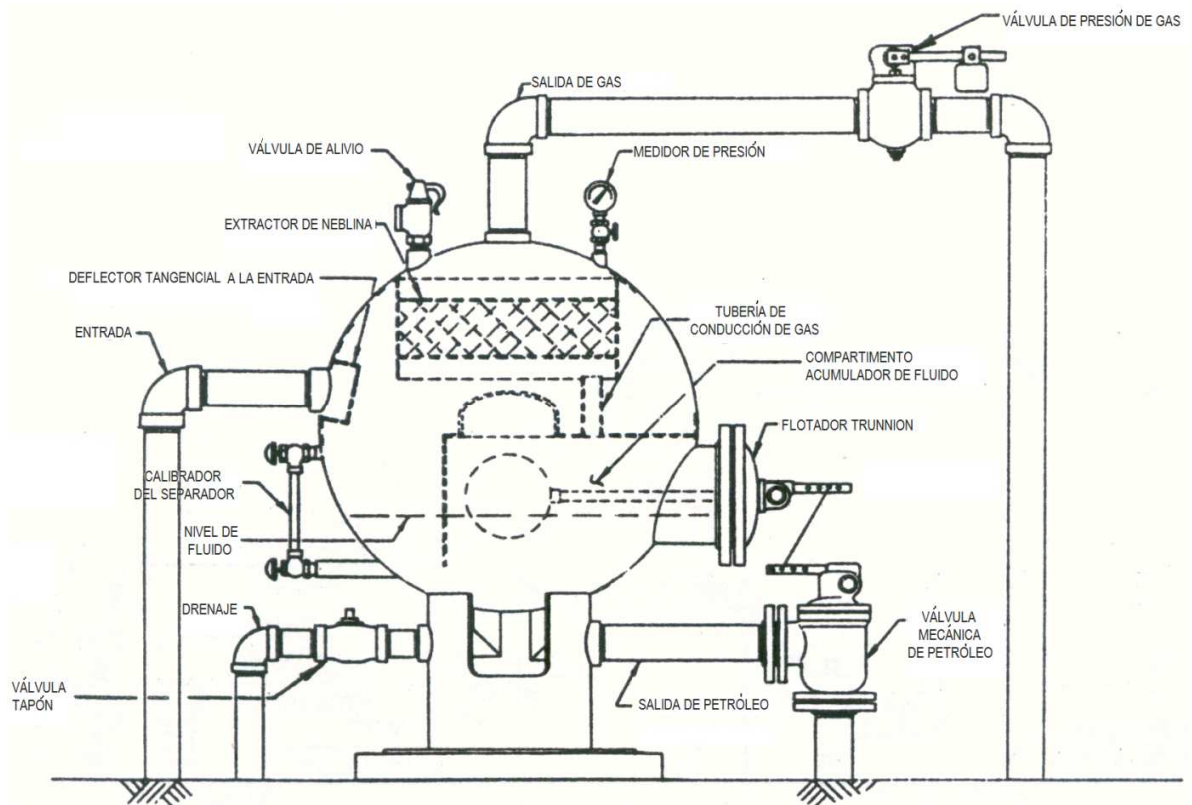
FIGURA A 2.2.9 SEPARADOR ESFÉRICO CON CONTROLES MECÁNICOS

FIGURA A 2.2.10 SEPARADOR ESFÉRICO CON CONTROLES NEUMÁTICOS

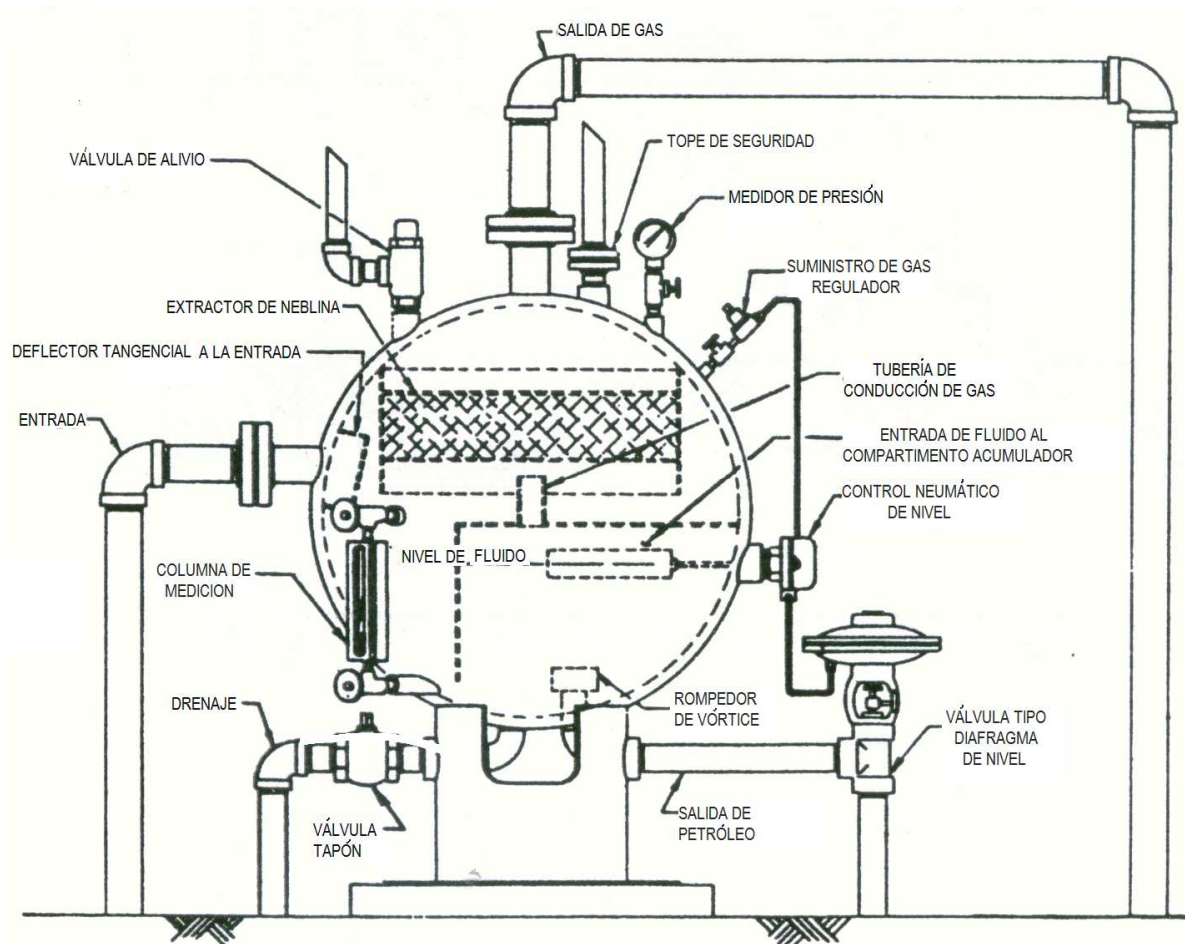


FIGURA A 2.2.11 SEPARADOR DE GAS (SCRUBBER) CON CONTROLES NEUMÁTICOS

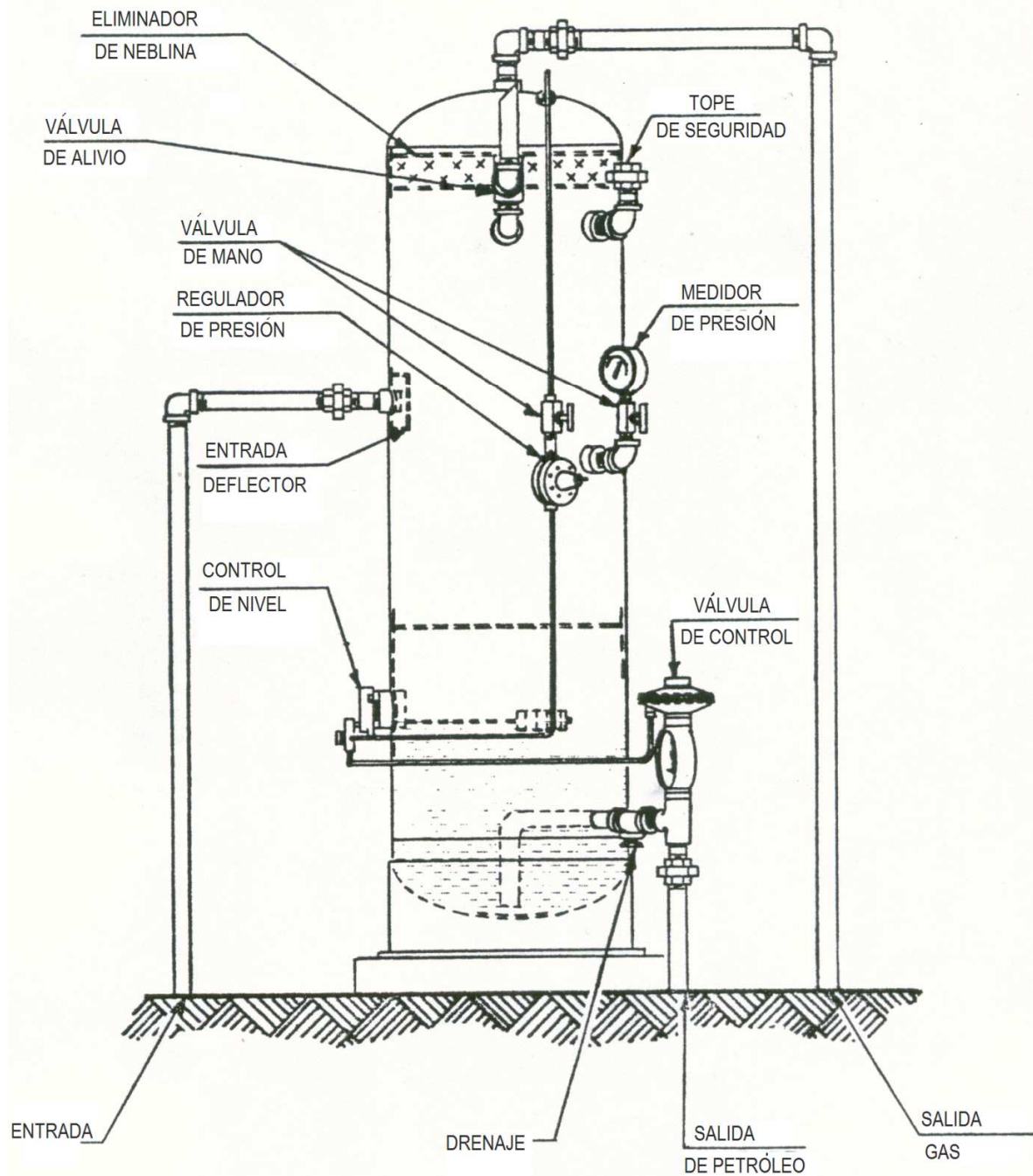


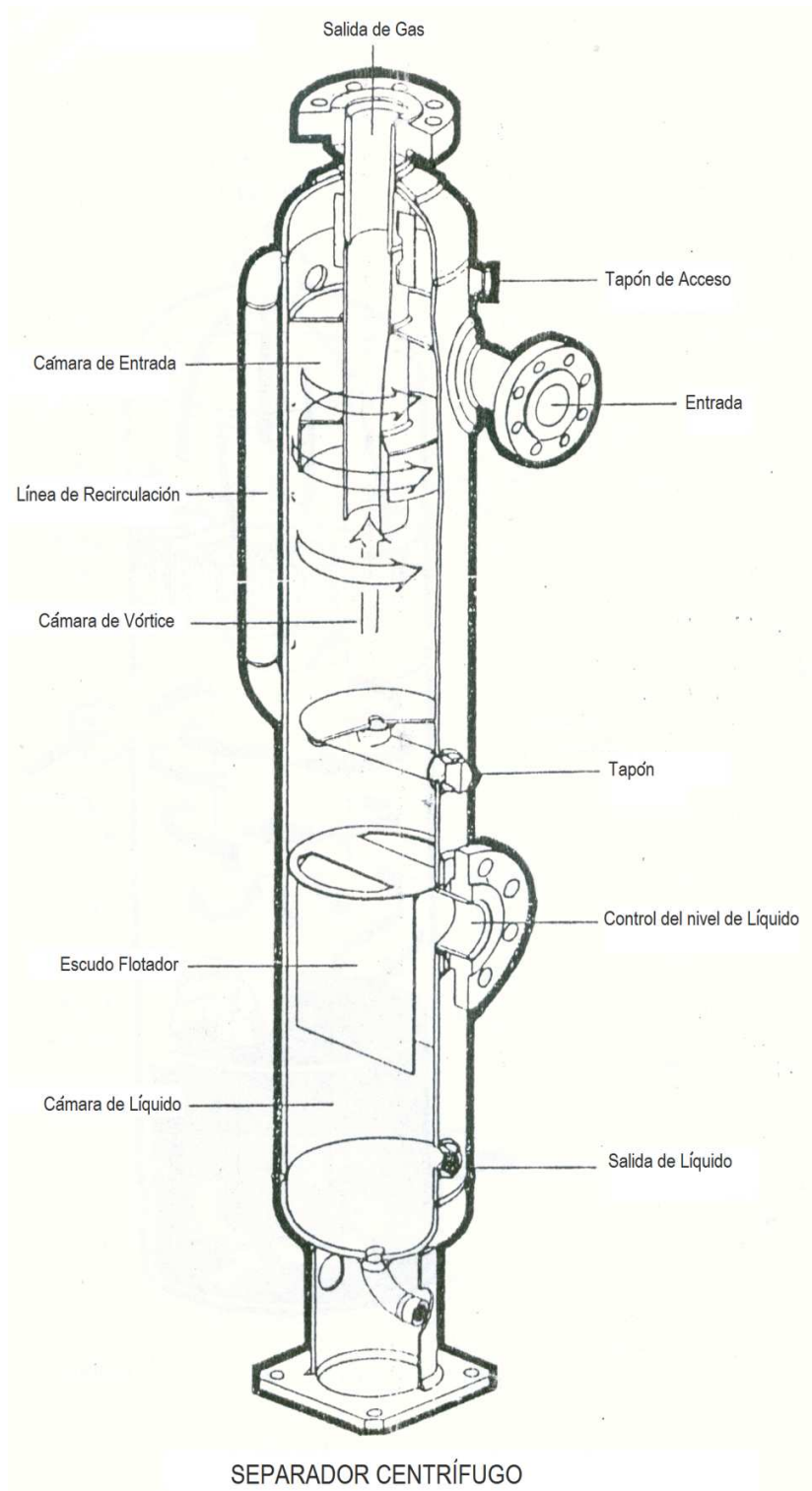
FIGURA A 2.2.12 SEPARADOR CENTRÍFUGO

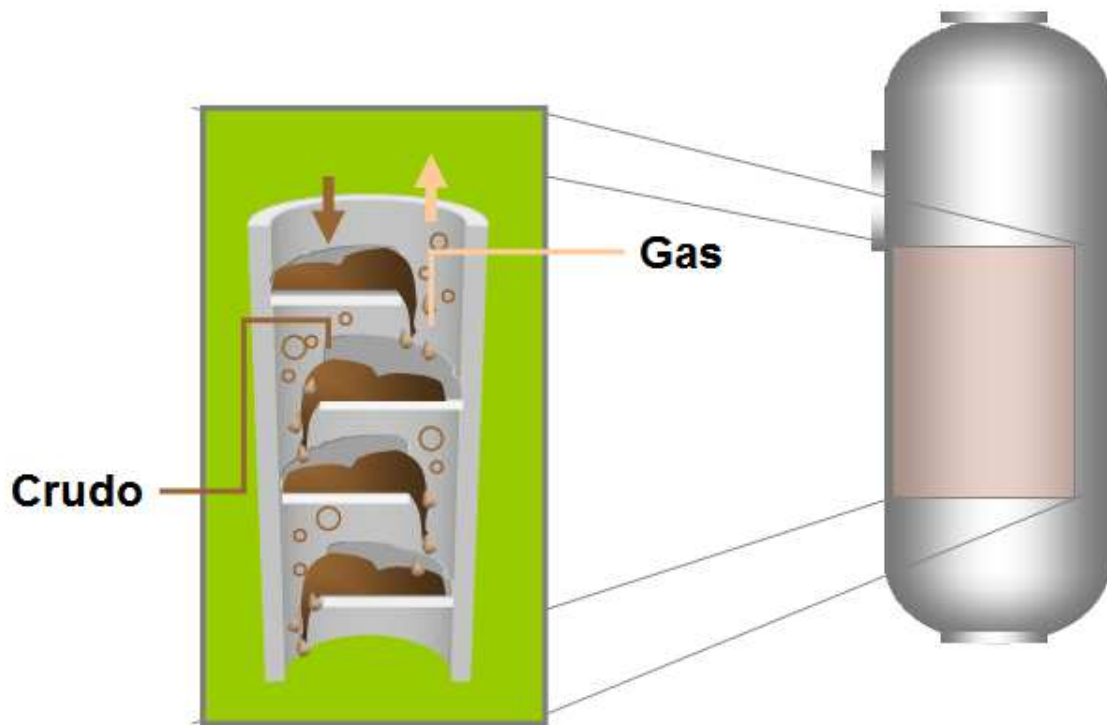
FIGURA A 2.2.13 ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE LA BOTA DE GAS

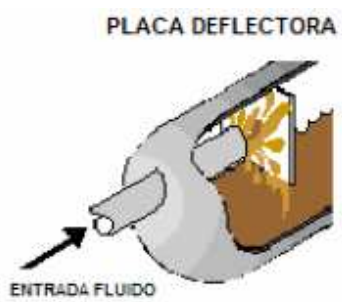
FIGURA A 2.3.1 DISPOSITIVOS INTERNAS

FIGURA 2.3.2 DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD DE UN SEPARADOR

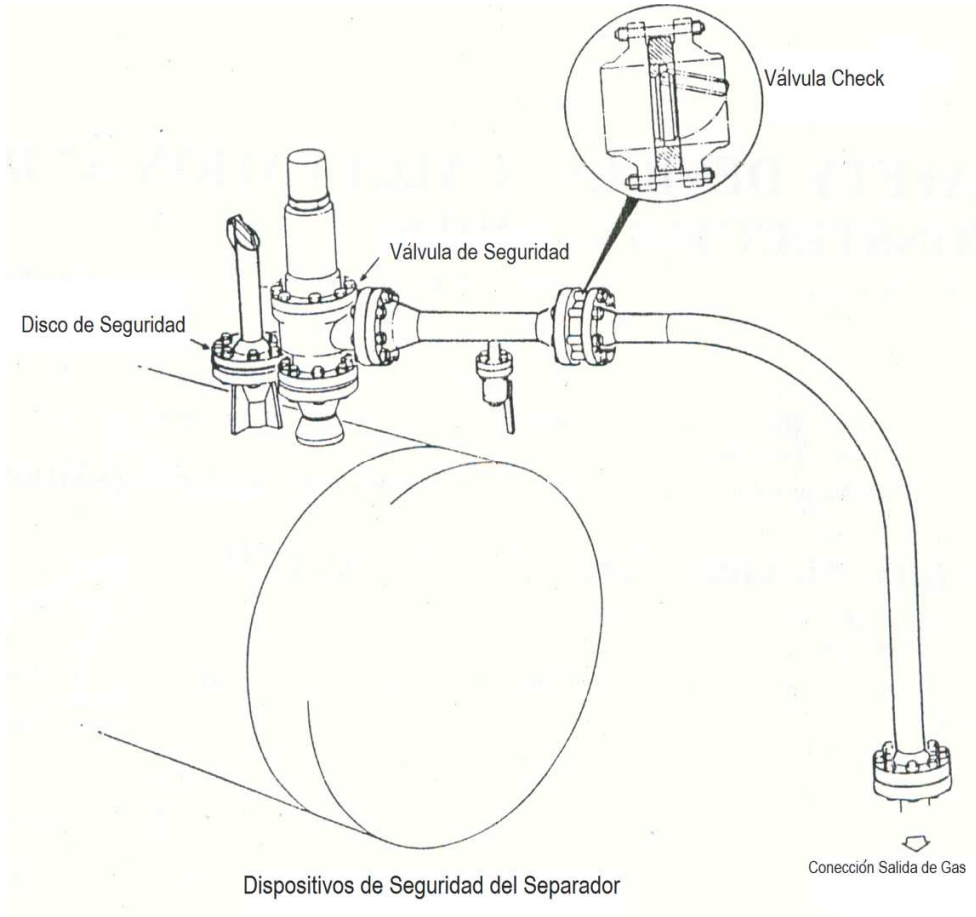


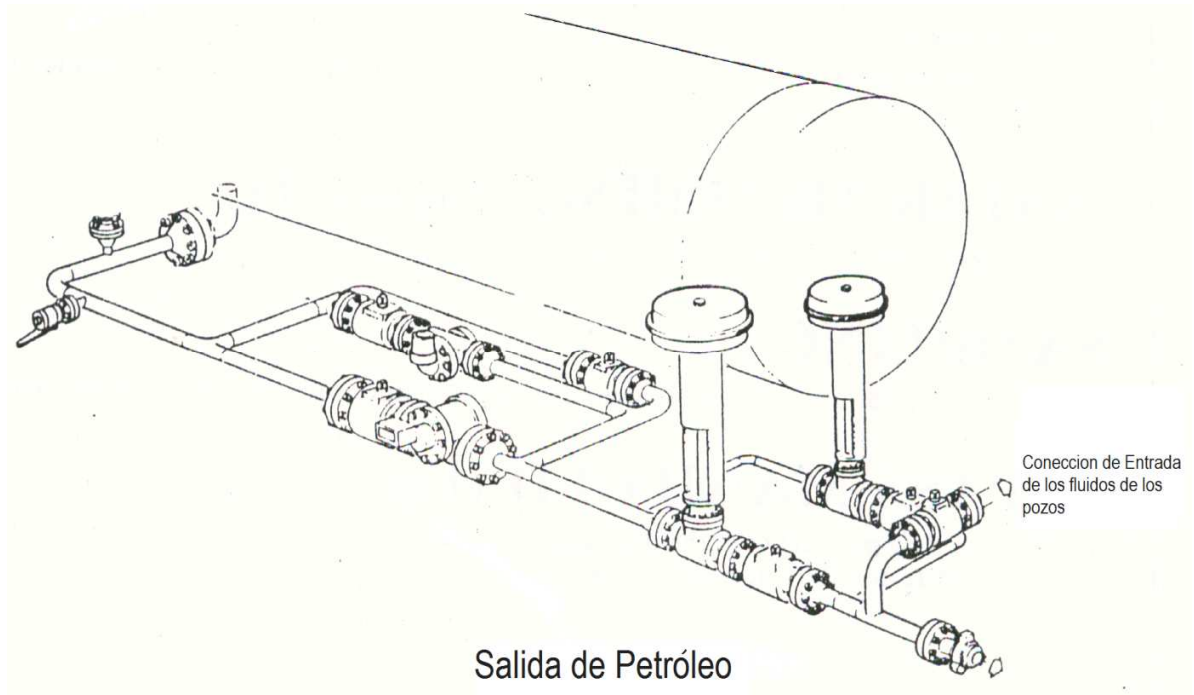
FIGURA 2.2.4 SALIDA DE PETROLEO DE UN SEPARADOR

FIGURA A 2.2.5 SALIDA DE GAS

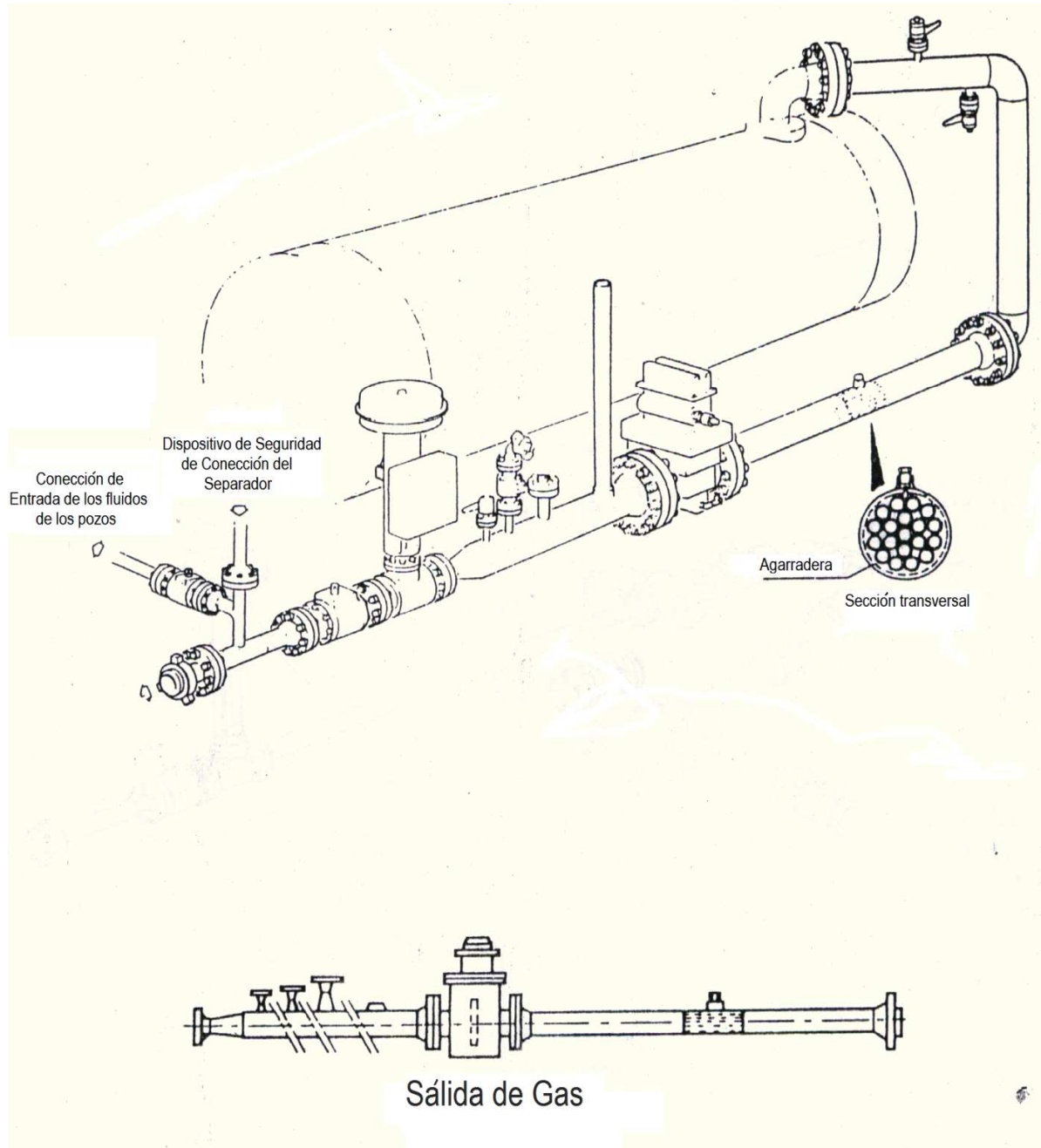
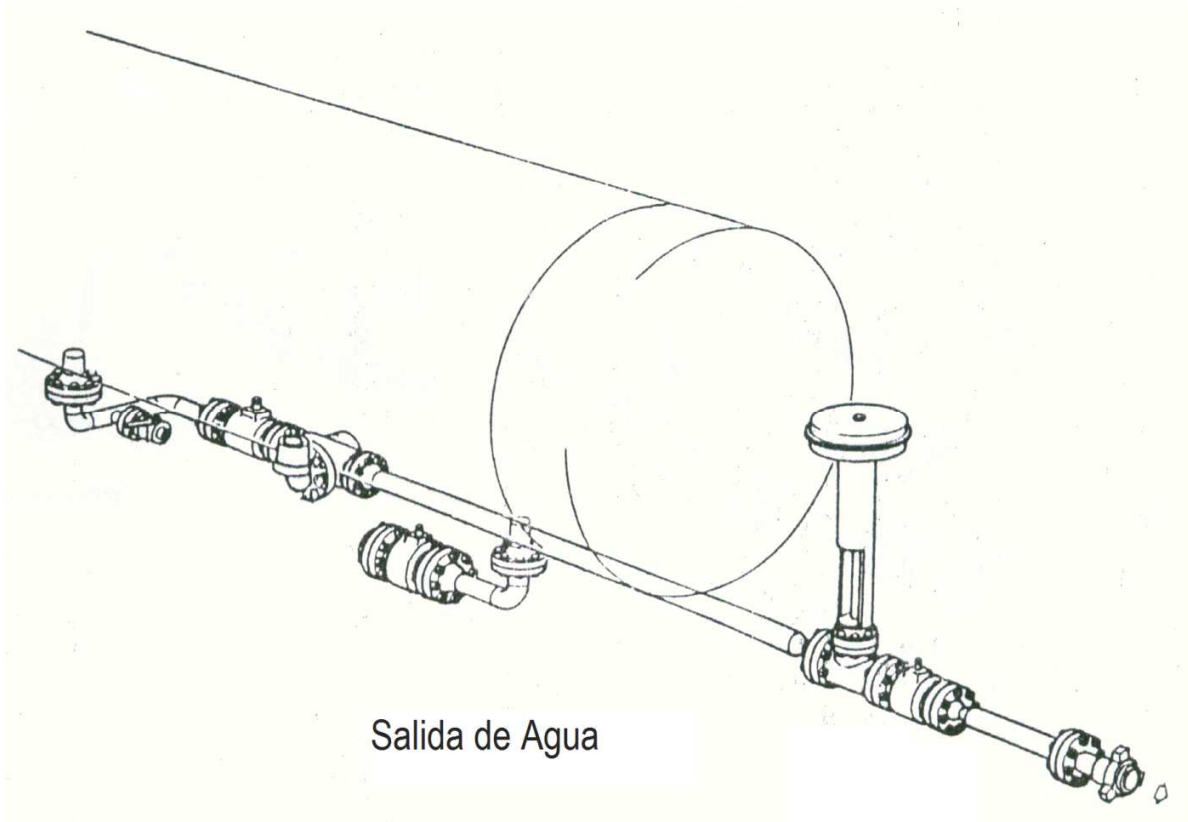


FIGURA A 2.2.6 SALIDA DE AGUA



ANEXO 3

ANEXO 3.1

DIAGRAMAS DE LAS ESTACIONES DEL CAMPO LAGO AGRIO

ANEXO 3.2

FOTOS DE LA ESTACIÓN LAGO CENTRAL

ANEXO 3.3

PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA DEL CAMPO LAGO AGRIO

FIGURA A 3.1.1 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA ESTACIÓN LAGO NORTE

FIGURA 3.1.2 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA ESTACIÓN LAGO CENTRAL

FOTO A 3.2.1 TANQUE DE SURGENCIA ESTACIÓN LAGO CENTRAL



FOTO A 3.2.2 TANQUE DE LAVADO Y BOTA DE GAS ESTACIÓN LAGO CENTRAL



FOTO A 3.2.3 SEPARADORES ESTACION CENTRAL



FOTO A 3.2.4 MULTIPLE (MANIFOLD) ESTACIÓN LAGO CENTRAL



FOTO A 3.2.5 BOMBAS BOOSTER ESTACION LAGO CENTRAL



**TABLA A 3.3.1 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL CAMPO
LAGO AGRIO**

TIEMPO (AÑO)	PRODUCCIÓN (BPPD)
1983	12114
1984	11960
1985	11674
1986	8647
1987	5753
1988	10060
1989	8677
1990	7990
1991	8889
1992	8458
1993	8763
1994	7688
1995	7072
1996	6182
1997	6014
1998	5745
1999	6409
2000	5060
2001	5489
2002	5775
2003	5637
2004	5117
2005	5128
2006	4104
2007	3626

ELABORADO POR: HOLGUIN JOSE LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCION

**TABLA A 3.3.2 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA DEL CAMPO
LAGO AGRIO**

TIEMPO (AÑOS)	PRODUCCIÓN (BAPD)
1983	4847930
1984	5399732
1985	5162588
1986	3903791
1987	2388331
1988	4279083
1989	3369932
1990	3266354
1991	2821826
1992	1430092
1993	1531664
1994	1509236
1995	1293874
1996	1002237
1997	785860
1998	789848
1999	887854
2000	792670
2001	831206
2002	790133
2003	773485
2004	773070
2005	795483
2006	734015
2007	822710

ELABORADO POR: HOLGUIN JOSE LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCION

**TABLA A 3.3.3 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS DEL CAMPO
LAGO AGRIO**

TIEMPO (AÑOS)	PRODUCCIÓN (MPCD)
1983	5050
1984	4717
1985	4304
1986	5917
1987	2964
1988	3133
1989	3317
1990	3433
1991	3927
1992	2588
1993	2869
1994	2296
1995	2143
1996	1697
1997	1249
1998	1157
1999	1311
2000	1249
2001	1220
2002	1091
2003	1086
2004	741
2005	967
2006	930
2007	988

ELABORADO POR: HOLGUIN JOSE LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCION

**TABLA A 3.3.4 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ESPERADA EN LA ESTACIÓN
LAGO CENTRAL**

TIEMPO (AÑOS)	PRODUCCIÓN (BPPD)
2007	2061
2008	1969
2009	1881
2010	1796
2011	1716
2012	1639
2013	1566
2014	1496
2015	1429
2016	1365
2017	1304
2018	1245
2019	1190
2020	1136
2021	1085
2022	1037
2023	990
2024	946
2025	904

ELABORADO POR: HOLGUIN JOSE LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCION

**TABLA A 3.3.5 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ESPERADA EN LA ESTACIÓN
LAGO NORTE**

TIEMPO (AÑOS)	PRODUCCIÓN (BPPD)
2007	1706
2008	1630
2009	1557
2010	1487
2011	1420
2012	1357
2013	1296
2014	1238
2015	1183
2016	1130
2017	1079
2018	1031
2019	985
2020	941
2021	898
2022	858
2023	820
2024	783
2025	748

ELABORADO POR: HOLGUIN JOSE LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCION

**TABLA A 3.3.6 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ESPERADA DEL CAMPO LAGO
AGRIO**

TIEMPO (AÑOS)	PRODUCCIÓN (BPPD)
2007	3767
2008	3598
2009	3437
2010	3283
2011	3136
2012	2996
2013	2862
2014	2734
2015	2611
2016	2494
2017	2383
2018	2276
2019	2174
2020	2077
2021	1984
2022	1895
2023	1810
2024	1729
2025	1652

ELABORADO POR: HOLGUIN JOSE LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCION

**TABLA A 3.3.7 PRODUCCIÓN DE AGUA ESPERADA EN LA ESTACIÓN LAGO
CENTRAL**

TIEMPO (AÑOS)	PRODUCCIÓN (BAPD)
2007	838
2008	840
2009	842
2010	843
2011	845
2012	847
2013	849
2014	850
2015	852
2016	854
2017	856
2018	858
2019	859
2020	861
2021	863
2022	865
2023	867
2024	868
2025	870

ELABORADO POR: HOLGUIN JOSE LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCION

**TABLA A 3.3.8 PRODUCCIÓN DE AGUA ESPERADA EN LA ESTACIÓN LAGO
NORTE**

TIEMPO (AÑOS)	PRODUCCIÓN (BAPD)
2007	945
2008	947
2009	949
2010	951
2011	953
2012	955
2013	957
2014	959
2015	961
2016	963
2017	965
2018	967
2019	969
2020	971
2021	973
2022	975
2023	977
2024	979
2025	981

ELABORADO POR: HOLGUIN JOSE LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCION

TABLA A 3.3.9 PRODUCCIÓN DE AGUA ESPERADA DEL CAMPO LAGO AGRIO

TIEMPO (AÑOS)	PRODUCCIÓN (BAPD)
2007	1783
2008	1787
2009	1791
2010	1794
2011	1798
2012	1802
2013	1806
2014	1809
2015	1813
2016	1817
2017	1821
2018	1825
2019	1829
2020	1832
2021	1836
2022	1840
2023	1844
2024	1848
2025	1852

ELABORADO POR: HOLGUIN JOSE LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCION

**TABLA A 3.3.10 PRODUCCIÓN DE GAS ESPERADA EN LA ESTACIÓN LAGO
CENTRAL**

TIEMPO (AÑOS)	PRODUCCIÓN (MPCD)
2007	515
2008	495
2009	475
2010	457
2011	439
2012	422
2013	405
2014	389
2015	374
2016	359
2017	345
2018	332
2019	319
2020	306
2021	294
2022	283
2023	272
2024	261
2025	251

ELABORADO POR: HOLGUIN JOSE LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCION

**TABLA A 3.3.11 PRODUCCIÓN DE GAS ESPERADA EN LA ESTACIÓN LAGO
NORTE**

TIEMPO (AÑOS)	PRODUCCIÓN (MPCD)
2007	631
2008	606
2009	582
2010	560
2011	538
2012	517
2013	496
2014	477
2015	458
2016	440
2017	423
2018	406
2019	390
2020	375
2021	360
2022	346
2023	333
2024	320
2025	307

ELABORADO POR: HOLGUIN JOSE LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCION

**TABLA A 3.3.12 PRODUCCIÓN DE GAS ESPERADA DEL CAMPO LAGO
AGRIO**

TIEMPO (AÑOS)	PRODUCCIÓN (MPCD)
2007	1146
2008	1101
2009	1058
2010	1016
2011	977
2012	938
2013	901
2014	866
2015	832
2016	800
2017	768
2018	738
2019	709
2020	681
2021	655
2022	629
2023	604
2024	581
2025	558

ELABORADO POR: HOLGUIN JOSE LUIS Y VINUEZA GUILLERMO
FUENTE: PETROPRODUCCION

ANEXO 4

ANEXO 4.1

**DATOS GENERALES SOBRE LA PERFORACIÓN DE LOS NUEVOS POZOS EN EL
CAMPO LAGO AGRIO**

ANEXO 4.2

GRAFICAS DE LAS CAPACIDAD DE GAS DE LOS DISTINTOS SEPARADORES

ANEXO 4.3

**TABLAS DE DIMENSIONES TÍPICAS Y CAPACIDADES NOMIANLES
CORRESPONDIENTES PARA TANQUES**

TABLA A 4.1.1 DATOS GENERALES SOBRE LA PERFORACIÓN DE LOS NUEVOS POZOS EN 2008

PLATAFORMA DE SALIDA: LAG-24 X: 293423.418 / Y: 10012478.739						100 % DINAPA ADENDUM A LA PLATAFORMA LAGO AGRIO - 24 (POZO LAG- 40D)
POZOS	TIPO	CORDENADAS DE SALIDA		CORDENADAS DE LLEGADA		
		X (m)	Y (m)	X (m)	Y (m)	
LAG - 40 D	D	293403.945	10012483.302	293649.000	10012817.327	
LAG - 49 D	D	293387.550	10012480.431	293017.519	10012453.350	

PLATAFORMA DE SALIDA: LAG-29 X: 292354.391 / Y: 100114387.858						100 % DINAPA ADENDUM A LA PLATAFORMA LAGO AGRIO - 29 (POZO LAG- 42D)
POZOS	TIPO	CORDENADAS DE SALIDA		CORDENADAS DE LLEGADA		
		X (m)	Y (m)	X (m)	Y (m)	
LAG - 42 D	D	292334.774	10011433.996	292313.421	10011894.588	
LAG - 47 D	D	292317.510	10011407.023	291447.707	10011495.169	
LAG - 48 D	D	292326.142	10011420.494	291917.687	10011679.039	

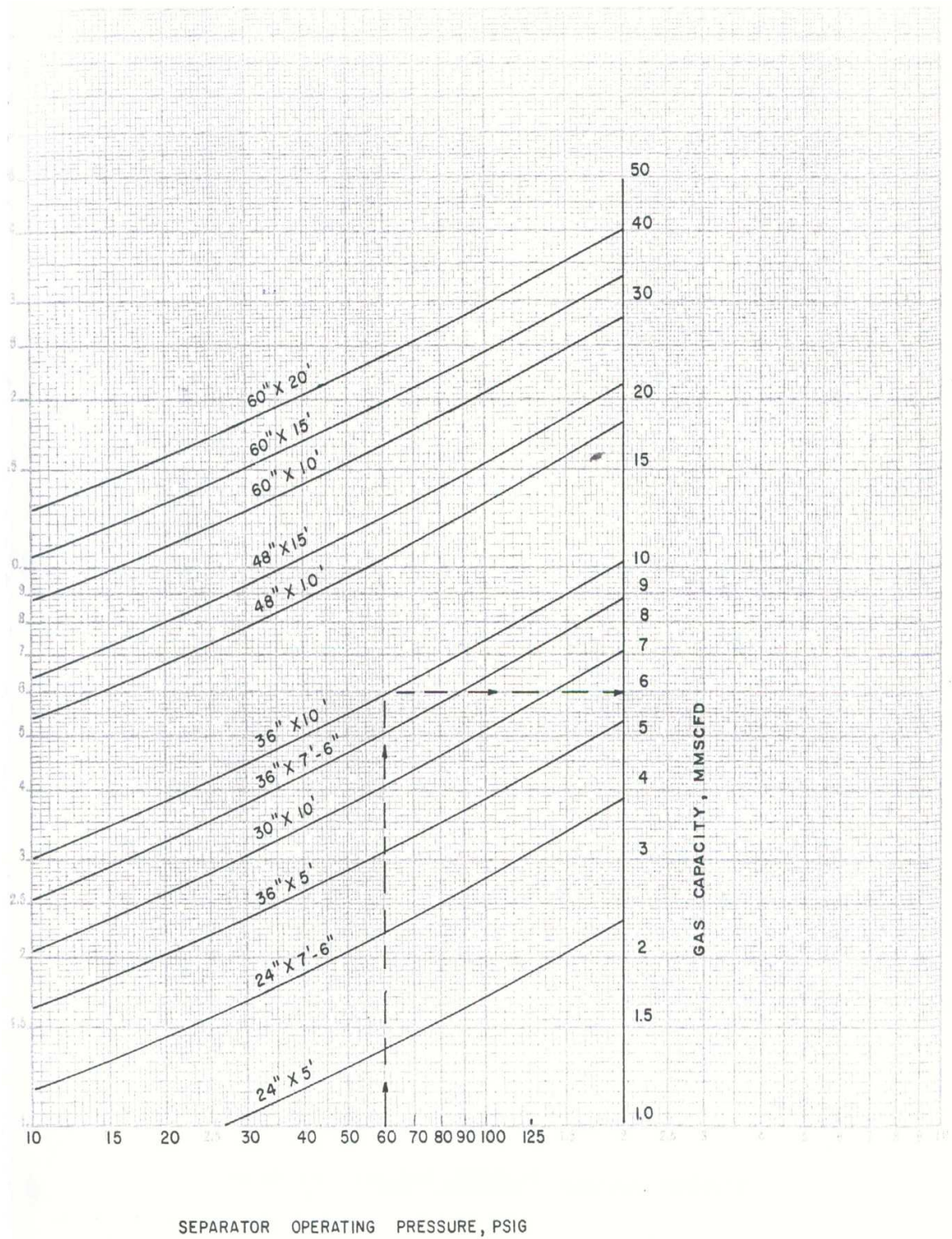
FUENTE: PETROPRODUCCION

TABLA A 4.1.2 DATOS GENERALES SOBRE LA PERFORACIÓN DE LOS NUEVOS POZOS EN 2009

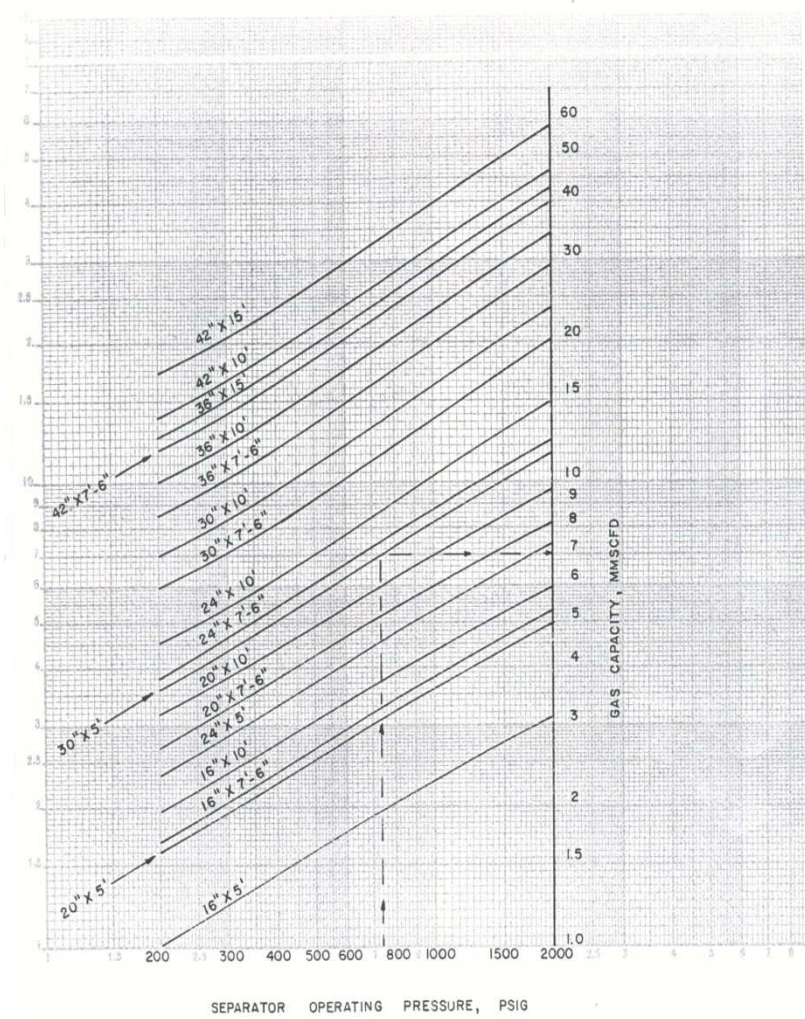
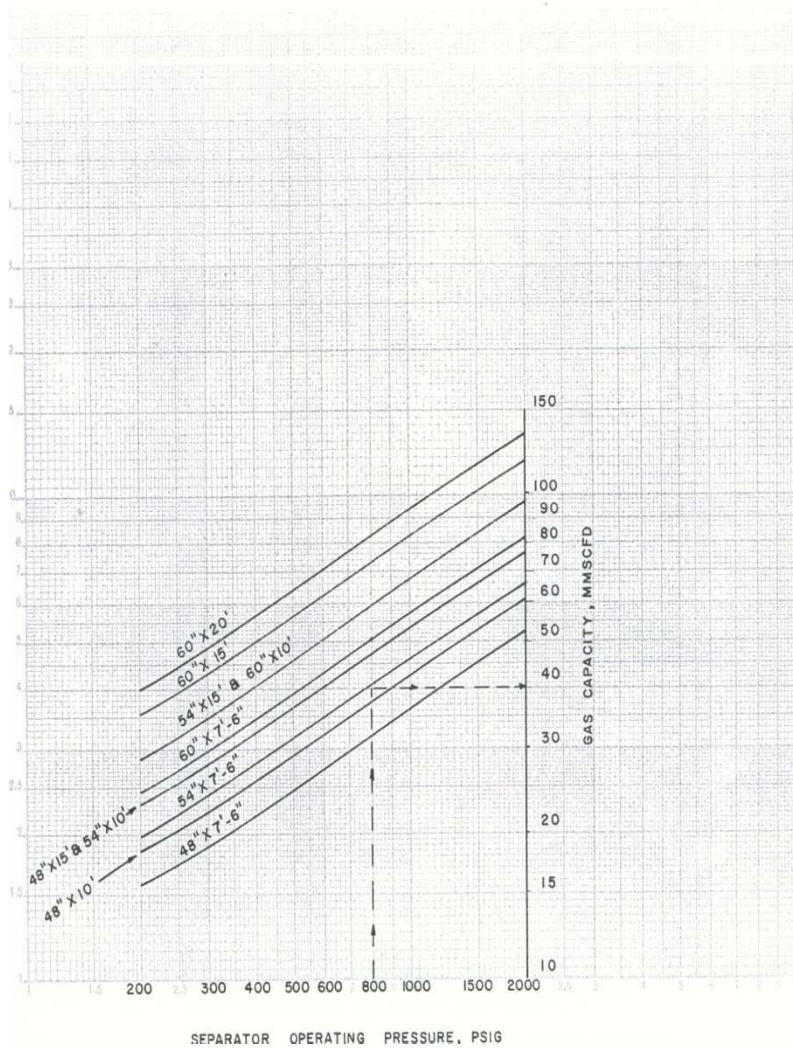
PLATAFORMA DE SALIDA: LAG-44 X: 293920.230 / Y: 10013511.730						ADENDUM A LA PLATAFORMA LAGO AGRIO - 44
POZOS	TIPO	CORDENADAS DE SALIDA		CORDENADAS DE LLEGADA		
		X (m)	Y (m)	X (m)	Y (m)	
LAG - 50 D	D	293910.481	10013534.963	293361.296	10013597.135	
LAG - RW2	D	293910.074	10013542.998	294291.016	10013440.000	

FUENTE: PETROPRODUCCION

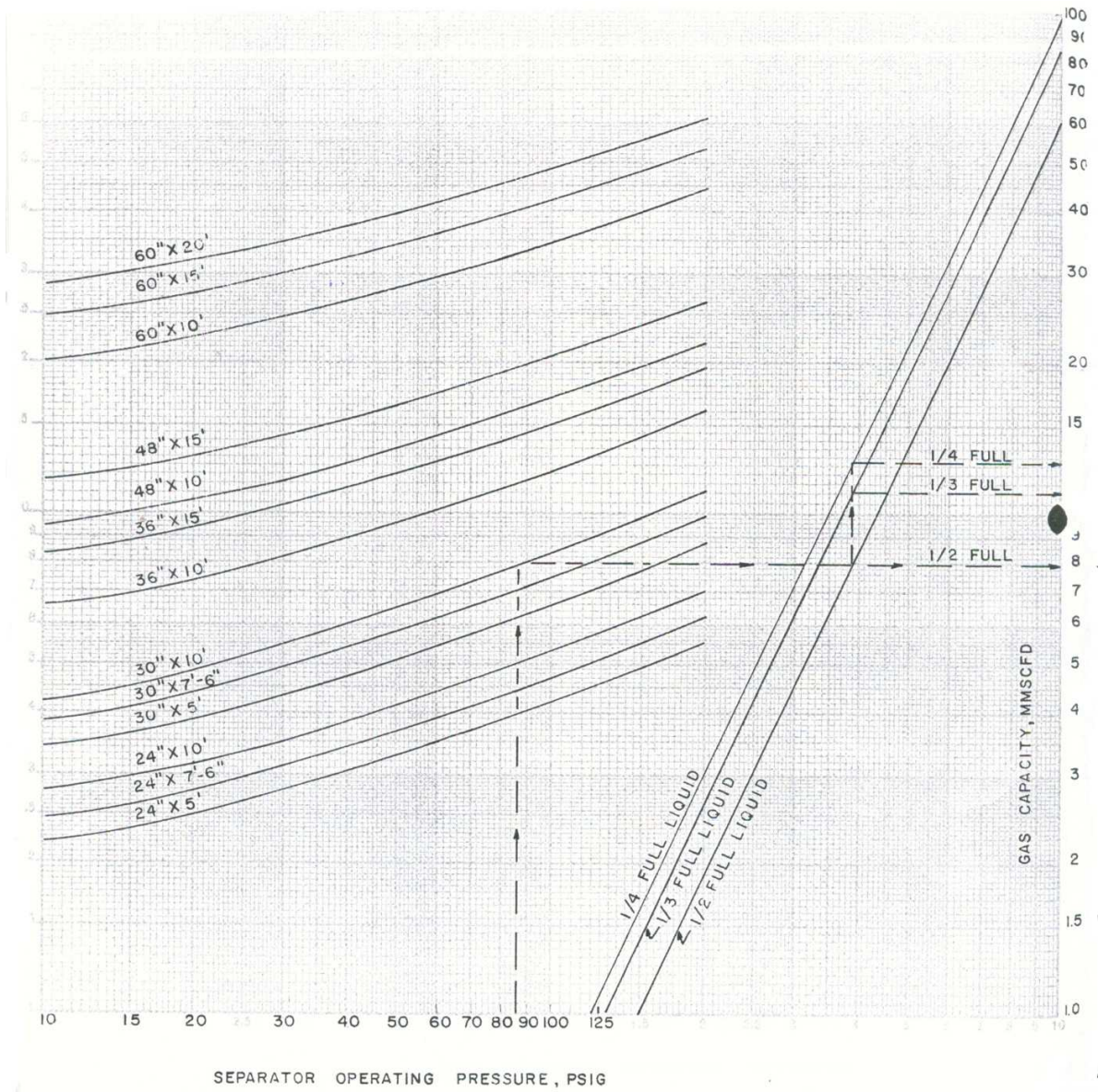
GRÁFICA A 4.2.1 CAPACIDAD DEL GAS PARA UN SEPARADOR VERTICAL DE BAJA PRESIÓN



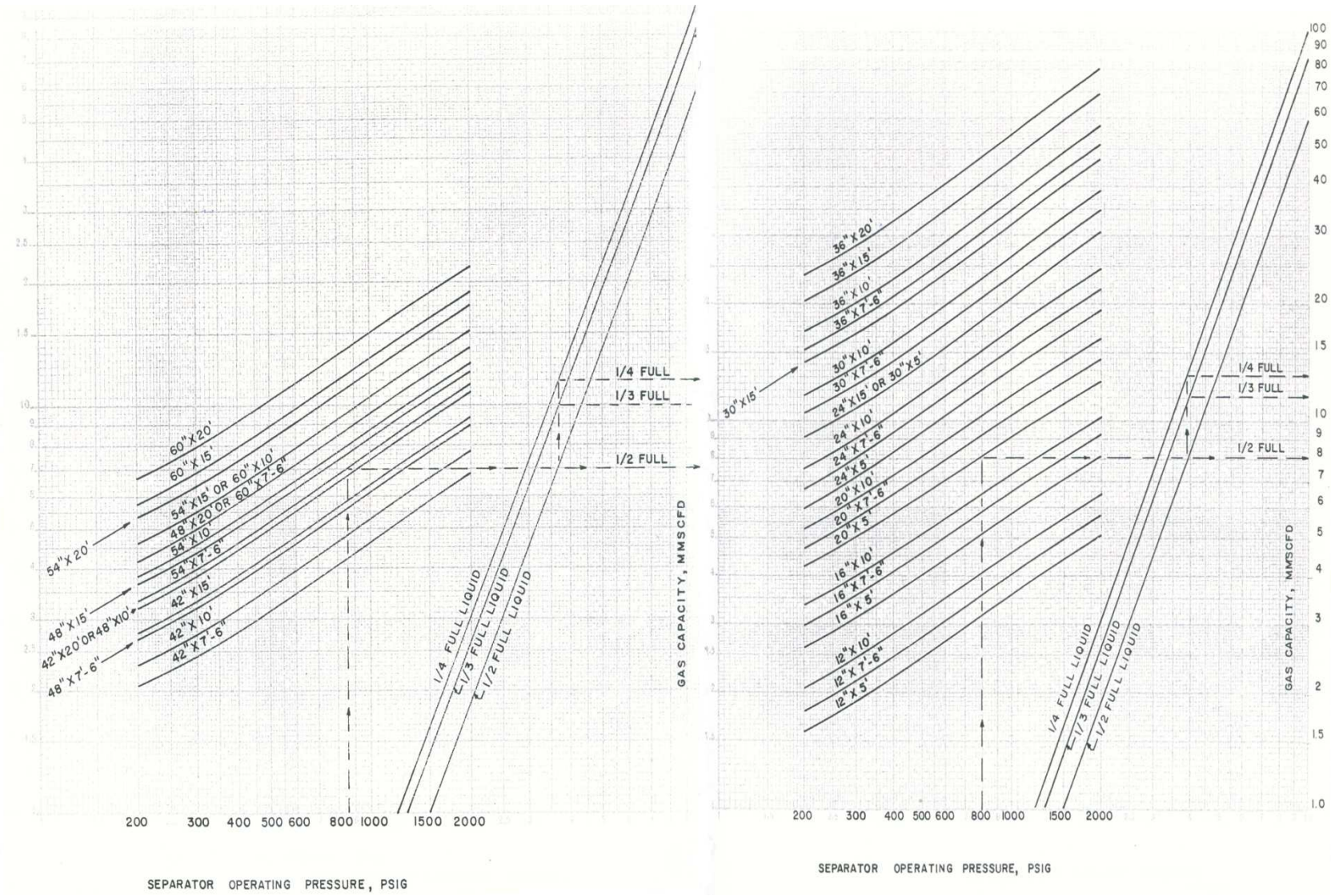
GRÁFICA A 4.2.2 CAPACIDAD DEL GAS PARA UN SEPARADOR VERTICAL DE ALTA PRESIÓN



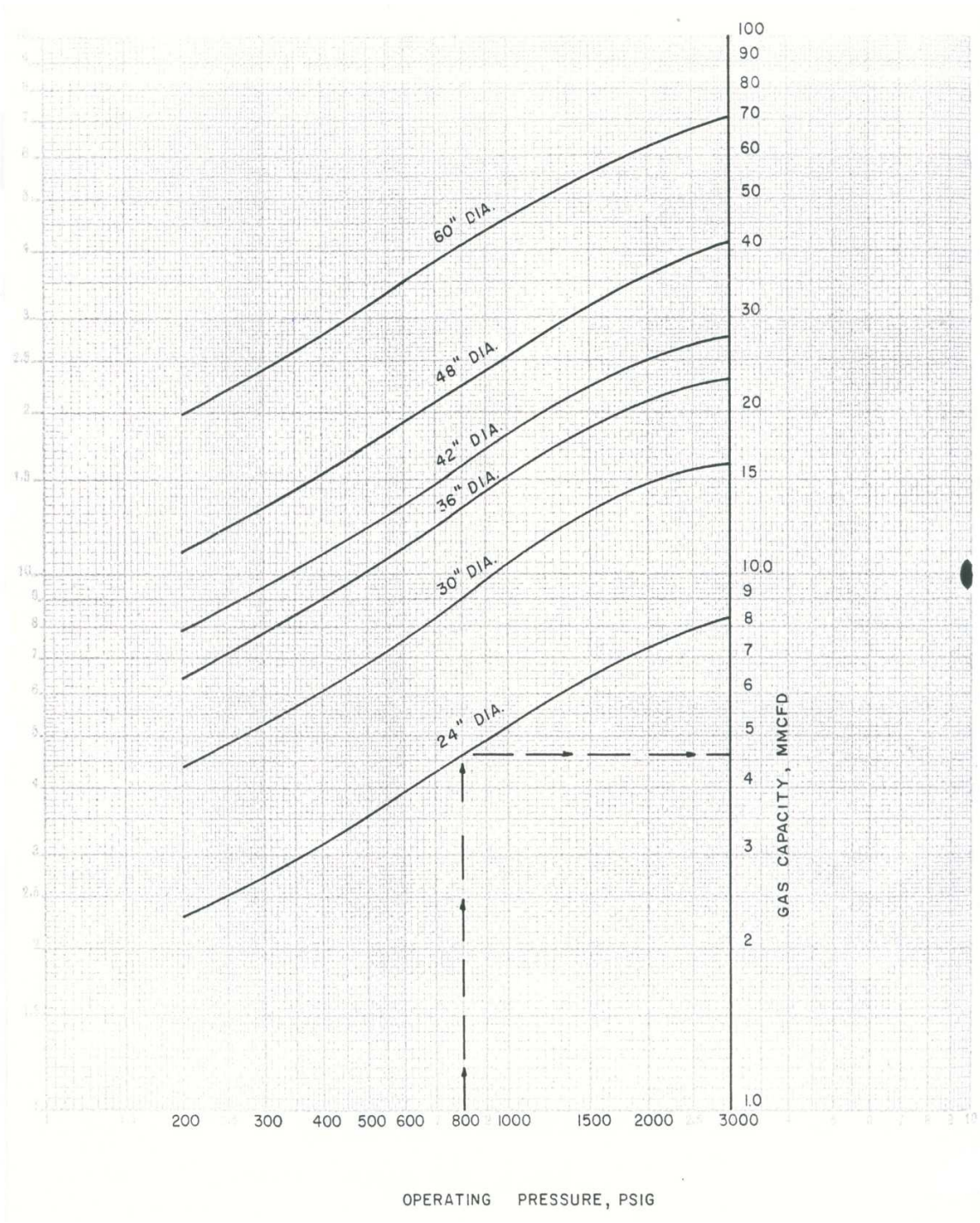
GRÁFICA A 4.2.3 CAPACIDAD DEL GAS PARA UN SEPARADOR HORIZONTAL DE BAJA PRESIÓN



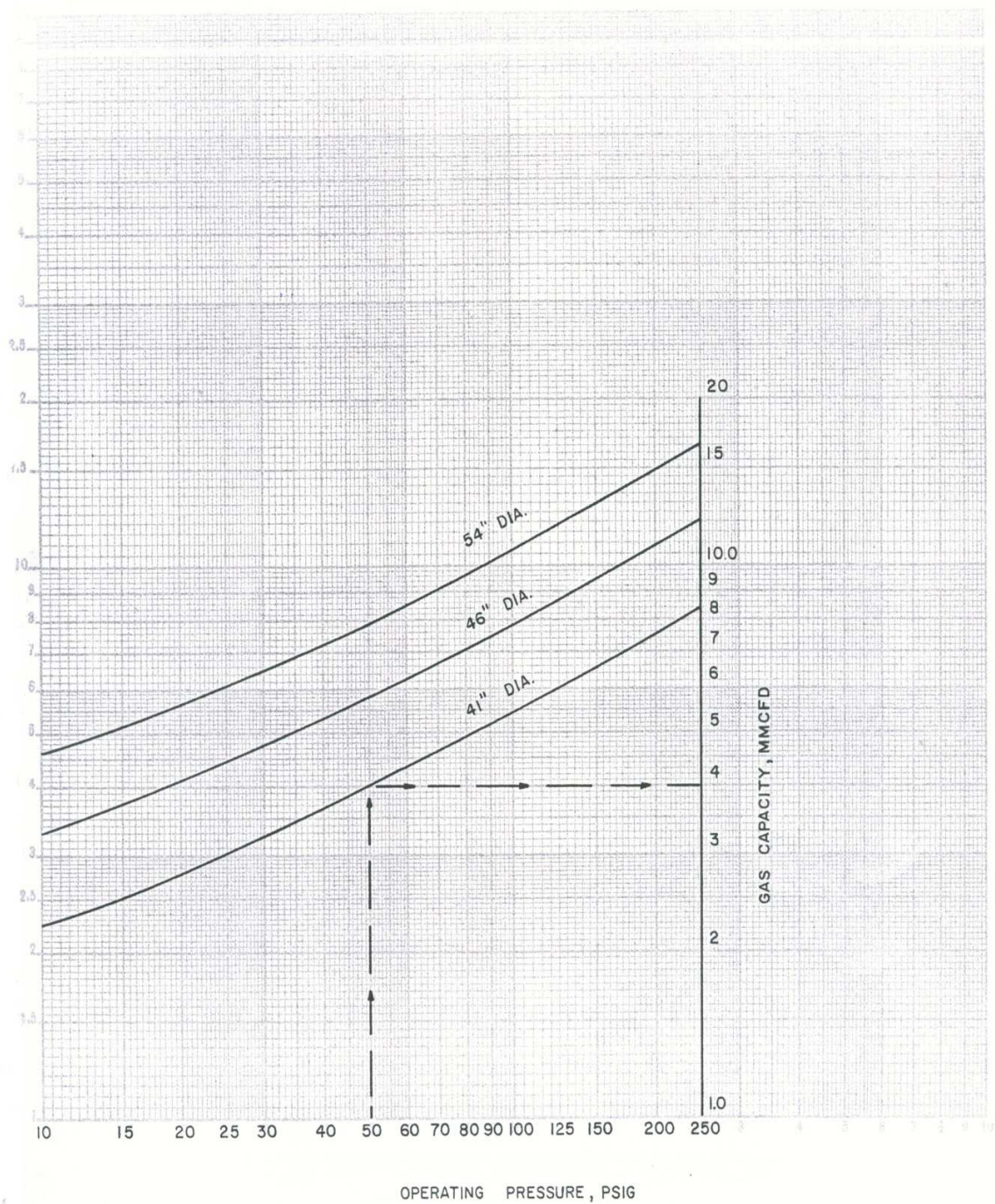
GRÁFICA A 4.2.4 CAPACIDAD DEL GAS PARA UN SEPARADOR HORIZONTAL DE ALTA PRESIÓN



GRÁFICA A 4.2.5 CAPACIDAD DEL GAS PARA UN SEPARADOR ESFÉRICO DE BAJA PRESIÓN



GRÁFICA A 4.2.6 CAPACIDAD DEL GAS PARA UN SEPARADOR ESFÉRICO DE ALTA PRESIÓN



**TABLA A 4.3.1 DIMENSIONES TÍPICAS Y SUS CAPACIDADES NOMIANLES
CORRESPONDIENTES PARA TANQUES CON 96 PULGADAS**

(1) Tank Diameter (Feet)	(2) Approx. Capacity per Foot of Height (Barrels)	(7) * (8) Tank Height (Feet)									(10)	(11)
		12	18	24	30	36	42	48	54	60		
		Number of Courses in Completed Tank										
		2	3	4	5	6	7	8	9	10		
10	14.0	170	250	335	420	505		
15	31.5	380	565	755	945	1,130		
20	56.0	670	1,010	1,340	1,680	2,010	2,350	2,690		
25	87.4	1,050	1,570	2,100	2,620	3,150	3,670	4,200	4,720	5,250		
30	126	1,510	2,270	3,020	3,780	4,530	5,290	6,040	6,800	7,550		
35	171	2,060	3,080	4,110	5,140	6,170	7,200	8,230	9,250	10,280		
40	224	2,690	4,030	5,370	6,710	8,060	9,400	10,740	12,090	13,430		
45	283	3,400	5,100	6,800	8,500	10,200	11,900	13,600	15,300	17,000		
50	350	4,200	6,290	8,390	10,490	12,590	14,690	16,790	18,880	20,980		
60	504	6,040	9,060	12,090	15,110	18,130	21,150	24,170	27,190	30,220		
70	685	8,230	12,340	16,450	20,560	24,680	28,790	32,900	37,010	41,130		
80	895	10,740	16,120	21,490	26,860	32,230	37,600	42,970	48,350	53,720		
90	1,133	13,600	20,390	27,190	33,990	40,790	47,590	54,390	61,180	67,980		
100	1,399	16,790	25,180	33,570	41,970	50,360	58,750	67,140	75,540	83,930		
120	2,014	...	36,260	48,340	60,430	72,510	84,600	96,690	108,800	120,900		
140	2,742	...	49,350	65,800	82,250	98,700	115,100	131,600	148,000	164,500		
160	3,581	107,400	128,900	150,400	171,900	193,400	214,900		
180	4,532	136,000	163,200	190,400	217,500	244,800	254,300		
200	5,595	167,900	201,400	235,000	268,600	294,500	322,300	D = 174	
220	6,770	203,100	243,700	284,400	322,300	D = 194	D = 194		

**TABLA A 4.3.2 DIMENSIONES TÍPICAS Y SUS CAPACIDADES NOMIANLES
CORRESPONDIENTES PARA TANQUES CON 72 PULGADAS**

(1) Tank Diameter (Feet)	(2) Approx. Capacity per Foot of Height (Barrels)	(6) Tank Height (Feet)							(8)	(9)
		16	24	32	40	48	56	64		
		Number of Courses in Completed Tank								
		2	3	4	5	6	7	8		
10	14.0	225	335	450		
15	31.5	505	755	1,010	1,260		
20	56.0	900	1,340	1,790	2,240	2,690		
25	87.4	1,400	2,100	2,800	3,500	4,200	4,900	5,600		
30	126	2,020	3,020	4,030	5,040	6,040	7,050	8,060		
35	171	2,740	4,110	5,480	6,850	8,230	9,600	10,960		
40	224	3,580	5,370	7,160	8,950	10,740	12,530	14,320		
45	283	4,530	6,800	9,060	11,330	13,600	15,860	18,130		
50	350	5,600	8,390	11,190	13,990	16,790	19,580	22,380		
60	504	8,060	12,090	16,120	20,140	24,170	28,200	32,230		
70	685	10,960	16,450	21,930	27,420	32,900	38,380	43,870		
80	895	14,320	21,490	28,650	35,810	42,970	50,130	57,300		
90	1,133	18,130	27,190	36,260	45,320	54,390	63,450	72,520		
100	1,399	22,380	33,570	44,760	55,950	67,140	78,340	89,530		
120	2,014	...	48,340	64,460	80,580	96,690	112,800	128,900		
140	2,742	...	65,800	87,740	109,700	131,600	153,500	175,500		
160	3,581	114,600	143,200	171,900	200,500	229,200		
180	4,532	145,000	181,300	217,500	253,800	290,100		
200	5,595	179,100	223,800	268,600	314,200	359,600	D = 163	
220	6,770	216,700	270,800	322,300	D = 187	D = 187		

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **DEPARTAMENTO DE OPERACIONES.** Producción e Inyección de Agua del Campo Lago Agrio. Mayo.
2. **CEPEDA, JOSÉ. PETROPRODUCCIÓN - PROYECTOS ESPECIALES.** Estado Actual de los Equipos de las Estaciones Norte y Central del Campo Lago Agrio.
3. **DOUGLAS, ERWIN, (1998).** Oil and Gas Production Surface Facilities Desing and Rating, Texas.
4. **ORTEGA, GUILLERMO. (2007). PETROPRODUCCIÓN.** Informe Anual Lago Agrio – Guanta.
5. **PETROPRODUCCIÓN, DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA.** Estado actual de los Pozos del Campo Lago Agrio
6. **PETROPRODUCCIÓN, DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA.** Forecast de Todos los Pozos de Lago Agrio desde 1983 al 2000.
7. **PETROPRODUCCIÓN – PROYECTOS ESPECIALES.** Diagramas de las Estaciones Lago Agrio Central y Norte.
8. **PETROPRODUCCIÓN – REINYECCIÓN DE AGUA. (2008).** Rangos Operacionales de las Bombas de Reinyección.
9. **PETROPRODUCCIÓN - SUBGERENCIA DE OPERACIONES.** Historial de Producción del Campo Lago Agrio desde 2000 hasta 2007.

10. **PETROPRODUCCIÓN – SUBGENRENCIA DE OPERACIONES.** Prueba de Inyectividad del Pozo LAG – 16B del Campo Lago Agrio.
11. **ROMAN, HÉCTOR. (2009). PETROPRODUCCIÓN.** Facilidades de Producción y Proyectos para el 2009 en el “Campo Lago Agrio”. Abril.
12. **SIVALLS, RICHARD, (1987).** Oil and Gas Separation Design Manuel, Odessa Texas.