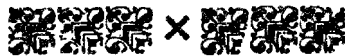


T
621.691
SUN



Escuela Superior Politécnica del Litoral

Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la
Producción



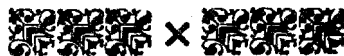
“Diseño de Estación para Inyección de Agua de Formación a Pozos Petróliferos en el Yacimiento del Campo Ancón”

TESIS DE GRADO

Previa a la Obtención del Título de:
INGENIERO MECANICO

Presentada por:

René Luis (Suntaxi) Aluisa



Guayaquil - Ecuador

Año - 2000



D-20205

DEDICATORIA



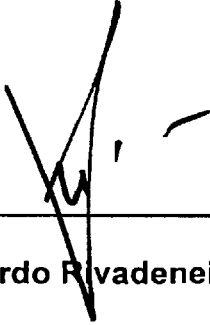
MIS PADRES

A MIS HERMANOS

A MIS AMIGOS

A DIOS

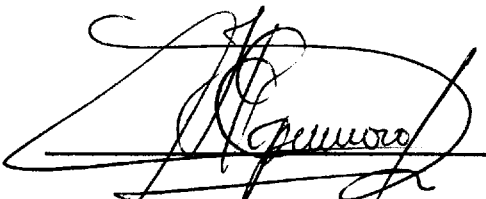
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



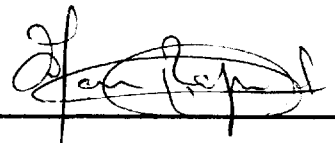
Ing. Eduardo Rivadeneira P.
DECANO DE LA FIMCP



Ing. Edmundo Villacís M.
DIRECTOR DE TESIS



Ing. Marcelo Espinoza
VOCAL

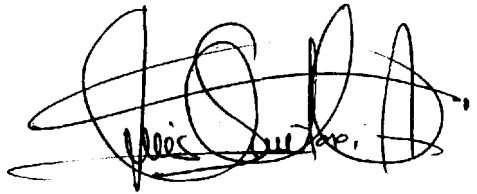


Ing. Marcos Tapia Q.
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la
ESPOL)

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'René Suntaxi Aluisa', written over a horizontal line.

René Suntaxi Aluisa

RESUMEN

En el presente trabajo se elabora de una manera ordenada la teoría básica y una metodología práctica para el diseño de una “ Estación para Inyección de Agua de Formación en pozos petrolíferos “, este diseño es parte del proyecto de Inyectividad de agua a pozos que se desarrollará en el Yacimiento Petrolífero del Campo Ancón en la Península de Santa Elena, como una alternativa para disminuir el grave problema de la contaminación ambiental con el agua de formación que se obtiene de la producción de petróleo en el Yacimiento.

Se pone especial interés a la parte de fundamentos teóricos y matemáticos utilizados para el dimensionamiento de los equipos que integran el diseño de la estación, se ha recopilado información en manuales especializados con normas estandarizadas y experiencia de campo.

En el Capítulo I se detalla un enfoque global de la necesidad de realizar el proyecto y el alcance del mismo. En el Capítulo II se hace la selección de la alternativa para el tratamiento del agua de Formación y se detalla el análisis de este tipo de agua. En el Capítulo III se presenta un estudio de producción utilizando herramientas de “ Ingeniería de Petróleos “ para obtener una

estimación estadística de producción de petróleo y agua de formación en el Campo Ancón.

Para el Capítulo IV se definen fundamentos teóricos y matemáticos utilizados para el diseño de los elementos que integran la "Estación para inyección de Agua de Formación", según el diseño preliminar que se tiene de acuerdo a proyectos realizados y experiencias de campo; se definen además conceptos de Mecánica de Fluidos necesarios en este tipo de diseño.

En el Capítulo V se realiza el dimensionamiento de las facilidades de superficie que integran la Estación de Inyección aplicando los fundamentos matemáticos que se describen en el capítulo cuatro, se incluyen además criterios de campo para el diseño.

En el Capítulo VI se hace un análisis económico sobre la base de datos actualizados de costo de los equipos y otros elementos que integran la estación para Inyección de Agua de Formación.

Finalmente en el Capítulo VII se tienen diagramas de flujo del proceso que se sigue para el tratamiento del Agua de Formación a inyectarse, además se presenta gráficamente la ubicación de los equipos dentro de la Estación.

INDICE GENERAL

RESUMEN	II
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS	IV
SIMBOLOGÍA	V
ÍNDICE DE FIGURAS	VI
ÍNDICE DE TABLAS	VII
ÍNDICE DE PLANOS	VIII
INTRODUCCIÓN	1
I. ENFOQUE DE LA NECESIDAD DEL PROYECTO.....	2
1.1. Antecedentes del problema a solucionar.....	2
1.2. Tratamiento actual del agua de formación.....	3
1.3. Problemas ambientales por la contaminación con el agua de formación.....	5
1.4. Alcance del proyecto.....	12
II. SELECCIÓN DE ALTERNATIVA PARA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA....	16
2.1. Inyectibilidad del agua de formación.....	17
2.2. Consideraciones para la inyección de agua de formación.....	18

2.2.1. Análisis del agua de formación que existe en el Campo "Ancón".....	23
III. PREDICCIÓN EN LA PRODUCCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN.....	26
3.1. Estimación estadística en la producción de agua de formación....	27
IV. FUNDAMENTOS TEÓRICOS UTILIZADOS EN EL DISEÑO.....	45
4.1. Sistema de separación	45
4.1.1. Separadores	45
4.1.2. Tipos de separadores.....	46
4.1.3. Componentes de un separador.....	48
4.1.4. Factores que afectan la eficiencia de separación.	55
4.1.5. Criterios de diseño.....	59
4.1.6. Procedimiento para dimensionamiento de un separador. .	63
4.1.7. Espesor de las paredes de un separador.	68
4.2. Sistema de conducción.....	69
4.2.1. Líneas de conducción.....	69
4.3. Sistema de bombeo.....	71
4.4. Sistema de almacenamiento.....	79
4.4.1. Almacenamiento en tanques.....	79
4.4.2. Almacenamiento en piscina.....	83
4.5. Equipamiento en el cabezal del pozo.....	85

4.6. Equipamiento en pozo abajo.....	87
--------------------------------------	----

V. DIMENSIONAMIENTO DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA LA ESTACIÓN DE INYECCIÓN.....	122
---	-----

5.1. Separadores.....	122
-----------------------	-----

5.2. Líneas de conducción.....	136
--------------------------------	-----

5.3. Bombas.....	146
------------------	-----

5.3.1. Bombas de transferencia.....	146
-------------------------------------	-----

5.3.2. Bombas de inyección.	156
----------------------------------	-----

5.4. Tanques.	160
--------------------	-----

5.5. Piscina de separación.....	165
---------------------------------	-----

VI. COSTOS DEL PROYECTO.....	168
------------------------------	-----

VII. PLANOS Y DIAGRAMAS DE FLUJO EN LA ESTACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN... ..	172
---	-----

VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	178
---	-----

ANEXOS.

BIBLIOGRAFÍA.

ABREVIATURAS

RPM	Revoluciones por minuto
Ft	Pie
Ft/s	Pie por segundo
Ft/s ²	Pie por segundo cuadrado
Ft ²	Pie cuadrado
Ft ² /s	Pie cuadrado por segundo
Ft ³ /bbl	Pie cúbico por barril
Ft ³ /lb	Pie cúbico por libra
Ft ³ /s	Pie cúbico por segundo
Ft/hr	Pie por hora
Cst	Centistoke
Lb/ft ³	Libra por pie cúbico
M	Metro
Bbl/d	Barriles por día
Scf/bbl	Pies cúbicos por barril
Psia	Presión absoluta
Psig	Presión manométrica
Cp	Centipoise
°F	Grados fahrenheit
°R	Grados rankine
min	Minuto
sg	Segundo
lb/ft-sg ²	Libra por pie segundo cuadrado
plg	Pulgada
lb-mol/mol	Libra mol por mol
km	Kilometro
GPM	Galones por minuto
Hp	Caballos de fuerza



SIMBOLOGÍA

\emptyset	Diámetro de tubería
ΔP_{100}	Caída de presión, psi/100 ft
ΔP_f	Caída de presión debido a la fricción
$^{\circ}\text{API}$	Gravedad del petróleo
A_g	Area ocupada por el gas
A_L	Area ocupada por el líquido
A_v	Area del separador
A_o	Area ocupada por el petróleo
β	Factor de expansión térmica
BSW	Corte de agua, %
D_p	Diámetro de la partícula, micrones
D_v	Diámetro del separador
f	Factor de Moddy
g	Gravedad específica del gas
	Gravedad específica del petróleo
w	Gravedad específica del agua
g_c	Constante gravitacional
GOR	Relación gas – petróleo @ stp
GOR_{op}	Relación gas – petróleo @ presión y temperatura op.
H_D	Cabezal de descarga
H_f	Caída de presión por fricción
H_S	Presión en la succión de la bomba
H_T	Carga total
h_L	Espesor de la capa de líquido
h_o	Espesor de la capa de petróleo
h_w	Espesor de la capa de agua
L	Longitud de la línea
L_h	Longitud del múltiple
L_v	Longitud del separador
μ_g	Viscosidad del gas
μ_o	Viscosidad del petróleo
μ_w	Viscosidad del agua
MW_{aire}	Peso molecular del aire
MW_g	Peso molecular del gas
N	Velocidad rotativa de la bomba
$NPSH_A$	Cabeza Neta Positiva de Succión Disponible
$NPSH_R$	Cabeza Neta Positiva de Succión Requerida
P_{avg}	Presión promedio
P_h	Presión en cabeza del pozo
P_{man}	Presión manométrica
P_{op}	Presión a condiciones de operación

P_{op}	Presión a condiciones de operación
P_s	Presión de succión
Q_B	Caudal para selección de bomba
Q_g	Caudal del gas
Q_{iny}	Caudal de fluido de inyección
Q_o	Caudal de petróleo
Q_w	Caudal de agua
ρ_g	Densidad del gas
ρ_o	Densidad del petróleo
ρ_l	Densidad del líquido
R	Constante universal de los gases, 10.73
Re	Número de Reynolds
$SG_{60}^{\circ f}$	Gravedad específica a 60 °F
SG_{op}	Gravedad específica a condiciones de operación
SG_g	Gravedad específica del gas
SG_o	Gravedad específica del petróleo
SG_{mix}	Gravedad específica de la mezcla
SG_w	Gravedad específica del agua
S_t	Esfuerzo hidrostático
T_{avg}	Temperatura promedio
t_p	Espesor de la pared del tanque
T_{op}	Temperatura de operación
t_r	Tiempo de retención
t_{ro}	Tiempo de retención petróleo
t_{rw}	Tiempo de retención agua
V_e	Velocidad de erosión
V_o	Volumen de petróleo
V_T	Volumen total
V_t	Velocidad terminal
V_{TE}	Volumen tanque de estabilización
V_{Tiny}	Volumen tanque de inyección
V_{TL}	Volumen tanque de lavado
V_v	Volumen del separador
V_w	Volumen del agua
V_w	Velocidad del agua
V_{v-min}	Volumen mínimo requerido
ω_g	Flujo másico de gas
ω_l	Flujo másico de líquido
ω_{mix}	Flujo másico de la mezcla
ω_o	Flujo másico de petróleo
ω_w	Flujo másico de agua
Z	Factor de compresibilidad

ÍNDICE DE FIGURAS

		Pag.
Figura 1.1	Piscina de tierra cubierta con Lainer.....	13
Figura 1.2	Operación de swab.....	13
Figura 1.3	Equipo de bombeo mecánico.....	14
Figura 1.4	Sistema de levantamiento por gas lift.....	14
Figura 1.5	Líneas y piscinas para drenaje de agua.....	15
Figura 2.1	Mapa base de pozos inyectoros.....	
Figura 2.2	Diagrama de corte estructural y registros.....	
Figura 3.1	Producción agua Enero 99.....	35
Figura 3.2	Producción agua Febrero 99.....	36
Figura 3.3	Producción agua Marzo 99.....	37
Figura 3.4	Producción agua Abril 99.....	38
Figura 3.5	Producción agua Mayo 99.....	39
Figura 3.6	Producción agua Junio 99.....	40
Figura 3.7	Producción agua Julio 99.....	41
Figura 3.8	Producción agua meses de 1998 y 1999.....	42
Figura 3.9	Producción agua meses de 1998 y 1999, exceptuando Junio y Octubre de 1999.....	43
Figura 3.10	Proyección 1 año para producción de agua de formación..	43
Figura 4.1	Esquema de separador Horizontal.....	89
Figura 4.2	Esquema de separador vertical.....	90
Figura 4.3	Esquema de Separador esférico.....	91
Figura 4.4	Viscosidad de varias sustancias vs. Temperatura.....	92
Figura 4.5	Relación de viscosidad respecto a la temperatura.....	
Figura 4.6	Líneas de pozos a estación de producción.....	99
Figura 4.7	Líneas de distribución (multiple).....	99
Figura 4.8	Líneas de drenaje.....	100
Figura 4.9	Instalación típica para bomba de transferencia.....	108
Figura 4.10	Esquema de bomba cinética de flujo radial.....	108
Figura 4.11	Bomba de pistón de doble acción.....	109
Figura 4.12	Bomba plunger de simple acción.....	109
Figura 4.13	Curvas típicas de presión bombas centrífugas y DP.....	110
Figura 4.14	Tanques atornillados para separación y almacenamiento..	111
Figura 4.15	Tanques de planchas soldadas.....	118
Figura 4.16	Piscina API	119
Figura 4.17	Cabezal típico para inyección y líneas de conexión.....	120
Figura 4.18	Instalación pozo abajo para inyección.....	121
Figura 5.1	Dimensiones de separador.....	135
Figura 5.2	Caída de presión en tuberías.....	158
Figura 5.3	Panel de curvas	159
Figura 5.4	Panel de curvas.....	159

ÍNDICE DE FIGURAS (continuación)

Figura 5.5	Piscina de separación agua – petróleo.....	167
Figura 7.1	Ubicación del amortiguador de pulsaciones	175
Figura 7.2	Diagrama de instalación de bombas recíprocantes.....	175
Figura 7.3	Diagrama de proceso para obtención agua de formación..	176
Figura 7.4	Diagrama de bomba triplex.....	177

ÍNDICE DE TABLAS

		Pag.
Tabla I	Análisis del agua de formación.....	25
Tabla II	Agua obtenida mes Enero 99.....	35
Tabla III	Agua obtenida mes Febrero 99.....	36
Tabla IV	Agua obtenida mes Marzo 99.....	37
Tabla V	Agua obtenida mes Abril 99.....	38
Tabla VI	Agua obtenida mes Mayo 99.....	39
Tabla VII	Agua obtenida mes Junio 99.....	40
Tabla VIII	Agua obtenida mes Julio 99.....	41
Tabla IX	Agua obtenida meses de 1998 y 1999.....	42
Tabla X	Agua obtenida mese de 1998 y 1999, exceptuando Junio y Octubre de 1999.....	43
Tabla XI	Propiedades físicas del agua.....	94
Tabla XII	Factor K para determinar la velocidad máxima permisible.....	60
Tabla XIII	Tiempo de retención para diferentes tipos de crudos.....	62
Tabla XIV	Tiempo de retención de crudo a diferentes temperaturas.....	63
Tabla XV	Volumen de separadores para medidas estandarizadas.....	96
Tabla XVI	Coeficientes para volúmenes parciales de cilindros.....	97
Tabla XVII	Coeficientes para volúmenes parciales de cilindros.....	98
Tabla XVIII	Tabulación de esfuerzos permisibles para diferentes tipos de Sueda.....	101
Tabla XIX	Tabulación de esfuerzos permisibles para diferentes tipos suelda.....	102
Tabla XX	Factor de Junta E.....	103
Tabla XXI	Espesor mínimo para paredes de tuberías de acero.....	104
Tabla XXII	Flujo gravitacional en las líneas.....	104
Tabla XXIII	Dimensiones y datos de tuberías.....	105
Tabla XXIV	Características de flujo.....	106
Tabla XXV	Presiones de trabajo.....	107
Tabla XXVI	Capacidades y dimensiones de tanque atornillados.....	112
Tabla XXVII	Tamaños de normas API tanques soldados.....	113
Tabla XXVIII	Medidas típicas y capacidades nominales.....	114
Tabla XXIX	Espesor de planchas para medidas típicas.....	115
Tabla XXX	Esfuerzos permisibles de las planchas.....	116
Tabla XXXI	Espesor de base del tanque.....	117
Tabla XXXII	Caída de presión para distintas tuberías.....	147
Tabla XXXIII	Caída de presión para distintas tuberías.....	152
Tabla XXXIV	Tabla para selección de bomba triplex tipo plunger.....	157
Tabla XXXV	Costos planta de tratamiento principal.....	169
Tabla XXXVI	Costos de líneas de flujo.....	170
Tabla XXXVII	Costos de servicio al pozo inyector.....	170
Tabla XXXVIII	Costos totales del proyecto.....	171

INTRODUCCION

El objetivo de este trabajo es básicamente describir el procedimiento de diseño de los equipos principales que constituyen la estación para inyección de agua a pozos petrolíferos. Esta estación consiste de diferentes sistemas, siendo el sistema de separación el más importante porque en el se separan las fases presentes en el crudo proveniente de la formación (petróleo, agua y gas). Los equipos que componen este sistema se denominan separadores y del adecuado dimensionamiento que se realice se podrá obtener la mayor cantidad de agua presente en el crudo, y que posteriormente se la bombea mediante bombas de desplazamiento positivo de tipo plunger (bomba de vástagos).

El dimensionamiento de los equipos de la estación de inyección sean estos separadores, múltiples, tanques, tuberías, bombas, etc. Se lo ha efectuado tomando en consideración parámetros del yacimiento y las propiedades de los fluidos presentes en él. Se diseña una piscina para una óptima obtención de agua de formación. La selección de bombas se realiza utilizando cartas y tablas de manuales especializados para la industria del petróleo; también, el dimensionamiento de tanques se utilizan tablas en base a capacidades requeridas.

CAPITULO I

ENFOQUE DE LA NECESIDAD DEL PROYECTO

CAPITULO I

ENFOQUE DE LA NECESIDAD DEL PROYECTO

1.1 Antecedentes del problema a solucionar.

Nuestro problema a solucionar trata de la contaminación ambiental causada por la evacuación en el medio ambiente del agua de formación; el agua se la obtiene en la producción de petróleo, debido al estado trifásico del fluido primario que se obtiene de los pozos productores de petróleo y que al almacenarlo en estado de reposo se obtiene la separación de las dos fases que son agua de formación y petróleo; esto dependiendo del tipo de levantamiento artificial y del método de separación de fases que se emplee en la producción de petróleo.

La evacuación se la realiza en sectores cercanos a las estaciones de producción, subestaciones, tanques de almacenamiento independientes en determinados pozos según el sistema operativo de producción, así como de la planta principal de almacenamiento de petróleo en el Campo Petrolífero de Ancón.

Los sectores afectados por la contaminación debido a la evacuación del agua de formación son terrenos cercanos a los pozos productores, canales naturales que se convierten en ríos en la época de invierno, así como de playas cercanas al Campo Ancón.

1.2 Tratamiento actual del agua de formación.

El tratamiento actual que se da el agua de formación es variado dependiendo del volumen que se obtiene en la producción bruta de cada pozo ó de varios pozos, esto es tanto en las subestaciones de producción propia de cada sección, en la planta principal de tratamiento, en terrenos adyacentes de los pozos, etc. Se puede decir que existen tres posibilidades, que serian:

- 1) Para cada subestación se han construido piscinas con una capacidad de almacenamiento según el volumen de producción del agua de formación, esto se ha obtenido con el transcurrir del tiempo, debido a que cada sección tiene diferente volumen de producción tanto en petróleo como en agua de formación. Estas piscinas son excavaciones hechas en el terreno y delimitadas con muros de contención utilizando maquinaria para obras civiles, estas piscinas se las recubre con un tipo de membrana impermeable que comúnmente

se la llama "Liner", formando así la piscina de almacenamiento. Está agua de formación almacenada se espera que se evapore de forma natural. Esto se puede ver en la figura 1.1.

2) Al obtener producción de petróleo y agua según el tipo de operación como puede ser el pistoneo conocido como "Operación de suaveo" que se realiza en pozos que no tienen suficiente aportación tanto de petróleo como de gas de formación y poder instalar algún equipo de levantamiento artificial (bombeo mecánico, gas lift). Esto se puede ver en las figuras 1.2, 1.3,1.4 respectivamente. Al llenar el tanque de almacenamiento después de la operación se espera cierta cantidad de tiempo para que en reposo se puedan separar las fases agua y petróleo, y entonces drenar ó abrir la válvula para desalojar el agua de formación; está agua se la deja caer en terrenos aledaños al pozo, donde está agua se evapora creando algún tipo de erosión en el terreno. Por lo general el volumen obtenido de agua es muy pequeño en comparación al volumen de agua obtenido en las subestaciones de producción.

3) Para el caso de la planta principal de tratamiento que existe en Ancón, en está planta el agua de formación que se obtiene después de tener en estado de reposo la producción diaria tanto de las subestaciones

de producción, como de la producción de Swab que se la traslada en tanqueros desde los pozos donde se realizó la operación de suaveo; está agua de formación obtenida se la drena de cada tanque de almacenamiento a canales que llevan al agua hasta alguna playa alejada y que tenga condiciones para eliminar el agua de formación mezclándola con volúmenes mayores de agua de mar. Esto se puede ver en la figura 1.5.

1.3 Problemas ambientales por la contaminación con el agua de formación.

El agua de formación obtenida es agua que contiene cantidades variables de sales disueltas y de gases disueltos (CO, CO₂, H₂S). Los mismos pueden ser algunos sólidos finos en suspensión que pueden tener trazas de metales pesados y posiblemente, niveles excesivos de radiación de estroncio y radio. Generalmente, antes del tratamiento, el agua obtenida contiene niveles inaceptablemente altos de gotitas de petróleo y emulsificadas dentro de la misma. Generalmente las salmueras de yacimientos petrolíferos no son aptas para el consumo humano ni para el uso de los animales. El agua obtenida también puede aparecer relativamente clara y a menudo es difícil distinguirla de otras.

1.3.1 Fuentes de agua potable.

Uno de los problemas potenciales mayores del agua de formación es la contaminación de las fuentes de agua potables. La mayoría de las agua potables mundiales se hallan bajo tierra pero a pocos metros de la superficie, ó en ríos y arroyos. La mayoría de estas capas freáticas de agua dulce son alimentadas desde la superficie, y son muy susceptibles a la contaminación por otros fluidos. El agua de formación es un contaminante de la misma gravedad específica que la capa acuífera, potencial fuente de alimentación de la capa freática, con una movilidad equivalente y fácilmente mezclable con el agua dulce de la capa freática.

1.3.2 Volumen.

Cuando comienza la producción de agua de formación, los volúmenes iniciales son bajos, y muchas veces es tentadora la idea de descargar el fluido en las cercanías sin ejercer ningún control lo que es inaceptable. Es extremadamente improbable que los volúmenes disminuyan, excepto bajo circunstancias poco comunes. Si se están produciendo varias zonas es posible que

una reconstrucción de pozo pueda demorar ó postergar la producción de agua, pero en la mayoría de las zonas la permeabilidad relativa de la roca con el agua asegura que una vez que ocurre la ruptura la producción de agua no solo continuara sino que aumentara.

1.3.3 Sales y sólidos en suspensión.

El agua de formación contiene una variedad amplia de sales disueltas (como cationes y aniones), sólidos suspendidos y gases. Algunos son simplemente objetables mientras otros son tóxicos y pueden concentrarse en la cadena alimenticia. Los efectos de varios de los compuestos e iones más comunes sobre las aguas dulces de superficie se notan a continuación.

Sodios y cloruros.

Los estándares para agua potable de los Estados Unidos de Norte América permiten hasta 250 mg/l de sodio, 250 mg/l de cloruros y un contenido total de sólidos disueltos de 500 mg/l. Niveles por encima de estos en fuentes de agua potable son prohibidos, y las metas propuestas deberían ser mucho menores,

probablemente unos 100 mg/l. El sodio en particular es perjudicial para la calidad del agua, especialmente donde se usa el agua para la irrigación, ya que conduce a una acumulación severa de sal y daño a medida que se evapora el agua. El sodio en combinación con sulfatos también causa problemas de salud (diarrea) y espuma en las calderas.

Sólidos en suspensión.

Está es una medida del material que excede el tamaño coloidal. Estos sólidos interfieren con la autopurificación, conduce a los depósitos de lodos, dañan las pesquerías.

Metales pesados.

El metal pesado primario en el agua obtenida es el bario, pero pueden presentarse vestigios de mercurio, arsénico y selenio. Estos elementos son extremadamente tóxicos para los seres humanos en cantidades diminutas, y son concentrados por varios organismos, los crustáceos particularmente. Las concentraciones máximas deben ser menores de 1mg/l.

Sulfuros.

Los sulfuros matan a los peces, producen sabores y olores, y son perjudiciales para el uso en procesos industriales. se recomiendan niveles máximos permisibles de 0.5 mg/l.

Aceites y grasas.

Los aceites y grasas son tóxicos para los peces, reducen la aireación, producen sabor y son estéticamente inaceptables. Los límites para la descarga en el océano abierto varían desde 30 mg/l en Australia hasta 40 mg/l (promedio) en aguas del Mar del Norte y de los Estados Unidos. se pueden anticipar que todos estos límites han de disminuir, y todas las plantas nuevas de eliminación deberían anticipar dicha reducción y ser diseñadas para alguna cifra menor, se sugiere 25 mg/l.

Radioactividad.

Tanto el Radio 226 como el Estroncio 90 son radioactivos y a menudo se presentan en el agua de formación. Ambos son concentrados por los mismos organismos que concentran a los

otros metales pesados. los crustáceos son significativos para los seres humanos. los niveles máximos recomendados son una Beta gruesa de 1000 pCi/l, el Radio 226 menos de 3 pCi/l y el Estroncio 90 menos de 10 pCi/l.

1.3.4 Concentración salina.

La mayoría de las aguas de formación contienen concentraciones salinas muy altas, son comunes niveles de cloruro de 150,000 a 180,000 ppm (el agua de mar tiene aproximadamente 35,000 ppm). A estos niveles el agua es tóxica para casi todas las formas de vida. A menos que el agua sea destinada a volver a la formación productiva se deberá considerar la dilución, sea por descarga en aguas de alto volumen y alta corriente (el mar) ó por la adición de agua dulce para reducir el contenido de sal a un nivel aceptable menos de 500 mg/l. Debe notarse que aún cuando se usa la descarga al mar, habrá una zona en la vecindad inmediata del punto de descarga donde las concentraciones serán excesivas, y donde se notará una reducción marcada en los organismos marinos.

El área de la zona afectada será una función del volumen de descarga, la concentración de sales y de la forma de dispersión.

1.3.5 Temperatura.

Las temperaturas de los yacimientos son una función de la profundidad. Las temperaturas de las agua de formación reflejan la temperatura del yacimiento, la tasa de flujo, la geometría del agujero del pozo, la temperatura ambiente y el método de procesamiento en la superficie. En el punto de eliminación las aguas están aún a temperaturas elevadas. Las descargas dentro de aguas de superficie elevará su temperatura y este cambio disminuirá los niveles de oxígeno disuelto causando mortandad de peces, interferirá con la procreación y propagación de las especies, aumentará las tasas de crecimiento de las bacterias, de organismos benéficos y perjudiciales, acelerará las reacciones químicas y conducirá a la eutroficación.

Se recomienda que se permita a las aguas receptoras una elevación máxima de temperatura de 3 grad C por encima de una línea base para la temporada.

1.4 Alcance del proyecto.

Este proyecto tiene como principal objetivo el eliminar el daño que se hace al medio ambiente por la contaminación ambiental tanto en terrenos cercanos a los pozos productores, a las subestaciones de producción, como a las playas en que se desaloja el agua de formación; y entonces se podrá dejar un medio ambiente con buenas perspectivas para los futuros proyectos a realizar en la agricultura, ganadería como también salud para las futuras generaciones de la Comunidad poblacional de Ancón.

Además de poder realizar un prototipo de sistema de levantamiento artificial que es Inyección de Agua (Waterflooding) para la producción de petróleo, que sería una nueva alternativa para poder producir petróleo en este Yacimiento petrolífero del Campo Ancón.



FIGURA 1.1. PISCINA DE TIERRA CUBIERTA CON LAINER

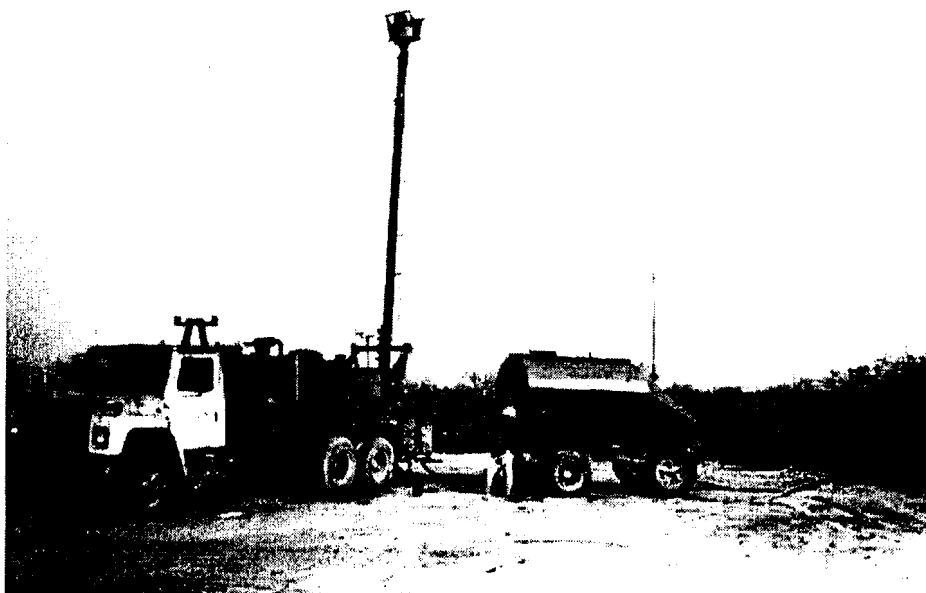


FIGURA 1.2. OPERACIÓN DE SWAB



FIGURA 1.3. EQUIPO DE BOMBEO MECÁNICO

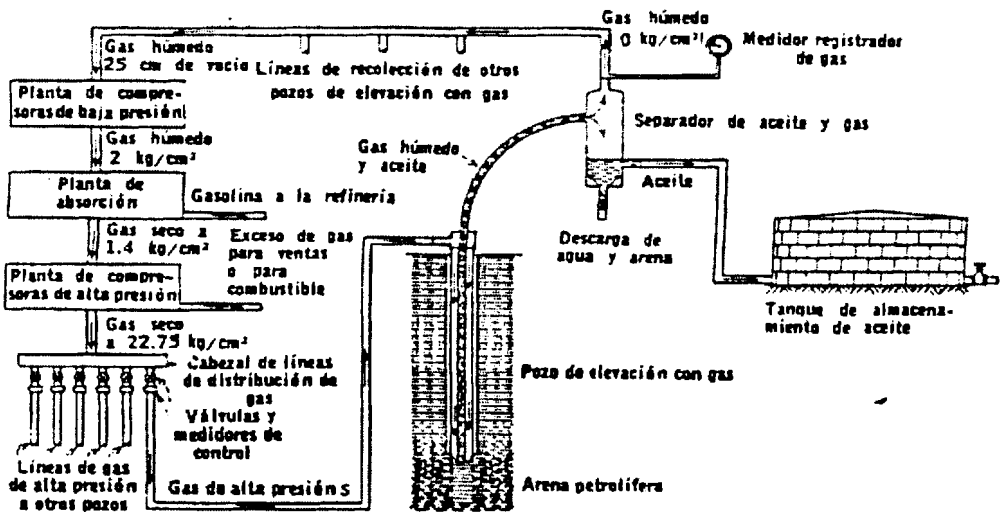


FIGURA 1.4. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR GAS LIFT

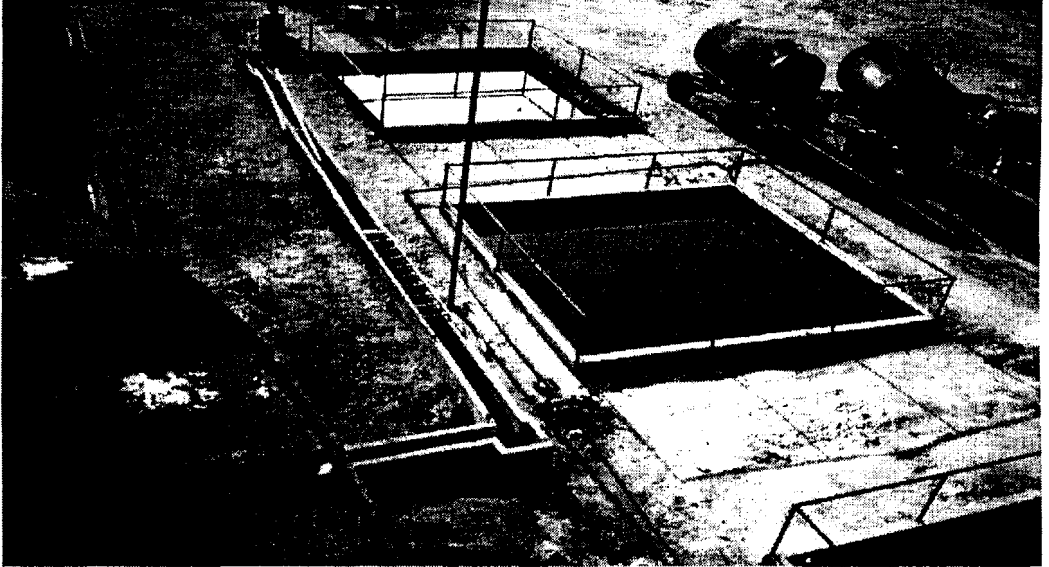


FIGURA 1.5. LINEAS Y PISCINAS PARA DRENAJE DE AGUA

CAPITULO II

SELECCIÓN DE ALTERNATIVA PARA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

CAPITULO II

SELECCIÓN DE ALTERNATIVA PARA SOLUCION DEL PROBLEMA

2.1 Inyectividad del agua de formación

Para poder solucionar el problema de contaminación con agua de formación, se propone el de inyectar el agua de formación a pozos que estén depletados y que puedan actuar como reservorios.

Para poder realizar el proyecto de inyección se han preseleccionado para estudios geológicos 4 pozos que son ANC 0723, ANC 1165, ANC 1156, ANC 1155 pertenecientes a la Sección 74. En la figura 2.1 Mapa base de los pozos de Inyección de Agua se indica la ubicación de estos pozos. En la figura 2.2, se indican los pozos con sus registros de Gamma Ray y Resistividad, adicionalmente las fracturas existentes en los pozos.

Debido a la falla inversa existente se produce un fracturamiento perpendicular (línea perpendicular a la tangente de la fractura) y que van por el macizo rocoso aumentando la porosidad secundaria. Las fracturas más grandes son las que sirven de trampa para el hidrocarburo y las

fallas sirven para vías de migración para el hidrocarburo. Esto produce también un aumento de la permeabilidad de la roca.

Ahora tomando en cuenta que el yacimiento Lower Socorro está depletado el mejor pozo para una inyección de agua sería el ANC 1156 por su cercanía con la falla inversa.

En el estudio de los 4 pozos existen 2 formaciones que son Fm Socorro y Fm Lower Socorro y están separadas por un lente de arcilla que sirven como sello para ambos yacimientos. En los 3 pozos se muestran registros de Gamma Ray que indicaría la existencia de iones radioactivos de Torio, Potasio y Uranio presente en abundancia en las arcillas y el registro de Resistividad que mide el inverso de la conductividad de una corriente eléctrica inducida en la formación.

Las lecturas de Gamma Ray permiten distinguir las arenas mientras que el de resistividad permite distinguir cuáles de esas arenas tienen fluido (agua, gas, petróleo). En conclusión la formación Lower Socorro es la mejor para inyectar el agua porque se presenta más arenosa y más resistiva, y que puede actuar como un reservorio hasta que este se sature.

El caudal de agua a inyectar será un volumen promedio diario que se obtiene en la producción de petróleo en el Campo Ancón, y que se la obtiene en el Capítulo III. Adicionalmente la presión de trabajo que se aplicará en el cabezal del pozo para inyección de agua será de 800 psi, este valor se obtiene de estudios de Ingeniería de petróleo realizado a las formaciones productoras (que en este caso ya están depletadas) pertenecientes a los pozos propuestos como inyectoras.

2.2 Consideraciones para la inyección de agua de formación

Para la selección y posterior inyección de agua de formación a pozos petrolíferos se deben tener en consideración los siguientes puntos.

Corrosión

La corrosividad del agua para inyección debe ser en lo posible siempre regular o uniforme. Si una medición significativa no puede ser obtenida, entonces una estimación de la corrosividad relativa de varios tipos de agua pueden hacerse conociendo algo acerca del pH, gases disueltos, y la salinidad. Es importante que las mediciones se realicen en el mismo lugar en que se toman las muestras de agua para su posterior análisis.

Hay tres razones para mantener un control efectivo de la corrosión:

1. Para obtener una aceptable vida de servicio para los equipos de la estación.
2. Para minimizar la generación de sólidos suspendidos.
3. Para prevenir pérdida de agua en los alrededores, y posterior contaminación ambiental.

El extenso uso de aceros al carbono en sistemas de inyección es muchas veces la mejor opción en los campos petroleros y en donde el agua de producción tiene un pronunciado apetito por el acero. El acero ofrece una combinación de alta fuerza, bajo costo y fácil fabricación lo cual lo hace muy atractivo para su uso en algún diseño. Sin embargo, algunas veces el bajo costo inicial no compensa para subsiguientes costos de control de corrosión y daños en pozos inyectoros. Eso es siempre posible para obtener una adecuada vida del sistema, pero imposible para mantener la necesaria calidad del agua debido a la contaminación del agua por efectos de la corrosión.

Generación de sólidos

Los productos de la corrosión constituyen la fuente primaria para generar sólidos suspendidos en los aceros sin protección en sistemas de inyección.

La deposición de sólidos suspendidos en los sistemas de inyección contribuyen a acelerar las tasas de corrosión debido a la corrosión depositada en el interior, provee un lugar para las bacterias, y escuda la superficie de la tubería del contacto con los inhibidores de corrosión.

Los sólidos suspendidos que no se precipitan en el sistema de inyección contribuyen a la pobre calidad del agua y orifican los pozos inyectoros. La calidad del agua siempre viene a ser la variable en la selección de una estrategia en el control de corrosión cuando el propósito del sistema es entregar una agua de alta calidad al fondo del pozo inyector.

El grado de contaminación resultante de la corrosión del acero es determinado por la velocidad de corrosión y la solubilidad de los productos de la corrosión. El carbonato de hierro es bastante soluble en la mayoría de las aguas para inyección, y normalmente no contribuyen a suspender sólidos. Sin embargo, el sulfato de hierro y el hidróxido férrico son excepcionalmente insolubles y pueden crear perforaciones en el material y problemas en la calidad del agua.

Por consiguiente, la generación de sólidos es particularmente difícil controlar en aguas naturalmente salobres y en sistemas de agua dulce donde el sulfato reduce la actividad bacterial y/o la entrada de oxígeno es significativa. Los sistemas donde se utiliza agua dulce incluye desairar el agua de mar, produciendo agua y suministra agua al pozo sin contenido inicial de H_2S .

Tendencia de escalas

El cálculo de escalas se debe hacer para determinar la probabilidad de formación de escalas en cada tipo de agua. Se recuerda que al hacer en el mismo sitio las mediciones de pH, HCO_3^- y $CO_3^{=}$ son necesarias para cálculos seguros de carbonatos de calcio y escala.

Compatibilidad del agua

Si dos o más aguas son mezcladas en la superficie antes de la inyección, el porcentaje de escalas y pruebas de compatibilidad deben ser desarrolladas. También, la compatibilidad del agua para inyección con el agua de formación propia de cada pozo debe ser estimada para

determinar si existieren probables problemas de escalas en los pozos de producción después de la inyección de agua.

Sólidos suspendidos

La concentración de sólidos suspendidos, la distribución de las partículas, y la naturaleza y composición de los sólidos tienen una importante influencia sobre la tendencia a calar de un agua. Estos mismos parámetros tienen fuerte influencia en la selección de filtros si es requerida la filtración.

Calidad del agua

Las pruebas de calidad del agua se pueden realizar en cada tipo de agua usando filtros de membranas o separadores de muestras.

Bacterias

Un análisis bacterial de toda fuente potencial de agua debe ser hecha. Sin embargo, se han presentado problemas de bacterias que se desarrollan en sistemas de inyección aun utilizando agua inicialmente

estéril. Los sistemas son fácilmente infectados y el crecimiento bacterial puede ser muy rápido.

Contenido de aceite

Cualquier agua de formación puede ser candidato para inyección siendo analizado el contenido de aceite. Cualquier aceite en el agua puede resultar como un decrecimiento en la inyectividad, especialmente cuando se combina con sólidos suspendidos y tanto con sulfuro de hierro. También, bloques de emulsión pueden formarse en pozos de inyección.

Sensibilidad de la formación

Algunas formaciones contienen arcillas que por encima aumentan en contacto con el agua de baja salinidad. Esto puede resultar en una reducción de la permeabilidad e inyectividad. Pruebas pueden ser conducidas sobre muestras de núcleos para determinar si este es un problema cuando es utilizada agua de baja salinidad en la inyección.

2.2.1 Análisis del agua de formación que existe en el Campo “Ancón”.

Se presenta en la Tabla I el análisis físico y químico del agua de formación que existe en el Campo Ancón.

En la tabla se puede apreciar los parámetros componentes del agua de formación con sus respectivos valores y además los valores límites para su detección, la muestra que se realizó el análisis fue tomada de la planta principal de tratamiento para el petróleo que se produce en el Campo Ancón.

Algunos parámetros tienen valores muy altos, tales como el sodio, el cloruro, la dureza del agua, la conductancia específica, la cantidad de sólidos disueltos, el hierro, la alcalinidad.

TABLA I
ANALISIS DEL AGUA DE FORMACIÓN

DESCRIPCIÓN DE PARÁMETROS	UNIDAD	RESULTADO	LIMITE DE DETECCIÓN
Calcio	mg/l	817	0.01
Magnesio	mg/l	178	0.01
Sodio	mg/l	3,470	0.01
Potasio	mg/l	56	0.02
Cloruros	mg/l	6,940	0.5
Sulfatos	mg/l	413	0.1
Alcalinidad Total	mg/l	216	0.5
ph	unidad	6.76	0.01
Bicarbonato	mg/l	263	0.5
Total Dureza	mg/l	2,775	0.5
Silicio	mg/l	32.7	0.02
Fluoruros	mg/l	0.58	0.05
Conductancia Especifica	uS/cm	19,420	0.02
Total Solidos Disueltos	mg/l	12,010	1
Nitrito + Nitrato Nitrogeno	mg/l	0.303	0.003
Sulfuros	mg/l	108	0.2
Aluminio	mg/l	30.8	0.01
Bario	mg/l	10.9	0.01
Berilio	mg/l	0.033	0.001
Boro	mg/l	2.49	0.01
Cobalto	mg/l	0.081	0.003
Cobre	mg/l	12.7	0.001
Hierro	mg/l	908	0.01
Manganeso	mg/l	9.49	0.001
Molibdeno	mg/l	0.097	0.003
Niquel	mg/l	0.836	0.005
Fosforo	mg/l	3.2	0.1
Plata	mg/l	0.025	0.002
Estroncio	mg/l	6.1	0.002
Titanio	mg/l	0.719	0.003
Uranio	mg/l	< 0.5	0.5
Vanadio	mg/l	0.165	0.002
Zinc	mg/l	4.89	0.001

CAPITULO III

PREDICCIÓN EN LA PRODUCCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN

CAPITULO III

PREDICCIÓN EN LA PRODUCCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN

Se realiza un estudio estadístico para estimar la cantidad de agua de formación obtenida en el Campo de Ancón, utilizando datos recopilados de la producción mensual en los meses de Enero hasta Diciembre de 1998 y los meses de Enero hasta Julio de 1999.

Para estimar la cantidad de agua de formación ponemos más atención a los datos de producción del año 1999, por ser datos actuales del Campo en que realizamos este proyecto; además obtenemos las ecuaciones exponenciales del comportamiento que tiene la producción en cada mes, y la curva exponencial para estimar la producción futura del agua de formación utilizando datos tanto de los meses de 1998 y 1999.

Para realizar este trabajo se utilizara las curvas de declinación de la producción, se utilizara la función de declinación exponencial; existe también

para declinación armónica e hiperbólica pero se utilizara la exponencial puesto que en la práctica es la que más se acerca a la realidad.

Las curvas de declinación de la producción se usan ampliamente en todas las zonas productoras de la industria petrolera para evaluar cada pozo en forma individual, estudiar el comportamiento actual del campo y predecir el futuro. Las estimaciones se basan en técnicas matemáticas o gráficas para el análisis de las curvas de declinación de la producción, debe recordarse siempre que este análisis se usa solo por facilidad, es un método que acepta un tratamiento gráfico o matemático y no se basa en las leyes físicas que gobiernan el flujo de aceite y gas a través de la formación. Estas curvas se pueden trazar para cada pozo en particular, un grupo de pozos de un yacimiento o todos los pozos mismos.

3.1. Estimación estadística en la producción de agua de formación.

Análisis mes Enero de 1999

De la Tabla II Producción de agua en Enero 99, se obtiene un gráfico del comportamiento de la producción de agua en este mes, esto se muestra en la figura 3.1.

Del gráfico obtenemos la ecuación exponencial $Y = 460.95 e^{-0.0008x}$. Donde el valor 0.0008 nos indica la pendiente de la curva exponencial; el signo negativo nos indica que el gráfico corresponde a una producción decreciente vs tiempo.

El valor de 460.95 nos indica la cantidad de bbls/día representado en el eje "Y" al inicio del tiempo utilizando la curva exponencial obtenida.

Por ser el valor de la pendiente muy pequeño se puede concluir que la curva de producción de agua tiende a representar una producción constante en el tiempo.

Análisis mes Febrero de 1999

De la Tabla III Producción de agua en Febrero 99, se obtiene el gráfico del comportamiento de la producción de agua en este mes, esto se muestra en la figura 3.2.

Del gráfico obtenemos la ecuación exponencial $Y = 415.04 e^{0.0026x}$. Donde el valor 0.0026 indica el valor de la pendiente de la curva exponencial, el signo positivo indica que el gráfico corresponde a una producción creciente vs tiempo. El valor de la pendiente es más

representativo y al ser positivo se concluye que la curva de producción de agua tiende a ser creciente en el tiempo.

Los puntos distantes de la curva exponencial en el gráfico indican aporte de flujo diferente al normal que puede ser originada por fallas mecánicas del sistema de extracción ó por cambio en el comportamiento del yacimiento de los pozos en el campo.

Análisis mes Marzo de 1999

De la Tabla IV Producción de agua en Marzo 99, se desarrolla el gráfico del comportamiento de la producción de agua en este mes, esto se muestra en la figura 3.3.

Del gráfico obtenemos la ecuación exponencial $Y = 406.66 e^{0.0034x}$. Donde el valor 0.0034 indica el valor de la pendiente de la curva exponencial, al ser un valor representativo y con signo positivo se concluye que la curva tiende a una producción de agua creciente en el tiempo. Al comparar con el valor de la pendiente en Febrero 99, se concluye que en el mes de Marzo 99 se ha incrementado la producción de agua en 24%.

Análisis mes Abril de 1999

De la Tabla V Producción de agua en Abril 99, obtiene el gráfico para el comportamiento de la producción de agua en este mes, el cual se muestra en la figura 3.4.

Del gráfico se obtiene la ecuación exponencial $Y = 350.55 e^{0.0084x}$. El valor de la pendiente es mayor y positivo por lo que la curva exponencial tiende a representar una producción mayor de agua en comparación al mes de Marzo 99. En la gráfica se presentan varios puntos distantes de la curva representativa de producción, lo cual indica anomalías en el flujo de aportación de los pozos en el campo.

El valor de 350.55 indica la cantidad inicial de producción en barriles por día que se obtienen al inicio del mes, este valor es obtenido al dar valores a la ecuación exponencial que esta representada por la curva exponencial de producción.

Análisis mes Mayo de 1999

Utilizando datos de la Tabla VI Producción de agua en Mayo 99, se obtiene el gráfico del comportamiento de la producción en este mes, y el cual se muestra en la figura 3.5.

Se obtiene del gráfico la ecuación exponencial $Y = 354.7 e^{0.0039x}$. El valor de la pendiente es menor en comparación a la pendiente de Abril, pero también es positivo lo cual indica que la curva exponencial de producción tiende a una producción de agua creciente, pero menor con relación al mes de Abril.

El valor de producción inicial en este mes es mayor, pero el comportamiento posterior de los pozos en el campo a generado una declinación en la producción, aun así manteniéndose la curva exponencial con una pendiente positiva, pero menor.

Análisis mes Junio de 1999

Con datos de la tabla VII Producción de agua en Junio 99, obtiene un gráfico con un comportamiento de la producción que tiende a ser constante, como se muestra en la figura 3.6.

Del gráfico obtenemos la ecuación exponencial $Y = 438.08 e^{0.0008x}$. El valor de la pendiente es bastante pequeño en comparación al mes de Mayo, por lo que la curva exponencial de producción tiende a ser constante, pero se ha incrementado la producción al inicio del mes como indica el valor de 438.08 que es la producción al inicio del mes de Junio. Esto es resultado del incremento de producción que se obtuvo en Mayo, pero que al iniciar y continuar el mes de Junio tiende a ser constante.

Este gráfico tiene puntos muy cercanos a la curva representativa de producción, lo que indica que los mecanismos de extracción y el comportamiento del yacimiento en los pozos del campo han sido normales.

Análisis mes Julio de 1999

Con datos de la Tabla VIII Producción de agua en Julio 99, obtiene un gráfico con un comportamiento de la producción creciente en el tiempo, como se muestra en la figura 3.7.

Del gráfico obtenemos una ecuación exponencial $Y = 426.28 e^{0.0028x}$. El valor de la pendiente es mayor con respecto al mes de Junio, además es positiva por lo que la curva representativa de producción tiende a ser

creciente, se presenta un valor inicial de producción en el mes igual a 426.28, esto es debido al comportamiento anormal de producción en el campo varios días de este mes.

Proyección de ecuación para estimar la producción a futuro

Ahora, utilizando los datos de la Tabla IX, obtenemos un gráfico del comportamiento de la producción de agua en los meses de 1998 y adicionalmente con los meses de 1999 hasta Julio. Esto se muestra en la figura 3.8. Se indica además la ecuación exponencial $Y = 11,750 e^{0.0084x}$ y la curva representativa de producción. En el gráfico se presentan los puntos distantes de la curva exponencial que son los valores correspondientes a los meses de Junio y Octubre de 1998.

Eliminando estos puntos distantes obtenemos la Tabla X y entonces el gráfico correspondiente con su curva y ecuación exponencial que es $Y = 12,216 e^{0.0059x}$, como se muestra en la figura 3.9. Eliminamos estos puntos distantes para poder obtener una curva con tendencia más real de la producción; los puntos eliminados tienen un comportamiento anormal debido a fallas del sistema de extracción o por el comportamiento del yacimiento.

Podemos obtener la proyección futura de la producción de agua y así poder estimar cuanto sería la producción mensual de agua dentro de 1 año como se muestra en la figura 3.10. De esta forma podemos obtener ó predecir la producción de agua de formación y principalmente la producción de petróleo.

El promedio de agua de formación es de 500 barriles por día, esta cantidad puede incrementarse a futuro de acuerdo a las operaciones que se realicen en los pozos, esto es reacondicionamiento de pozos, reparaciones, workovers, etc.

TABLA II
AGUA OBTENIDA MES ENERO 99

DÍAS	AGUA (bb/d)	DÍAS	AGUA (bb/d)
1	476.51	16	375.47
2	497.53	17	462.9
3	430.36	18	388.22
4	406.66	19	403.19
5	476.63	20	408.23
6	480.77	21	488.2
7	481.82	22	482.92
8	505.9	23	498.04
9	425.71	24	463.12
10	519.71	25	401.69
11	434.51	26	491.12
12	436.4	27	471.5
13	481.05	28	507.39
14	462.4	29	485.7
15	462.73	30	468.45
		31	383.03

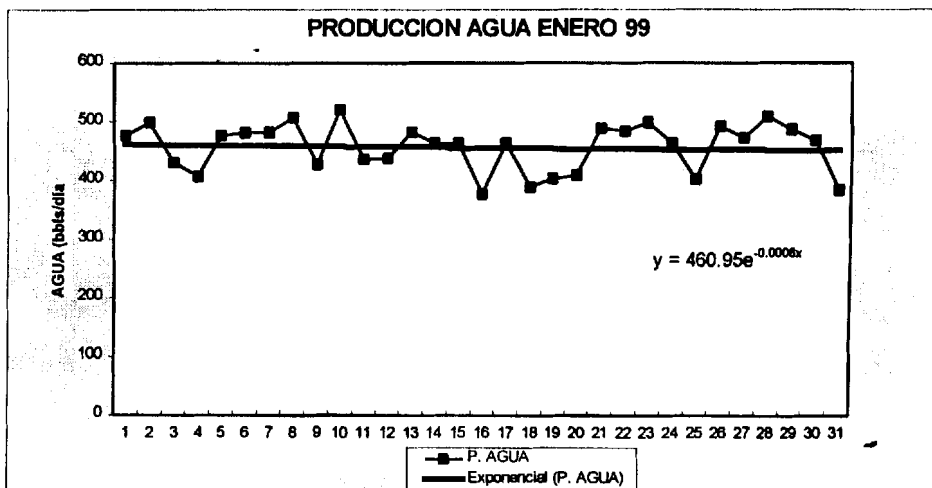


FIG. 3.1. PRODUCCION AGUA ENERO 99

TABLA III
AGUA OBTENIDA MES FEBRERO 99

DIAS	AGUA (bbl/d)	DIAS	AGUA (bbl/d)
1	435.13	15	431.47
2	405.17	16	404.55
3	405.69	17	340.22
4	424.05	18	487.74
5	463.55	19	489.46
6	454.88	20	458.38
7	416.2	21	457.7
8	347.99	22	452.66
9	422.49	23	506.2
10	436.6	24	456.8
11	531.79	25	461.09
12	404.22	26	439.12
13	350.6	27	392.81
14	423.01	28	423.3

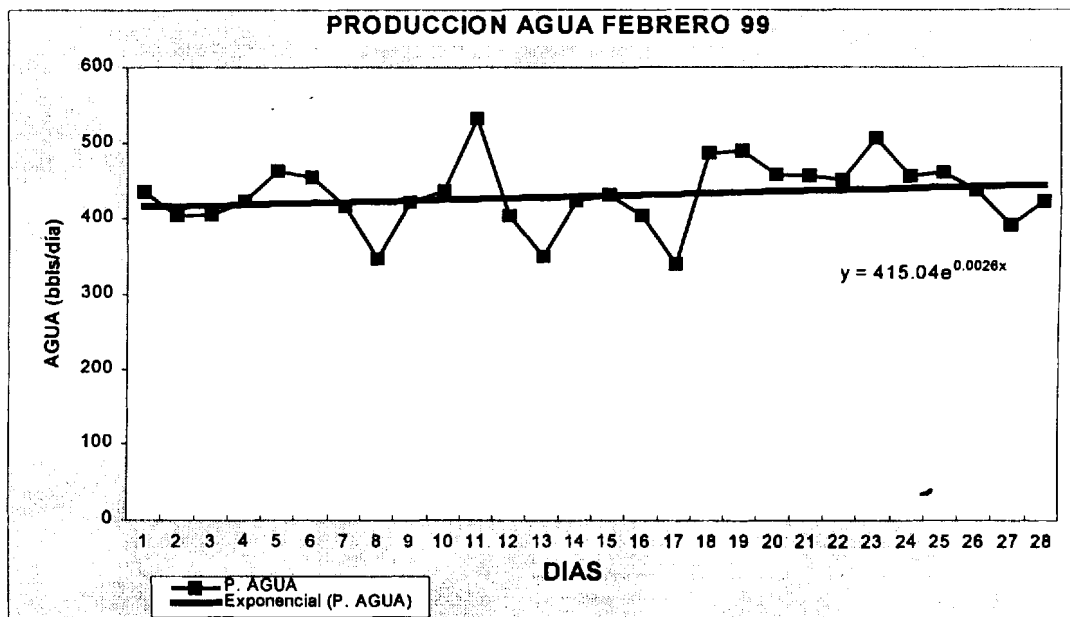


FIG 3.2. PRODUCCION AGUA FEBRERO 99

TABLA IV
AGUA OBTENIDA MES MARZO 99

DÍAS	AGUA (bbl/d)	DÍAS	AGUA (bbl/d)
1	476.93	16	484.17
2	377.12	17	475.14
3	399.8	18	386.64
4	287.23	19	499.4
5	343.45	20	511.78
6	301.35	21	455.63
7	439.49	22	427.9
8	415.01	23	435.52
9	404.89	24	413.97
10	438.09	25	422.95
11	527.91	26	471.24
12	554.61	27	457.34
13	444.57	28	444.04
14	499.94	29	400.25
15	492.47	30	411.43
		31	357.71

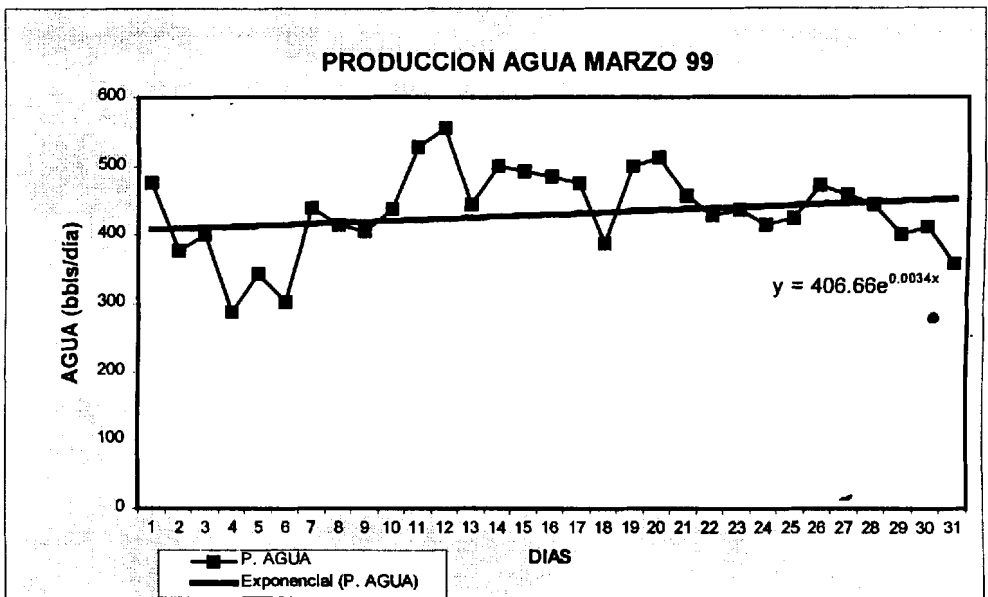


FIG 3.3. PRODUCCION AGUA MARZO 99

TABLA V
AGUA OBTENIDA MES ABRIL 99

DIAS	AGUA (bb/d)	DIAS	AGUA (bb/d)
1	210.55	16	407.57
2	375.11	17	496.11
3	357.69	18	434.86
4	348.89	19	448.12
5	355.36	20	499.74
6	411.32	21	462.22
7	445.51	22	504.52
8	364.57	23	502.54
9	376.34	24	469.65
10	393.91	25	405.41
11	402.2	26	429.52
12	404.91	27	422.42
13	374.93	28	422.17
14	378.74	29	292.31
15	367.69	30	372.26

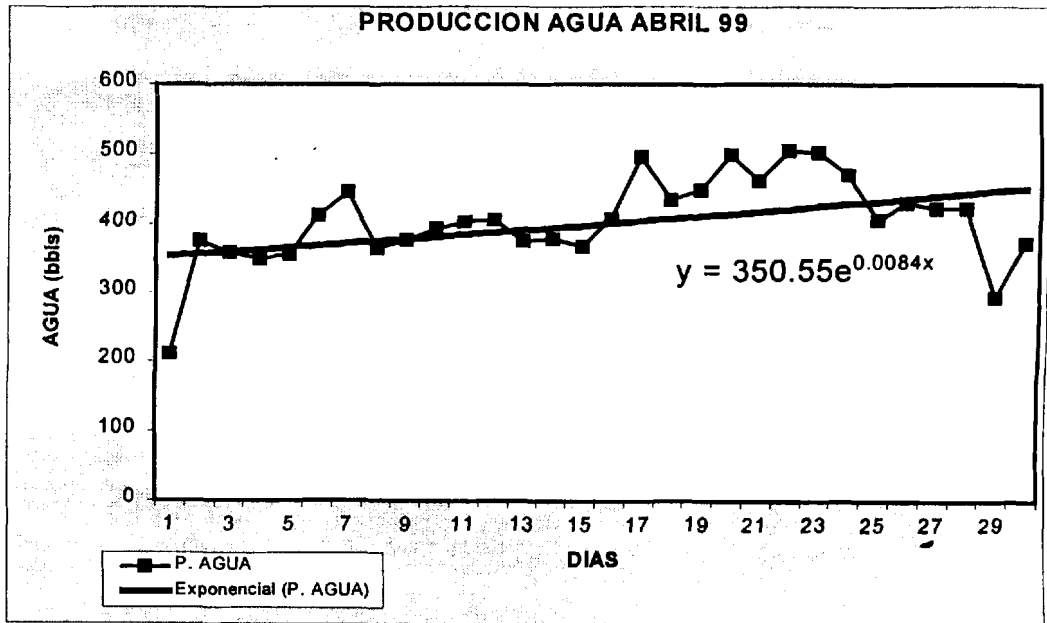


FIG 3.4. PRODUCCION AGUA ABRIL 99

TABLA VI

AGUA OBTENIDA MES MAYO 99

DÍAS	AGUA (bb/d)	DÍAS	AGUA (bb/d)
1	416.33	16	338.84
2	371.41	17	338.33
3	219.89	18	384.69
4	474.19	19	366.53
5	369.17	20	385.11
6	470.81	21	357.67
7	397.51	22	453.07
8	360.13	23	357.51
9	352.43	24	448.56
10	402.11	25	379.21
11	369.17	26	343.81
12	343.66	27	371.71
13	366.1	28	409.29
14	337.91	29	415.81
15	328.33	30	440.85
		31	448.3

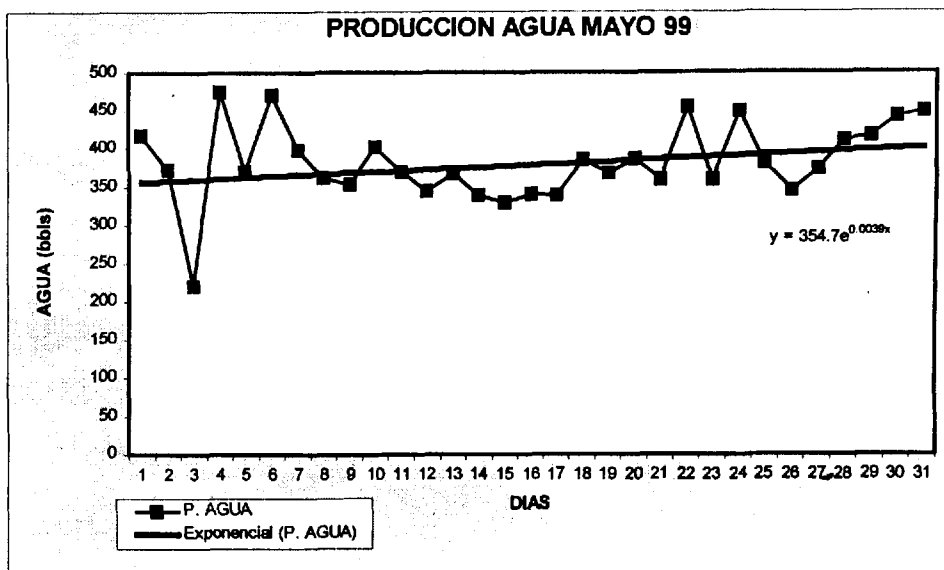


FIG 3.5. PRODUCCION AGUA MAYO 99

TABLA VII
AGUA OBTENIDA MES JUNIO 99

DIAS	AGUA (bb/d)	DIAS	AGUA (bb/d)
1	438.91	16	415.37
2	456.63	17	453.97
3	476.95	18	465.21
4	432.79	19	430.14
5	446.63	20	425.83
6	394.17	21	454.08
7	476.9	22	474.64
8	398.97	23	468.17
9	422.95	24	416.39
10	415.91	25	482.96
11	434.95	26	467.34
12	483.69	27	479.81
13	452.39	28	442.54
14	433.17	29	428.44
15	449.87	30	415.74

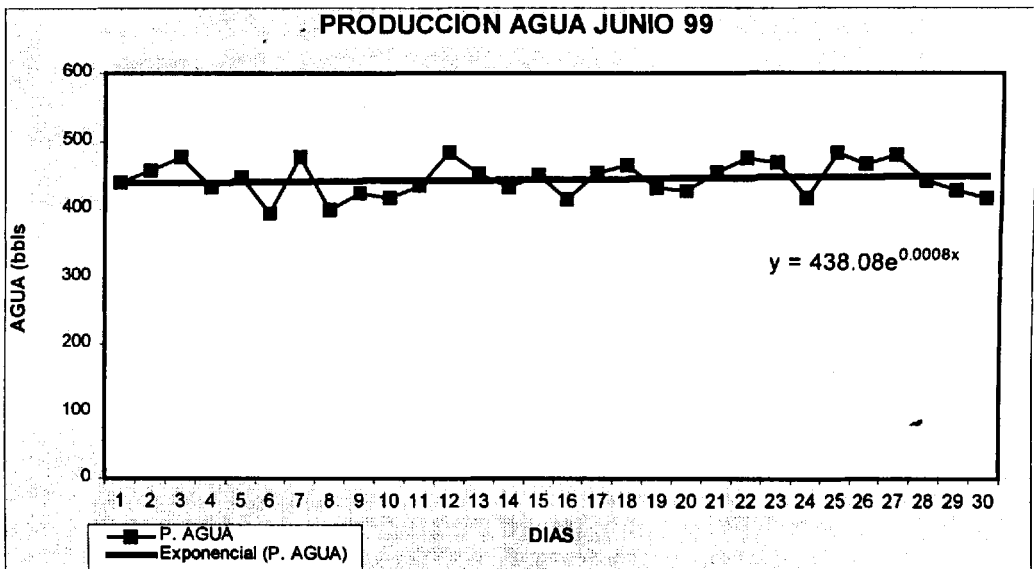


FIG 3.6. PRODUCCION AGUA JUNIO 99

TABLA VIII
AGUA OBTENIDA MES JULIO 99

DÍAS	P. AGUA (bb/d)	DÍAS	P. AGUA (bb/d)
1	474.68	16	472.7
2	431.58	17	476.5
3	431.78	18	449.58
4	405.54	19	443.65
5	440.69	20	409.7
6	416.21	21	409.7
7	471.91	22	457.7
8	417.23	23	450.1
9	417.11	24	502.22
10	404.22	25	386
11	459.06	26	480.72
12	459.1	27	510.56
13	444.7	28	489.66
14	414.8	29	451.63
15	444.3	30	472.56
		31	465.96

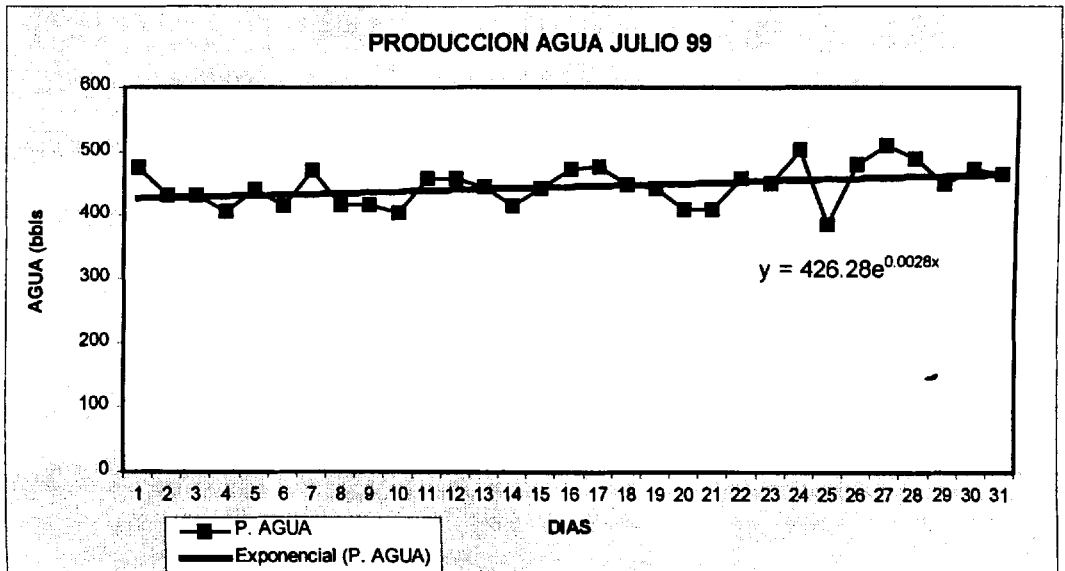


FIG 3.7. PRODUCCION AGUA JULIO 99

TABLA IX
AGUA OBTENIDA MESES DE 1998 Y 1999

MES	AGUA (bb/mes)	MES	AGUA (bb/mes)
ENERO	13,460	NOVIEMBRE	14,777
FEBRERO	11,804	DICIEMBRE	14,526
MARZO	12,017	ENERO	14,158
ABRIL	10,658	FEBRERO	12,123
MAYO	11,290	MARZO	13,458
JUNIO	8,627	ABRIL	12,137
JULIO	11,309	MAYO	11,818
AGOSTO	15,079	JUNIO	13,336
SEPTIEMBRE	14,493	JULIO	13,862
OCTUBRE	16,271		

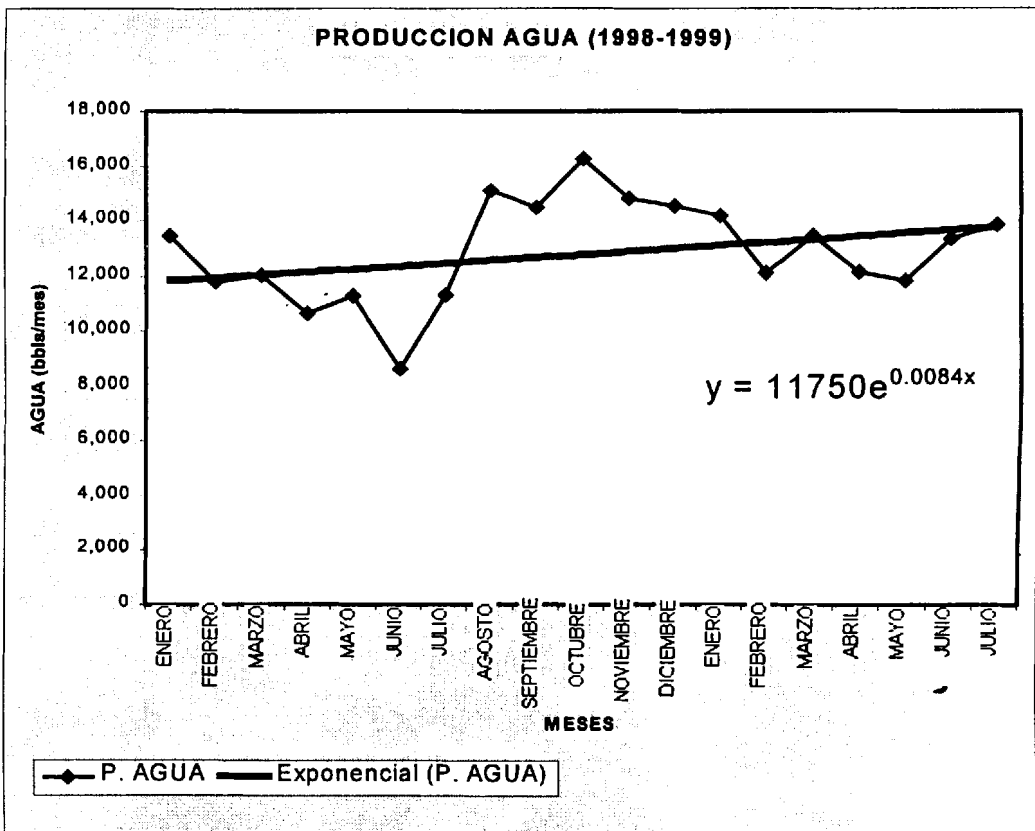


FIG 3.8. PRODUCCION AGUA MESES DE 1998 Y 1999

TABLA X

AGUA OBTENIDA MESES DE 1998 Y 1999, EXCEPTUANDO JUNIO Y OCTUBRE DE 1999

MES	AGUA (bbl/mes)	MES	AGUA (bbl/mes)
ENERO	13,460	NOV.	14,777
FEBRERO	11,804	DIC.	14,526
MARZO	12,017	ENERO	14,158
ABRIL	10,658	FEBRERO	12,123
MAYO	11,290	MARZO	13,458
JULIO	11,309	ABRIL	12,137
AGOSTO	15,079	MAYO	11,818
SEPT.	14,493	JUNIO	13,336
		JULIO	13,862

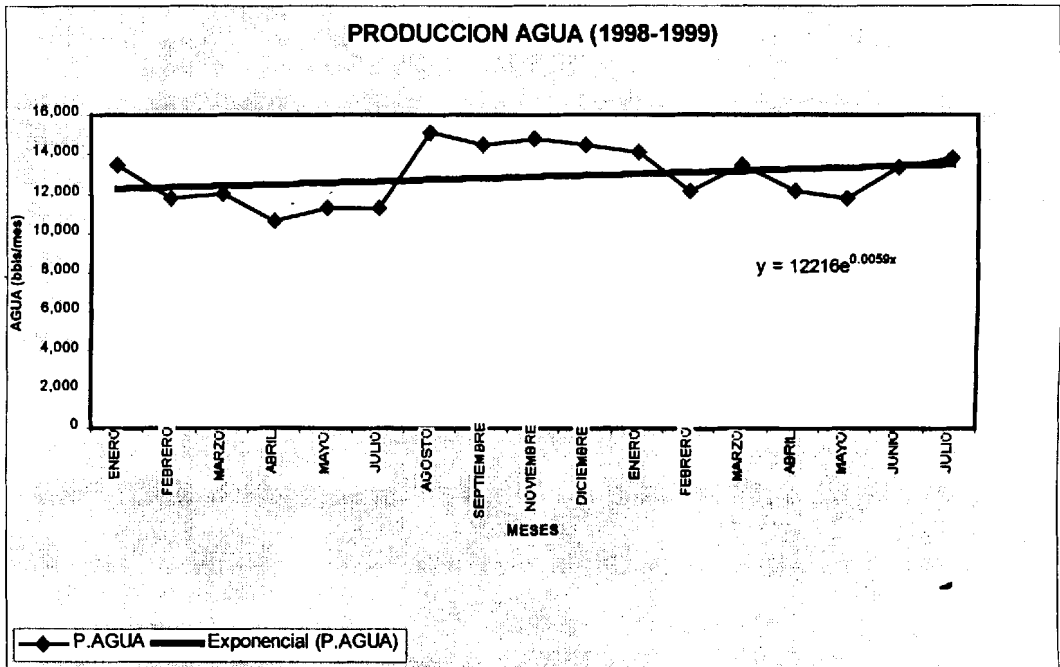


FIG 3.9. PRODUCCION AGUA MESES DE 1998 Y 1999, EXCEPTUANDO JUNIO Y OCTUBRE DE 1999

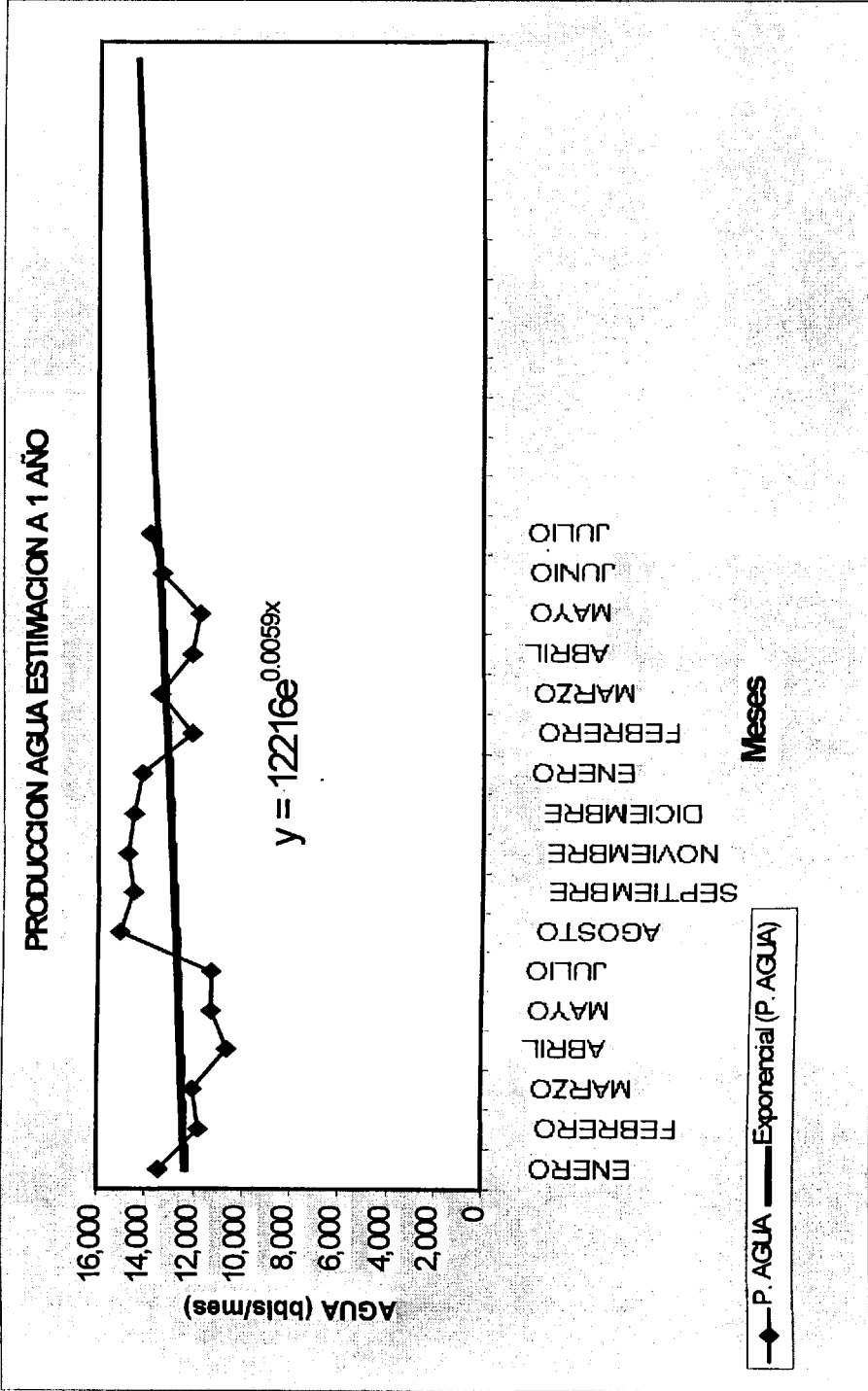


FIG 3.10. PROYECCION A 1 AÑO PARA PRODUCCION DE AGUA DE FORMACION

CAPITULO IV

FUNDAMENTOS TEÓRICOS UTILIZADOS EN EL DISEÑO

CAPITULO IV

FUNDAMENTOS TEÓRICOS UTILIZADOS EN EL DISEÑO

4.1 Sistema de Separación.

Para todo campo petrolero el sistema de separación está relacionado con la cantidad de producción de petróleo por lo tanto, al obtener un diseño apropiado del sistema de separación dependerán las utilidades económicas obtenidas. Se separan las fases: petróleo, agua, gas; y su objetivo es maximizar la producción de hidrocarburos líquidos y minimizar la cantidad de agua presente en el petróleo.

4.1.1 Separadores

El proceso de separación en estos equipos es el siguiente: el fluido inicial obtenido por algún sistema de extracción en los pozos de producción, entra a los separadores en donde se separa la mayor cantidad de gas, y se rompe la emulsión con la ayuda física de placas corrugadas y láminas perforadas existentes en el interior del

separador que originan flujos laminares y coalescencia de las partículas de agua.

4.1.2 Tipos de Separadores

Los separadores se pueden clasificar por su tipo de fabricación en:

- a) Horizontales (figura 4-1)
- b) Verticales (figura 4-2)
- c) Esféricos (figura 4-3)

También se los clasifican por las fases que se separan, en:

- a) Bifásicos (gas, líquido)
- b) Trifásicos (gas, aceite, agua)

Se describen las principales ventajas de los diferentes tipos de separadores.

Separadores Horizontales

- a) Fácil para instalar y transportar.
- b) Mejor estabilización de líquido.
- c) Mayor capacidad para manejar gas que un vertical del mismo diámetro.

- d) Utilizados más frecuentemente para aceite con alto contenido de espuma.

Separadores Verticales

- a) El control de nivel no es crítico.
- b) Fácil mantenimiento de limpieza.
- c) Recomendados para campos con alta producción de lodo, arena ó cualquier material sólido.
- d) Menor tendencia de reevaporación de líquido.

Separadores Esféricos

- a) Menos costosos que los de tipo horizontales ó verticales.
- b) Más compactos que los horizontales ó verticales.

Para este proyecto, en el diseño del sistema de separación se consideraran separadores trifásicos tipo horizontal, esto por el número de fases presentes en el fluido de producción y por las ventajas que ofrecen en comparación con los separadores verticales y esféricos. En la figura 4-1 se presenta el separador a diseñar.

4.1.3 Componentes de un Separador

Los componentes principales de un separador son:

- a) Sección de separación primaria.
- b) Sección de separación secundaria.
- c) Sección de extracción de niebla.
- d) Sección de almacenamiento.

En el diseño principal de un separador se considera básicamente las condiciones que se presentan en la sección secundaria de separación tales como el tipo de flujo, área transversal, precipitación de las partículas, etc.

Para el diseño se requiere el conocimiento previo de las propiedades físicas de los fluidos con los cuales se trabajaran. Al conocer las propiedades y las ecuaciones que rigen su comportamiento esto permitirá resolver cualquier problema de flujo de fluido que se pueda presentar en cualquier elemento existente en la estación para inyección de agua.

Se definen a continuación varios conceptos importantes:

Viscosidad absoluta o dinámica

La viscosidad expresa la facilidad que tiene el fluido para fluir cuando se le aplica una fuerza externa. La viscosidad absoluta de un fluido, es una medida de su resistencia al desplazamiento ó a sufrir deformaciones internas. La unidad de viscosidad dinámica en el sistema ingles es libra fuerza segundo por pie cuadrado ($\text{lbf}\cdot\text{s}/\text{ft}^2$). Para el sistema CGS la unidad es el Poise (P). El submultiplo centipoise (cP), 10^{-2} poises, es la unidad más utilizada. En la figura 4.5 se presenta la relación de la viscosidad con respecto a la temperatura. Se suele utilizar el símbolo (μ) para indicar 1 cP. La viscosidad del agua es de 1.002 cP a una temperatura de 68 °F (20 °C).

La relación entre $\text{lbf}\cdot\text{s}/\text{ft}^2$ y el centipoise es:

$$1\text{cP} = 0.20886 \text{ lbf}\cdot\text{s}/\text{ft}^2$$

En la figura 4.4 se muestra la viscosidad de varias sustancias vs. temperatura.

Viscosidad cinemática

Es el cociente entre la viscosidad dinámica y la densidad. La unidad en el sistema ingles es el pie cuadrado por segundo (ft^2/s) y es usual utilizar el centistoke (cst), 10^{-2} Stokes.

$$1 \text{ ft}^2/\text{s} = 1.07639 \cdot 10^{-5} \text{ cst}$$

$$\sigma \text{ (cst)} = \mu / \rho \quad \text{Ec. (4.1)}$$

Donde ρ es densidad en lb/ft^3

Densidad, volumen específico y peso específico

La densidad de una sustancia es la relación de su masa por unidad de volumen, su unidad en el sistema ingles es libra masa por pie cubico, se lo representa por signo (ρ). El volumen específico (v) es el inverso de la densidad cuya unidad es el pie cúbico por libra masa (ft^3/lb).

$$\text{Tenemos que: } v = 1 / \rho \quad \text{Ec. (4.2.a)}$$

$$\rho = 1 / v \quad \text{Ec. (4.2.b)}$$

En la Tabla XI se indican la densidad y otras propiedades del agua con relación a la temperatura.

Al no existir valores altos de presión, el efecto sobre la densidad de los líquidos en los problemas de flujo no influye mucho. Pero varía mucho sobre la densidad de los gases y vapores al existir variación de presión. Para los gases perfectos, la densidad puede calcularse de la siguiente forma:

$$\rho = 144 p/R*T \quad \text{Ec. (4.3)}$$

$$R = 1545/M \quad \text{Ec. (4.3.a)}$$

Donde,

R, es la constante individual de los gases

M, es el peso molecular del gas

T, es la temperatura

En líquidos, el peso específico o densidad relativa es una medida relativa de la densidad de una sustancia con respecto a la densidad del agua.

$$\gamma = \rho_l / \rho_w \quad \text{Ec. (4.4)}$$

Al utilizar un hidrómetro para medir directamente la densidad relativa de un líquido normalmente se usa escala API para petróleos y la relación entre la escala hidrométrica es:

$$S.G_{60F} = \gamma = 141.5 / (131.5 + ^\circ\text{API}) \quad \text{Ec. (4.5)}$$

La densidad relativa de los gases se define como la relación de la densidad de un gas con respecto a la densidad del aire, a las mismas condiciones. Se puede expresar también como la relación de pesos moleculares de un gas con respecto al aire.

$$S.G_g = \gamma_g = M_g / M_{\text{aire}} \quad \text{Ec. (4.6)}$$

Donde,

γ_g , es la gravedad específica del gas

M_g , es el peso molecular

M_{aire} , es el peso molecular del aire (28.94)

Regímenes de flujo en tuberías, Laminar y Turbulento

El tipo de flujo que existe a velocidades más bajas que la crítica se conoce como régimen laminar en la cual las capas se desplazan ordenadas una sobre otra, la velocidad del fluido es máxima en el

eje de la tubería y disminuye rápidamente hasta anularse en las paredes de la tubería.

A velocidades mayores que la crítica, el régimen es turbulento en el cual hay un movimiento irregular de las partículas del fluido, la distribución de la velocidad en este régimen es más regular a través del diámetro de la tubería que en el régimen laminar.

Velocidad media

Es la velocidad promedio de cierta sección transversal dada por la ecuación de continuidad para flujo estacionario:

$$V = q/A$$

Ec. (4.7)

Número de Reynolds

El régimen de flujo en tuberías, depende del diámetro de la tubería, de la densidad, de la viscosidad del flujo y de la velocidad del flujo. Al combinar estas cuatro variables se obtiene un valor numérico y conocido como número de Reynolds, y puede considerarse como la relación de fuerzas dinámicas de una masa de fluido respecto a los

esfuerzos de la deformación ocasionados por la viscosidad, tenemos que:

$$R_e = (D \cdot v \cdot \rho) / \mu \quad \text{Ec. (4.8)}$$

Se tiene también que:

$$R_e \leq 2000 \quad \text{flujo laminar}$$

$$R_e \geq 4000 \quad \text{flujo turbulento}$$

La zona intermedia se la conoce como crítica o zona de transición.

Asentamiento de las partículas

Las partículas líquidas ó gotas en la sección de separación secundaria se desprenden de la fase de gas si la fuerza gravitacional actuando en las partículas es mayor que la fuerza de arrastre del flujo de gas alrededor de las partículas. Estas fuerzas están definidas por la ecuación siguiente:

$$V_t = ((4 \cdot g \cdot D_p \cdot (\rho_l - \rho_g)) / (3 \cdot \rho_g \cdot C))^{1/2} \quad \text{Ec. (4.9)}$$

El coeficiente de arrastre "C" está en función del número de Reynolds, para partículas pequeñas el flujo dentro del separador puede considerarse laminar.

La Ec. (4.9), para las unidades indicadas se convierte en la Ec. (4.10) para partículas líquidas que logran asentarse cuando son arrastradas por una línea de flujo de gas, comúnmente se utiliza la ecuación anterior en la forma presentada por Souders y Brown como se muestra en la Ec. (4.11).

$$V_t = 1.78 \cdot 10^{-6} \cdot D_p^2 \cdot (\rho_l - \rho_g) / \mu_g \quad \text{Ec. (4.10)}$$

$$V_t = K \cdot ((\rho_l - \rho_g) / \rho_g)^{1/2} \quad \text{Ec. (4.11)}$$

4.1.4 Factores que afectan la eficiencia de separación

Los principales factores que afectan la eficiencia de separación gas – líquido son:

- a) Tamaño de las partículas de líquido
- b) Velocidad del flujo de gas en la sección de separación secundaria
- c) Presión de separación
- d) Temperatura de separación

- e) Densidad de líquido y gas
- f) Viscosidad del gas

Tamaño de las partículas de líquido

El tamaño de las partículas de líquido afecta directamente la velocidad de asentamiento, la cual calculada para una gota indica la velocidad máxima que debe tener el gas, para permitir que partículas de este diámetro ó mayores se separen. El diámetro es normalmente definido en micrones, donde 1 micrón = $3,28 \cdot 10^{-6}$ ft ($1 \cdot 10^{-6}$ m). En la figura 4.6 se indican diámetros de partícula.

En la industria de la producción de petróleo y gas, la mayoría de separadores son diseñados para remover gotas de 150 micrones de diámetro ó mayores por separación gravitacional. Para partículas más pequeñas estas son separadas mediante extractores de neblinas y métodos electrostáticos los cuales son instalados dentro de los separadores.

Velocidad del flujo de gas



Para el diseño de separadores se debe considerar que las partículas de 150 micrones de diámetro ó de mayor diámetro sean separadas en la sección secundaria, y la velocidad del gas debe ser calculada bajo estas consideraciones; puesto que al aumentar la velocidad, partículas de mayor tamaño serán arrastradas por el flujo de gas y removidas del separador. Se utiliza la siguiente ecuación para calcular la velocidad:

$$V_g = q/A_g \quad \text{Ec. (4.12)}$$

Presión de separación

La presión que debe existir en las líneas de petróleo y en los separadores tienen que ser bajas para permitir que las fases se separen y maximizar la recuperación de líquido; la presión de separación es importante para analizar la eficiencia del separador.

Temperatura de separación

La temperatura debe ser mantenida en un rango que permita la mayor recuperación de líquido y a su vez mantener la viscosidad de

los fluidos y que garantice una velocidad adecuada de asentamiento de las partículas y obtener un diseño más eficiente.

Densidad de líquido y gas

En este capítulo la mayoría de formulas tiene el término de densidad, esta variable actúa directamente en el diseño y en la eficiencia de los separadores.

Viscosidad del gas

La velocidad de asentamiento de las partículas líquidas en el espacio de gas depende de la viscosidad, entonces si al aumentar la viscosidad del gas disminuye la velocidad de asentamiento de las partículas de líquido y posterior arrastre de las partículas por el flujo de gas, y entonces disminuye la eficiencia del separador.

$$V_t = 1.78 \cdot 10^{-6} \cdot D_p^2 \cdot (\rho_l - \rho_g) / \mu_g \quad \text{Ec. (4.10)}$$

En separadores horizontales la velocidad terminal permite que las partículas suspendidas viajen a través de la corriente de gas. Con la velocidad terminal se calcula el tiempo de retención que se

requiere para que la partícula líquida de tamaño 150 micrones se deposite desde la parte superior hasta la interfase gas-líquido del separador.

4.1.5 Criterios de diseño

La capacidad de los separadores debe ser determinada aplicando la Ley de Stokes en función del tamaño mínimo de las partículas que pueden precipitarse del flujo de gas que se mueve a cierta velocidad, se utiliza la siguiente ecuación:

$$V_g = k^* ((\rho_l - \rho_g) / \rho_g)^{1/2} \quad \text{Ec. (4.11)}$$

La constante K depende de las condiciones de diseño y operación, en la Tabla XII se indican valores de K .

TABLA XII
FACTOR K PARA DETERMINAR LA VELOCIDAD MÁXIMA
PERMISIBLE

TIPO DE SEPARADOR	ALTURA Ó LONGITUD (ft)	RANGO DE K
Horizontal	10	0.40 - 0.50
Vertical	5	0.12 - 0.24
	10	0.18 - 0.35
Esférico	Todos	0.20 - 0.35

En la sección de separación secundaria el tamaño mínimo de partícula que se separarán por gravedad son de aproximadamente 150 micrones ó mayores. En algunos separadores se incluyen extractores de neblina en el cual se separarán hasta partículas de 10 micrones. La capacidad del separador se diseña en función del tiempo de retención y el área de la interfase gas-líquido. El objetivo principal es retener el petróleo lo suficiente para que el gas en él se libere y el agua se precipite.

Para petróleo de 35 °API ó de mayor viscosidad el tiempo de retención puede ser de 1 minuto; para petróleos de menos de 35 °API el tiempo será mayor. En separadores de tipo horizontal el tiempo de retención por lo general varía entre 2 y 5 minutos.

La capacidad de líquido del separador depende del tiempo de retención de líquido en el separador. Para obtener una aceptable separación se requiere suficiente tiempo para lograr el equilibrio de las fases líquido-gas, entonces la capacidad de líquido ó volumen

de asentamiento requerido, basado en el tiempo de residencia se utiliza la ecuación:

$$V = Q_t * t_r \quad \text{Ec. (4.13)}$$

En la Tabla XIII se indican el tiempo de retención para separadores trifásicos.

TABLA XIII
TIEMPO DE RETENCIÓN PARA DIFERENTES TIPOS DE
CRUDOS

GRAVEDAD PETRÓLEO	TIEMPO (min)
Mayores a 35 ° API	1
20 - 30 ° API	1.0 - 2.0
1 - 20 ° API	2.0 - 4.0

Para el diseño del separador, en remover el agua es función del tiempo de retención. Este tiempo es función del volumen del separador, la cantidad de líquido y la gravedad específica del agua

y del petróleo. Se deben considerar dos aspectos en el tiempo de retención:

- 1) Tiempo de asentamiento del agua que permita una adecuada remoción de agua del petróleo.
- 2) Tiempo de asentamiento del petróleo que permita una adecuada remoción de petróleo del agua.

Para el diseño se permite que estos tiempos sean iguales. En la Tabla IV se indican tiempo de retención de petróleos a diferentes temperaturas.

TABLA XIV
TIEMPO DE RETENCIÓN DE CRUDO A DIFERENTES
TEMPERATURAS

GRAVEDAD PETRÓLEO	TIEMPO (min)	
> 35 ° API	3.0 - 5.0	
< 35 ° API	> 100 ° F	5.0 - 10.0
	> 80 ° F	10.0 - 20.0
	> 60 ° F	20.0 - 30.0

4.1.6 Procedimiento para dimensionar un separador

. Determinar los datos petrofísicos necesarios del campo para el diseño y hacer las consideraciones que sean necesarias.

. Calcular la velocidad de diseño para el gas utilizando la Ec. (4.11).

. Calcular el flujo volumétrico del gas con la ecuación siguiente:

$$Q_g = GOR_{op} * Q_o \quad \text{Ec. (4.14)}$$

$$GOR_{op} = GOR_{stb} * (P_b T_{op} / P_{op} T_b) \quad \text{Ec. (4.15)}$$

. Calcular el área transversal ocupada por el gas en el separador.

$$A_g = Q_g / V_g \quad \text{Ec. (4.16)}$$

. Calcular el diámetro del separador considerando que el gas ocupa la mitad del separador, luego el área del separador será dos veces el área ocupada por el gas si la producción de gas es alta.

Tenemos entonces que:

$$h_g = 0.5 \cdot D_v \quad \text{Ec. (4.17)}$$

$$A_v = 2 \cdot A_g \quad \text{Ec. (4.18)}$$

$$D_v = (0.785 \cdot A_g)^{1/2}$$

. Dimensionar el separador utilizando la Tabla XV, se toma como base el volumen de líquido retenido.

. Calcular el flujo volumétrico de petróleo y agua. Estos datos se los obtiene como información en las pruebas de producción.

. Determinar el espesor de la capa de agua " h_w " y el espesor de la capa de petróleo " h_o " utilizando volúmenes parciales que se indican en las Tablas XVI y XVII, aplicando la fórmula de volumen parcial.

Tenemos entonces que:

$$V_{\text{parcial}} = V_v \cdot \text{Integral } Z_c \quad \text{Ec. (4.19)}$$

$$h_l = Z_c \cdot D_v \quad \text{Ec. (4.20)}$$

$$h_o = h_l - h_w \quad \text{Ec. (4.21)}$$

. Calcular la velocidad de ascenso de una partícula a través de la fase de agua, para un diámetro de partícula de 150 micrones ó mayores utilizando la ecuación:

$$v_o = 1.78 \cdot 10^{-6} \cdot D_p^{2*} (\rho_l - \rho_g) / \mu_w \quad \text{Ec. (4.22)}$$

$$V_w = 1.78 \cdot 10^{-6} \cdot D_p^{2*} (\rho_l - \rho_g) / \mu_o \quad \text{Ec. (4.23)}$$

. Calcular el tiempo mínimo de retención de petróleo y de agua:

$$t_o = h_o / v_w \quad \text{Ec. (4.24)}$$

$$t_w = h_w / v_o \quad \text{Ec. (4.25)}$$

El tiempo no debe ser menor a 3 minutos.

. Calcular la longitud requerida del separador asumiendo que sólo la 2/3 partes están disponible para el asentamiento de las partículas. Tenemos entonces que:

$$L_w = 3/2 \cdot Q_w \cdot t_w / A_w \quad \text{Ec. (4.26)}$$

$$L_o = 3/2 \cdot Q_o \cdot t_o / A_o \quad \text{Ec. (4.27)}$$

Dimensionar con el valor más grande de las dos longitudes calculadas.

Realizar ajuste de nivel de líquido si es necesario para obtener un diseño adecuado, considerar que el valor de L/D_v está entre 2.5 y 6 ft.

Para dimensionar los orificios de entrada y salida del separador se utilizan las ecuaciones de flujo bifásico. Tenemos entonces.

. Calcular la densidad de la mezcla mediante la ecuación:

$$\rho_{\text{mix}} = (\omega_l + \omega_g) / Q_t \quad \text{Ec. (4.28)}$$

donde,

$$\omega_l = Q_w * \rho_w + Q_o * \rho_o \quad \text{Ec. (4.29)}$$

$$\omega_g = Q_g * \rho_g \quad \text{Ec. (4.30)}$$

Entonces:

$$Q_t = Q_w + Q_o + Q_g \quad \text{Ec. (4.31)}$$

. Calcular la velocidad permisible de la mezcla a la entrada del separador.

$$V_{\text{mix}} = A/(\rho_{\text{mix}})^{1/2} \quad \text{Ec. (4.32)}$$

Donde,

V_{mix} , velocidad de la mezcla (fluido que viene de los pozos), en ft/s

A, constante cuyo valor a utilizarse será de 100

La velocidad de la mezcla debe estar en un rango entre 10 a 30 ft/s y será calculada con un 80%, entonces:

$$V_{\text{mix}} = 80\% * A/(\rho_{\text{mix}})^{1/2} \quad \text{Ec. (4.33)}$$

. Se tiene también que el producto de la densidad de la mezcla por la velocidad de la mezcla al cuadrado debe ser menor a 4,026 lb/ft-s.

$$\rho_{\text{mix}} * (V_{\text{mix}})^2 < 4,026 \text{ lb/ft-s} \quad \text{Ec. (4.34)}$$

. Escoger un diámetro de tubería de entrada al separador verificando que se cumpla el cálculo de la velocidad permisible de la mezcla.

. La velocidad de salida del gas debe estar entre 60 a 90 ft/s ó se tiene también que:

$$\rho_g * v_g^2 < 2,516 \text{ lb/ft-s} \quad \text{Ec. (4.35)}$$

. La velocidad de salida para líquidos a través de orificios no debe ser mayor a 3.28 ft/s (1 m/s).

4.1.7 Espesor de las paredes de un separador

Para calcular el espesor de un separador horizontal se utilizan las especificaciones A.S.M.E., se tiene entonces que:

$$T = pR/(2SE - 0.4p) + CA \quad \text{Ec. (4.36)}$$

$$P = 2SEt/(R + 0.2t) \quad \text{Ec. (4.37)}$$

$$R = (D_i + 2t)/2 \quad \text{Ec. (4.38)}$$

Se recomienda utilizar "S" como 25% de la resistencia a la tensión del acero común y E un 85% para juntas de doble soldadura. Para presiones de diseño que no excedan los 3,000 psig, normalmente debe adicionarse 1/8 ó 1/16 plg al espesor de las paredes del separador como valor de corrosión permisible.

4.2 Sistema de conducción

4.2.1 Líneas de conducción

En las figuras 4.6, 4.7 y 4.8 se muestran esquemas de las líneas de conducción del fluido de los pozos en producción hasta la estación correspondiente, las líneas de distribución, también se muestran las líneas internas de conducción en una planta de tratamiento para obtención de petróleo con el más bajo contenido de agua de formación.

Generalmente estas tuberías están diseñadas en función del caudal que se transporte a través de ellas, a una velocidad de 5 ft/s. El fluido es hidrocarburo, el cual puede ser bifásico o monofásico. Los fluidos como el gas, petróleo y agua pueden ser considerados como fluidos Newtonianos, cuyas ecuaciones

se utilizan para resolver problemas que se presentan en tuberías. En el capítulo V se detalla el dimensionamiento y diseño de las líneas de conducción.

En el diseño de las tuberías se siguen las normas de la American National Standard Liquid Petroleum Transportation Piping Systems. Se ha de calcular el diámetro de la tubería de acuerdo a los volúmenes transportados, condiciones de trabajo como son la temperatura, presión, tipo de fluido, medio ambiente circundante; y esto según los requerimiento de la estación de producción y/o tratamiento. Se definen algunas normas y consideraciones para el diseño.

Condiciones de diseño: define la presión y la temperatura, considera adicionalmente algunos puntos como condiciones ambientales, fuerzas externas, etc.

Presión: determina el tipo de material con que debe ser hecha la tubería para soportar las presiones internas de trabajo, ya sean estas condiciones dinámicas o estáticas de trabajo.

Temperatura: se considera el metal usado, esto de acuerdo a las temperaturas de trabajo, así como el esfuerzo del metal debido a los cambios de temperatura.

Ambiente: considera el medio ambiente circundante, la expansión del fluido por consecuencias de éste, y la presión a consecuencia de las condiciones estáticas que se producen en la tubería.

En las Tablas XVIII, hasta la XXV, se presentan las condiciones de trabajo de las diferentes tuberías utilizadas en las facilidades de superficie y sub-superficie.

4.3 Sistema de Bombeo

El sistema de bombeo proporcionará la energía requerida para que un fluido pueda fluir a través de la línea de conducción. Esta energía es el incremento de una carga hidrostática o presión lograda mediante el uso de bomba, un tipo de bomba se puede apreciar en la figura 4.9.

4.3.1 Clasificación de bombas

La clasificación de bombas está básicamente definida en:

1. Bombas de tipo cinético
2. Bombas de desplazamiento positivo

Bombas de tipo cinético

El principio funcional de estas bombas es convertir la energía cinética en energía de presión tan pronto como el fluido sale del rotor. Este tipo de bombas se las utiliza por lo general para manejar grandes volúmenes a presiones moderadas. Casi siempre todas las bombas cinéticas usadas en facilidades de superficie son bombas centrífugas en la cual la energía cinética es impartida al fluido por una rotación de impeler generando fuerza centrífuga. Esto se muestra en la figura 4.10.

Bombas de desplazamiento positivo

En este tipo de bombas corresponden las bombas reciprocantes y rotacionales que funcionan mecánicamente y en cada revolución desplazan un volumen determinado de

líquido, incrementando la presión. El volumen que desplazan depende de la velocidad y su comportamiento es independiente de la viscosidad (μ) y de la densidad de líquido (ρ). Estas bombas se utilizan para manejar volúmenes pequeños pero con un rango de presión alto.

Para una estación de inyección de agua se utiliza la bomba recíprocante donde el desplazamiento es impartido por el movimiento lineal de un pistón en un cilindro. Un diagrama de bombas recíprocantes se indican en la figura 4.11 y 4.12.

4.3.2 Características para el diseño de bombas

- a) Tipo de bomba se necesita según las condiciones del proyecto.
- b) Determinación de las características que deberá cumplir la bomba a utilizar.
- c) El tipo de material del que será construida la bomba, y que dependerá de las características del fluido a ser bombeado; por el tipo de material a utilizarse en su construcción influirá directamente en el costo.

- d) El tiempo de vida útil de la bomba dentro de la vida del proyecto.
- e) El rendimiento que tendrá la bomba.
- f) El costo del sistema de bombeo debe ser analizado desde todos los aspectos necesarios.
- g) La disponibilidad de bombas adicionales según la capacidad de bombear el volumen establecido al realizar mantenimiento de otra.
- h) Disposición de los equipos necesarios para el mantenimiento del sistema de bombeo, se tendrá presente el sistema de energía para el funcionamiento de las bombas.
- i) Las tasas de inyección y presión requeridas a través de la vida del proyecto.
- j) La calidad del agua a utilizarse en la inyección.

4.3.3 Selección del tipo de bomba

Para este tipo de estación el objetivo principal es tener la característica de inyectar agua a presiones y volúmenes definidas según el tipo de formación que tiene el pozo inyector. Es muy común en estos tipos de proyectos el uso de bombas

de vástagos (bomba tipo Plunger). Puesto que este tipo de bomba puede trabajar con bajos volúmenes y alta presión. La tasa de inyección es una función de la rapidez y la medida del vástago. Aunque igualmente puede ser cambiado para cubrir un amplio rango, alguna medida específica de vástago tiene un definido límite de presión. Estas bombas para su diseño poseen constantes de acuerdo al tipo de bomba.

En la figura 4.13 se presenta la diferencia fundamental entre la bomba centrífuga y bomba de vástago. La bomba de vástago tiene una capacidad (volumen de fluido bombeado por unidad de tiempo) que está en función de la rapidez operacional. Para una medida conocida de vástago, la tasa no cambia significativamente sobre un amplio rango de presión de descarga. La bomba centrífuga tiene una capacidad que es una función directa del incremento de presión en la bomba. En el caso extremo, la presión puede venir suficientemente alta que puede parar el flujo.

Ventajas y desventajas de bombas de vástago

Las ventajas de una bomba de vástago comparado con bomba centrífuga son;

- 1) Una alta eficiencia mecánica y volumétrica
- 2) Bajos costos de energía resultante de eficiencia alta
- 3) Demanda de incremento de potencia como una función directa de rapidez
- 4) Gran tolerancia para adversa calidad de agua debido a una amplia alternativa de vástagos y materiales
- 5) La tasa no es afectada por sobrepasar el rango de presión

Las desventajas pueden ser:

- 1) La unidad de bombeo usualmente tiene alto costo de inversión inicial y mantenimiento
- 2) Una bomba de vástago crea potenciales pulsaciones destructivas que pueden amortecer y requerir costos adicionales
- 3) A mas alto requerimiento, necesitamos un diámetro más grande de vástago, puede no ser logrado por causa de limitaciones de presión

Ventajas y desventajas de bombas centrifugas

Comparado con bombas de vástago, las ventajas son:

- 1) Es usual que el flujo sea relativamente suave con baja pulsación
- 2) La bomba es mecánicamente simple y de fácil mantenimiento
- 3) Costos bajos de instalación y mantenimiento
- 4) Como una unidad rotativa, está puede ser conectada directamente a un conductor, especialmente un motor eléctrico

La principal desventaja es:

- 1) La tasa de flujo es una función del cabezal del sistema
- 2) Tiene baja eficiencia
- 3) La bomba centrifuga no está diseñada para ser efectiva con bajas tasas de flujo y altos cabezales de descarga

4.3.4 Información requerida para el diseño

- a) Característica del fluido
 - . Tipo de fluido (en este caso agua de formación)
 - . Si hay presencia de elementos corrosivos y de que tipo
 - . Gravedad específica
- b) Tasa de bombeo, considerar la ampliación del proyecto a futuro
- c) Condiciones de presión requeridas
 - . Presión de descarga
 - . Presión de succión
 - . Diferencial de presión
 - . Condiciones a futuro de presión
 - . N.P.S.H. disponible
- d) Requerimiento del tipo de materiales utilizados en la fabricación de la bomba

Se definen varios conceptos básicos para el diseño de bombas y ecuaciones a ser utilizadas.

Carga o diferencial de presión

Se denomina con este término a la carga hidrostática de una columna de fluido y se expresa en unidades de longitud.

Carga total

Se denomina así a la diferencia entre la carga de descarga y de succión, se debe incluir la carga por fricción en caso de existir.

Cabeza Neta de Succión Disponible (N.P.S.H.A.)

Es determinado por el usuario de la bomba y debe cumplirse que:

(N.P.S.H.A.) mayor ó igual que (N.P.S.H.R.) para evitar cavitación, la cual se forma cuando el líquido a cierta temperatura libera pequeñas burbujas de gas provocando una disminución en la capacidad de bombeo, vibraciones, eficiencia baja, y en casos críticos ocasionar daños severos en la bomba.

4.4 Sistema de Almacenamiento

4.4.1 Almacenamiento en Tanques

Para los tanques de almacenamiento estos pueden ser de 2 tipos, como ser empernados ó soldados; por lo general los tanques empernados pueden ser de mucha capacidad, diámetro y peso; pero están limitados por el esfuerzo en 1/4 pulgada de espesor. No es complicado para trasladar estos tanques, se los ensambla en el campo, estaciones de producción, de tratamiento, etc. Adicionalmente se los protege con pintura anticorrosiva tanto en el interior como en el exterior, así como también un recubrimiento galvánico, para así entonces protegerlos de la corrosión, Se pueden obtener en capacidades que varían de 30 a 10,000 barriles. En la figura 4.14 se muestran estos tipos de tanques, en la Tabla XXVI se indican tamaños y capacidades según norma API. Las capacidades pueden aumentarse agregando anillos verticalmente.

Los tanques soldados tienen un amplio rango de capacidad, se los fabrica por lo general con plancha de espesor 3/16 pulgada, se pueden conseguir en capacidades que varían de 65 a 120,000 barriles. Hay que tener presente que es prohibido el movimiento de tanques soldados que tengan capacidad mayor a 250 barriles. Los tamaños más grandes tiene que armarse y

soldarse en el campo. En la figura 4.15 se muestra este tipo de tanque, y en la Tabla XXVII da tamaños de norma API para tanques soldados pequeños para producción.

Todos los tanques están regidos por especificaciones API, donde se cubren los materiales, diseño, fabricación, controles de fabricación en tanques verticales, cilíndricos, tanques con soldadura, etc.

Según la especificación 12a API, está prescribe que esos tanques se construyan con acero estructural de crisol que tenga una resistencia a la tensión de 270.68 a 354.35 lbf/plg² (3,850 a 5,040 kg/cm²) y que en otros aspectos se ajuste a las especificaciones de norma de la Sociedad Americana para Pruebas de Materiales (Especificaciones A7 – 34 ó A9 – 34 de ASTM). El acero que contiene de 0.2% a 0.25% de cobre se usa algunas veces por su resistencia superior a la corrosión, especialmente en placas para techo. El tanque deberá diseñarse totalmente con seguridad contra todos los esfuerzos desarrollados al llenarlo con agua hasta el borde superior a una temperatura de 60.08 °F (15.6 °C). El esfuerzo máximo de trabajo permisible en las placas de la coraza es de

103.35 lbf/plg² (1,470 kg/cm²), el esfuerzo máximo al corte de los remaches es de 78.74 lbf/plg² (1,120 kg/cm²); el esfuerzo de apoyo no debe exceder de 172.25 lbf/plg² (2,450 kg/cm²) en placas y remaches y cuando éstos están sometidos a esfuerzo cortante doble ó 157.49 lbf/plg² (2,240 kg/cm²) en esfuerzo cortante sencillo.

Existen tanques en medidas de capacidad estándares para presiones aproximadamente atmosféricas, con adecuada seguridad y razonable costo, que son usados para almacenamiento de petróleo, y otros líquidos en este tipo de industria. Las capacidades nominales en tanques cilíndricos son desde 100 barriles hasta 10,000 barriles.

Existen tamaños de tanques permisibles y se pueden seleccionar una medida adecuada para un requerimiento específico, en la Tabla XXVIII se indican medidas y capacidades.

Se tienen alternativas para los tanques que tienen diferentes componentes de esfuerzos (planchas de acero, planchas reforzadas) estas tienen un máximo espesor para las paredes

de ½ pulgada nominal incluido disminución por corrosión, como se indican en Tablas XXIX y XXX; estas especificaciones están regidas por API 650.

En la Tabla XXXI se indican recomendaciones para el diseño y construcción de la base de los tanques de almacenamiento, para crudo y otros líquidos.

4.4.2 Almacenamiento en piscina

En esencia, una piscina separador de agua – aceite es una cámara diseñada para proveer condiciones de flujo suficientes para que glóbulos de aceite libre asciendan a la superficie del agua.

La teoría de separación de aceite – agua está basado en la *tasa de ascenso de los glóbulos de aceite y su relación para la tasa de movimiento superficial en la piscina separador*. La tasa de ascenso es la velocidad con la cual partículas de aceite se mueven hacia la superficie de la piscina separador como resultado del diferencial de densidad del aceite a la fase acuosa fluido inicial.

La tasa de movimiento es la tasa de flujo para el separador dividido por el área superficial del separador. En un separador ideal se asume que no tiene corte de circuito, turbulencia, o perdidas. Se tienen las siguiente condiciones:

- a. La performance de la piscina separador será altamente dependiente sobre la diferencia entre la gravedad específica del agua y del aceite, al concluir la gravedad específica del aceite es tanto del agua, el más bajo el glóbulo de aceite ascenderá.
- b. Desde los glóbulos de aceite la tasa de ascenso es inversamente proporcional a la viscosidad del fluido inicial, glóbulos de aceite pueden ascender mucho menos con baja temperatura.

Ambas condiciones juegan un papel importante en la selección de condiciones para diseño en el procedimiento de diseño de separadores de aceite – agua. Esto se muestra en el Capítulo V. Una típica piscina se muestra en la figura 4.16.

4.5 Equipamiento en el cabezal del pozo

Generalmente, equipamiento del cabezal, tanto para cabeza del casing y válvulas del casing, es lo mismo para pozos de inyección de agua como para otros pozos. Las cabezas de casing pueden proveerse con 1 ó 2 salidas laterales, para más tarde una de las cuales puede ser equipado con una válvula. Si el ingeniero no tiene otra información, entonces se usa la cabeza de casing existente que este cercano a los pozos de producción y podría ser el más adecuado para servicio de inyección, casi siempre es necesario el control de corrosión.

Las configuraciones en la cabeza del tubing (tubing-head) y árbol de navidad (Christmans-tree) pueden presentarse muy simples en la practica. La cabeza del tubing puede tener una salida equipada con una válvula para realizar pruebas de la integridad del casing, filtraciones del tubing con packer u otras regulaciones que se necesiten. Los colgadores del tubing pueden ser tanto de tipo funda (slip) ó tipo tornillo sobrepuesto (screw-on). El colgador tipo funda puede ser colocarse con 2 pies (0.6 mt) más ó menos resaltando sobre el tubing la cabeza del mismo y con una válvula de tornillo Master puesta en el tope. La entrada al cabezal (válvula, tee) está

entonces conectada a la válvula Master y la tubería de línea de inyección hasta la válvula. Una válvula check debe ser instalada en la línea cerca de la válvula Wing para prevenir el regreso de flujo del pozo al ocurrir alguna ruptura de línea, cierre del sistema, ó acontecimientos semejantes. La figura 4.17 se presenta un diseño típico de cabezal, solamente algún número de variaciones son posibles y mejorar satisfactoriamente todo trabajo.

Al realizar planos del diseño la válvula Master, los neoplos, tee de flujo son de 2 plg de diámetro interior. Si es posible una válvula de bola instalada encima de la tee de flujo facilita las operaciones. Adicionalmente se instalan válvulas obturadoras, tee de flujo con cubierta, líneas de toma-muestra.

Para el cabezal y el equipamiento de control del pozo se debe utilizar materiales adecuados para el servicio. Existen cabezales hechos de acero al carbono e internamente cubierto con plástico para proteger de la corrosión.

Alternativamente para el montaje de cabezales de inyección pueden ser fabricados con acero inoxidable ó bronce al aluminio. Los

obturadores ó válvulas de control de flujo deben ser resistentes a la erosión y corrosión

4.6 Equipamiento en pozo abajo

La instalación tubular sub-superficie para pozos de inyección generalmente es de acero al carbono sin aislamiento, de acero al carbono internamente cubierta con plástico (IPC), ó tubing de fibra de vidrio reforzado (FRP).

El más usado tubing para inyección es el fabricado de materiales de acero IPC y con un programa químico de inhibición de corrosión se obtiene una adecuada vida de servicio. En sistemas de inyección con baja acción corrosiva la instalación de acero al carbono sin aislamiento puede ser el más económico.

El tubing de tipo FRP es normalmente usado solamente para ambientes muy corrosivos, y para instalaciones con este tipo de tubing está limitado hasta 10,000 pies de profundidad.

Como regla general, la instalación más simple en pozo abajo, es la mejor para sistemas de inyección, como se indica en la figura 4.18.

En la instalación pozo abajo el packer se ubica entre 100 a 150 pies encima del tope de perforación y hacer cómodo el registro de operación y permitir con más exactitud y rapidez localizar collares y pérdidas de circulación, y ayuda a localizar canales cerca del casing.

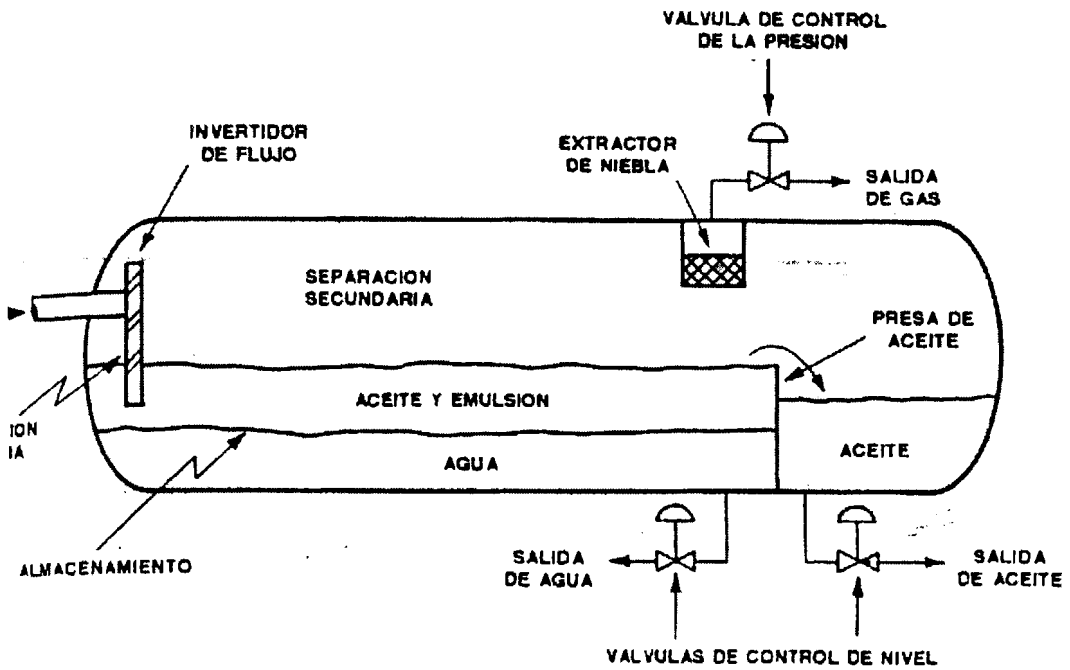


FIGURA 4.1. ESQUEMA DE SEPARADOR HORIZONTAL

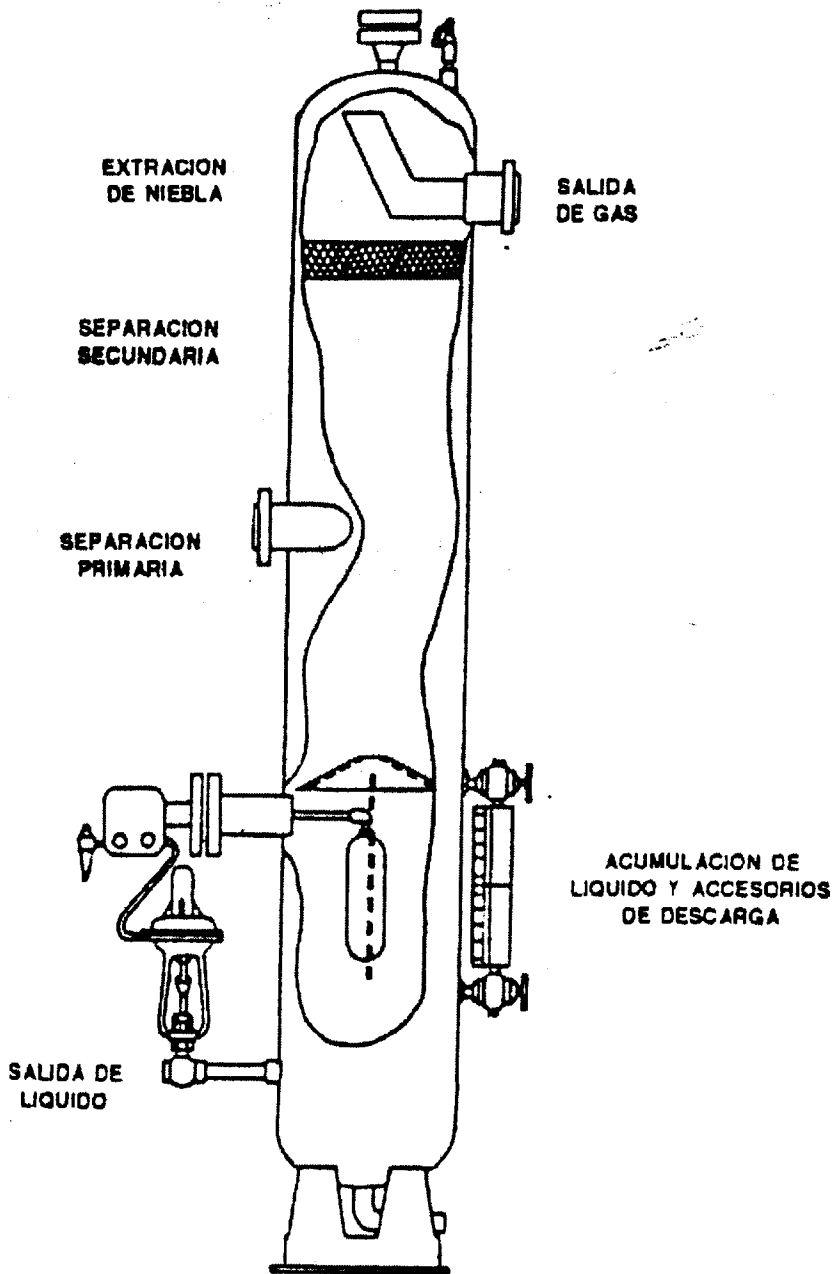


FIGURA 4.2. ESQUEMA DE SEPARADOR VERTICAL

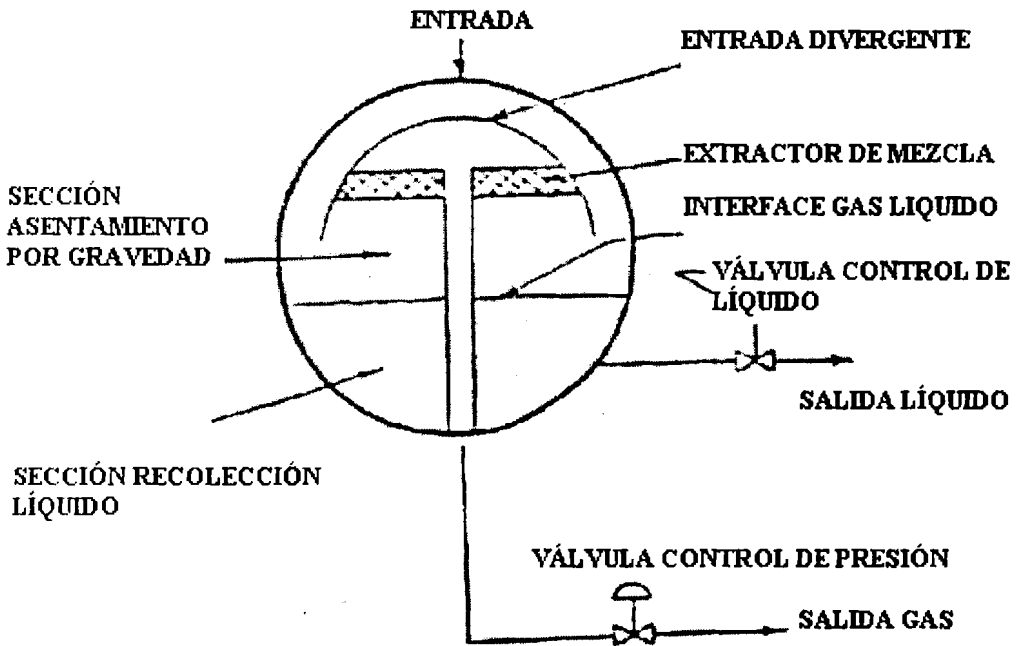
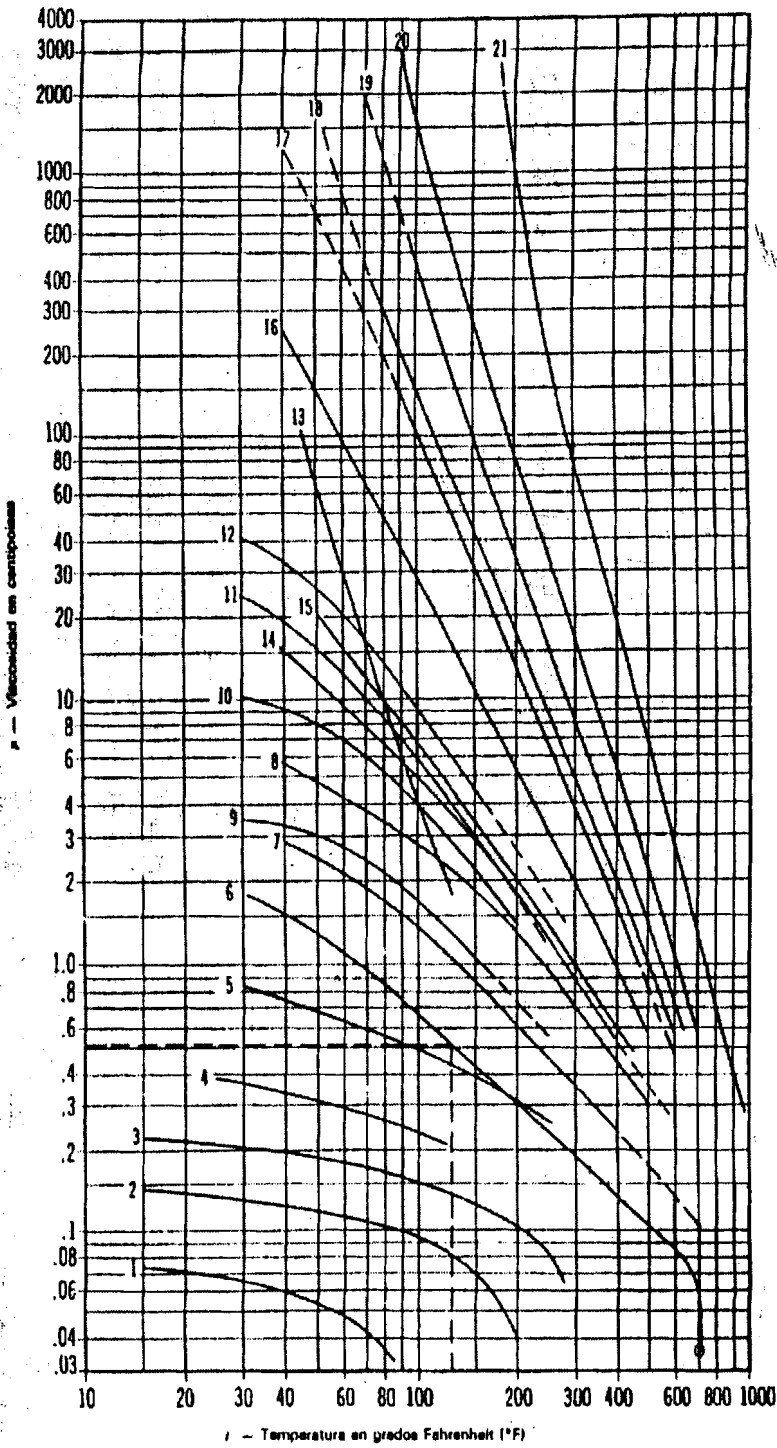


FIGURA 4.3. ESQUEMA DE SEPARADOR ESFERICO



1. Etano (C₂H₆)
2. Propano (C₃H₈)
3. Butano (C₄H₁₀)
4. Gasolina natural
5. Gasolina
6. Agua
7. Keroseno
8. Destilado
9. Crudo de 48 grados API
10. Crudo de 40 grados API
11. Crudo de 35.8 grados API
12. Crudo de 32.8 grados API
13. Crudo de Salt Creek
14. Aceite combustible 3 (Méz.)
15. Aceite combustible 5 (Mín.)
16. Aceite Lube SAE 10 (100 V.I.)
17. Aceite Lube SAE 30 (100 V.I.)
18. Aceite combustible 5 (Méz.) o 6 (Mín.)
19. Aceite Lube SAE 70 (100 V.I.)
20. Aceite combustible Bunker C (Méz.) y residuo M.C.
21. Asfalto

Los datos se extrajeron con autorización de Oil and Gas Journal

FIGURA 4.4. VISCOCIDAD DE VARIAS SUSTANCIAS vs. TEMPERATURA

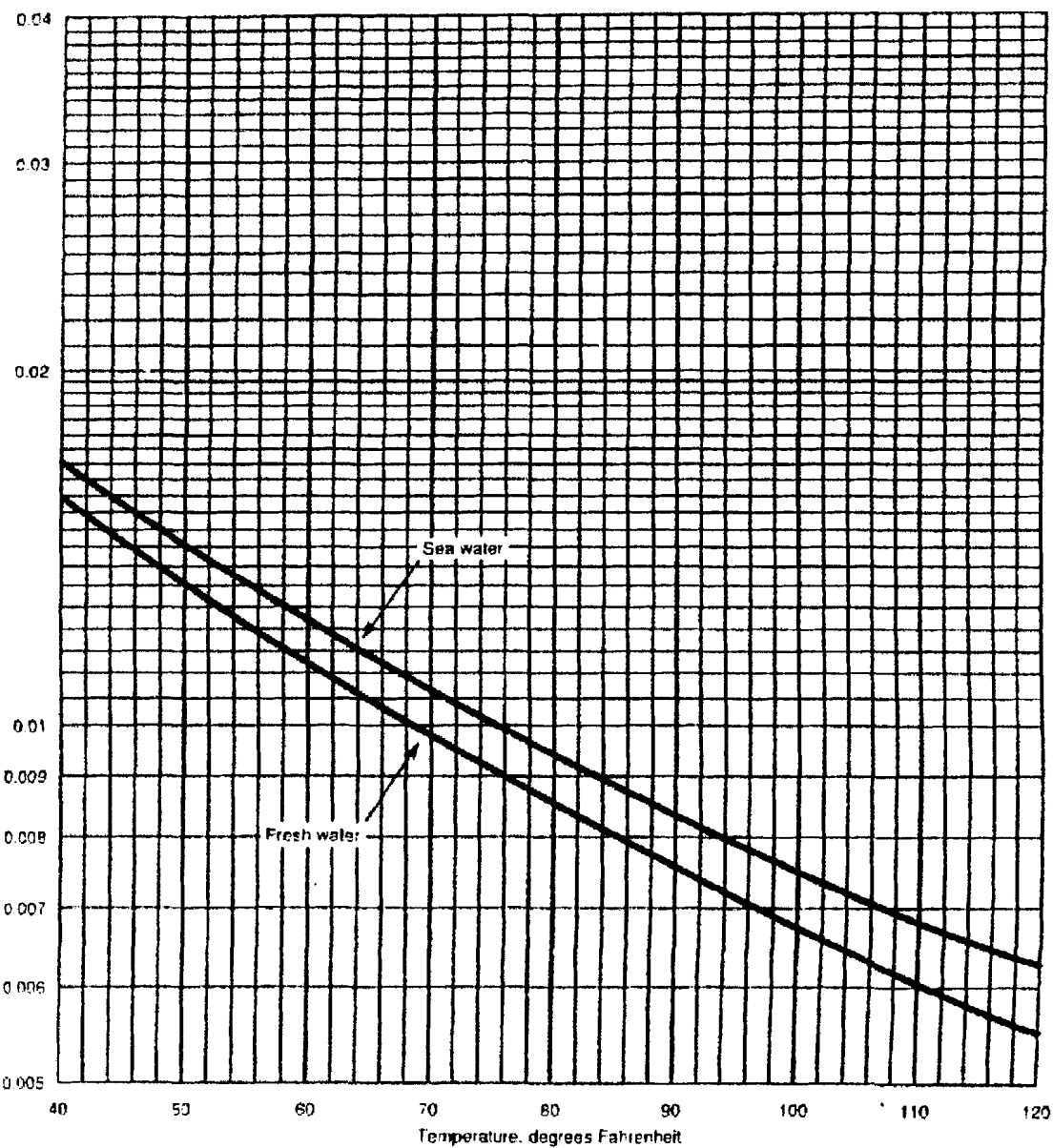


FIGURA 4.5. RELACIÓN VISCOCIDAD VS TEMP.

TABLA XI
PROPIEDADES FISICAS DEL AGUA

Temperatura del agua °F	Presión de saturación psia	Volumen especifico ft³	Densidad lb/ft³	Peso lb/gal
32	0.08859	0.016022	62.414	8.3436
40	0.12163	0.016019	62.426	8.3451
50	0.17796	0.016023	62.410	8.3430
60	0.25611	0.016033	62.371	8.3378
70	0.36292	0.016050	62.305	8.3290
80	0.50683	0.060720	62.220	8.3176
90	0.69813	0.016099	62.116	8.3037
100	0.94924	0.016130	61.996	8.2877
110	1.27500	0.016165	61.862	8.2698
120	1.69270	0.016204	61.713	8.2498
130	2.22300	0.016247	61.550	8.2280
140	2.88920	0.016293	61.376	8.2048
150	3.71840	0.016343	61.188	8.1797
160	4.74140	0.016395	60.994	8.1537
170	5.99260	0.064510	60.787	8.1260
180	7.51100	0.016510	60.569	8.0969
190	9.34000	0.016572	60.343	8.0667
200	11.52600	0.016637	60.107	8.0351
210	14.12300	0.016705	59.862	8.0024
212	14.69600	0.016719	59.812	7.9957
220	17.18600	0.016775	59.613	7.9690
240	24.968	0.069260	59.081	7.8979
260	35.427	0.070890	58.517	7.8226
280	49.200	0.017264	57.924	7.7433
300	67.005	0.017450	57.307	7.6608
350	134.604	0.01799	55.586	7.4308
400	247.259	0.01864	53.648	7.1717
450	422.550	0.01943	51.467	6.8801
500	680.860	0.02043	48.948	6.5433
550	1045.43	0.02176	45.956	6.1434
600	1543.20	0.02364	42.301	5.6548
650	2208.40	0.02674	37.397	4.9993
700	3094.30	0.03662	27.307	3.6505

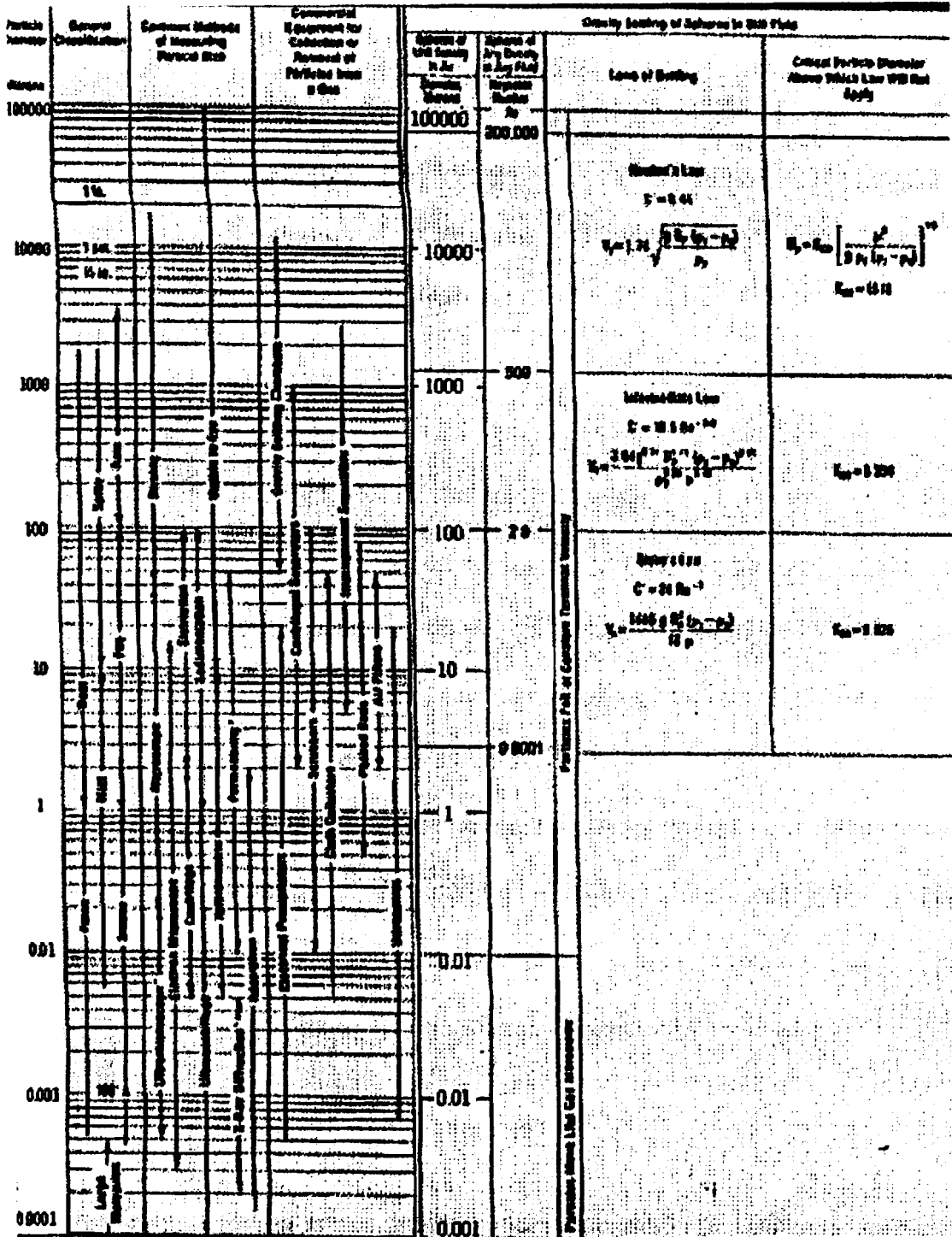


FIGURA 4.6. DIÁMETRO DE PÁRTICULAS

TABLA XV

VOLUMEN DE SEPARADORES PARA MEDIDAS ESTANDARIZADAS

AREA	LONGITUD	7.5	10.0	12.5	15.0	17.5	20.0	22.5	25.0	27.5	30.0	32.5	35.0
UT	DIAMETRO MILLIMETROS	ft^3											
4.91	25	36.80	49.06	61.33	73.59	85.86	98.13	110.39	122.66	134.92	147.19	159.45	171.72
7.07	38	52.99	70.65	88.31	105.98	123.64	141.30	158.96	176.63	194.29	211.95	229.61	247.28
12.64	63	94.20	125.60	157.00	188.40	219.80	251.20	282.60	314.00	345.40	376.80	408.20	439.60
19.63	98	147.19	196.25	245.31	294.38	343.44	392.50	441.56	490.63	539.69	588.75	637.81	686.88
28.26	143	211.95	282.60	353.25	423.90	494.55	565.20	635.85	706.50	777.15	847.80	918.45	989.10
38.47	198	288.49	384.65	480.81	576.98	673.14	769.30	865.46	961.63	1057.79	1153.95	1250.11	1346.28
60.27	293	376.80	502.40	628.00	753.60	879.20	1004.80	1130.40	1256.00	1381.60	1507.20	1632.80	1758.40
63.65	318	476.89	635.85	794.81	953.78	1112.74	1271.70	1430.66	1589.63	1748.59	1907.56	2066.51	2225.48
78.60	393	588.75	785.00	981.25	1177.50	1373.75	1570.00	1766.25	1962.50	2158.75	2355.00	2551.25	2747.50
94.95	468	712.39	949.85	1187.31	1424.78	1662.24	1899.70	2137.16	2374.63	2612.09	2849.55	3087.01	3324.48
113.04	543	847.80	1130.40	1413.00	1695.60	1978.20	2260.80	2543.40	2826.00	3108.60	3391.20	3673.80	3956.40
132.99	618	994.99	1326.65	1658.31	1989.98	2321.64	2653.30	2984.96	3316.63	3648.29	3979.95	4311.61	4643.28
153.85	693	1153.95	1538.60	1923.25	2307.90	2692.55	3077.20	3461.85	3846.50	4231.15	4615.80	5000.45	5385.10
175.63	768	1324.69	1766.25	2207.81	2649.38	3090.94	3532.50	3974.06	4415.63	4857.19	5298.75	5740.31	6181.88

TABLA XVI

COEFICIENTES PARA VOLUMENES PARCIALES DE CILINDROS HORIZONTALES
($fZ\chi$)

0.00	0.00000	0.00053	0.00151	0.00279	0.00429	0.00600	0.00788	0.00992	0.01212	0.01445
0.01	0.001692	0.001952	0.002223	0.002507	0.002800	0.003404	0.003419	0.003743	0.004077	0.004421
0.02	0.001773	0.005134	0.005503	0.005881	0.006267	0.006660	0.007061	0.007470	0.007886	0.008340
0.03	0.008742	0.009178	0.009625	0.010076	0.010531	0.010999	0.011470	0.011917	0.012432	0.012920
0.04	0.013417	0.013919	0.014427	0.014910	0.015459	0.015985	0.016515	0.017052	0.017593	0.018141
0.05	0.018692	0.019250	0.019813	0.020382	0.020955	0.021533	0.022115	0.022703	0.023296	0.023894
0.06	0.024496	0.025103	0.025715	0.026331	0.026952	0.027578	0.028208	0.028812	0.029481	0.030124
0.07	0.030772	0.031421	0.032081	0.032740	0.033405	0.034073	0.034747	0.035423	0.036104	0.036789
0.08	0.037478	0.038171	0.038867	0.039569	0.040273	0.040981	0.041694	0.042410	0.043129	0.043852
0.09	0.044579	0.045310	0.046043	0.046782	0.047523	0.048268	0.049017	0.049768	0.050524	0.051283
0.10	0.052044	0.052810	0.053579	0.054351	0.055125	0.055905	0.056688	0.057474	0.058262	0.059054
0.11	0.059850	0.060648	0.061449	0.062253	0.063062	0.063872	0.064687	0.065503	0.066323	0.067147
0.12	0.067972	0.068802	0.069633	0.070469	0.071307	0.072147	0.072991	0.073836	0.074686	0.075539
0.13	0.076393	0.077251	0.078112	0.078975	0.079841	0.080709	0.081581	0.082456	0.083332	0.084212
0.14	0.085094	0.085979	0.086866	0.087756	0.088650	0.089545	0.090443	0.091343	0.092246	0.093153
0.15	0.094061	0.094971	0.095884	0.096799	0.097717	0.098638	0.099560	0.100486	0.101414	0.102343
0.16	0.103275	0.104211	0.105147	0.106087	0.107029	0.107973	0.108920	0.109869	0.110820	0.111773
0.17	0.112728	0.113686	0.114616	0.115507	0.116572	0.117538	0.118506	0.119477	0.120450	0.121425
0.18	0.122403	0.123382	0.124361	0.125347	0.126333	0.127321	0.128310	0.129302	0.130296	0.131292
0.19	0.132290	0.133291	0.134292	0.135296	0.136302	0.137310	0.138320	0.139332	0.140345	0.141361
0.20	0.142378	0.143398	0.144419	0.145413	0.146418	0.147424	0.148431	0.149451	0.150487	0.151622
0.21	0.152659	0.153697	0.154737	0.155779	0.156822	0.157867	0.158915	0.159963	0.161013	0.162066
0.22	0.163120	0.164476	0.165833	0.166292	0.167700	0.168416	0.169480	0.170546	0.171613	0.172682
0.23	0.173753	0.174825	0.175900	0.176976	0.178053	0.179131	0.180212	0.181291	0.182378	0.183463
0.24	0.184550	0.185639	0.186729	0.187820	0.188942	0.190007	0.191102	0.192200	0.193299	0.194400
0.25	0.195501	0.196604	0.197709	0.198814	0.199922	0.201031	0.202141	0.203253	0.204368	0.205483
0.26	0.206600	0.207718	0.208837	0.209957	0.211079	0.212202	0.213326	0.214453	0.215580	0.216708
0.27	0.217839	0.218970	0.220102	0.221235	0.222371	0.223507	0.224645	0.225783	0.226924	0.228065
0.28	0.229209	0.230352	0.231498	0.232614	0.233791	0.234941	0.236091	0.237212	0.238395	0.239548
0.29	0.240703	0.241859	0.243016	0.244173	0.245333	0.246491	0.247655	0.248819	0.249983	0.251148
0.30	0.252315	0.253483	0.254652	0.255822	0.256992	0.258163	0.259338	0.260512	0.261687	0.262863
0.31	0.261039	0.262518	0.263997	0.265477	0.266956	0.268436	0.269912	0.271326	0.272730	0.274182
0.32	0.275869	0.277058	0.278247	0.279437	0.280627	0.281820	0.283013	0.284207	0.285401	0.286598
0.33	0.287795	0.288992	0.290191	0.291390	0.292591	0.293793	0.294995	0.296198	0.297403	0.298605
0.34	0.299814	0.301021	0.302228	0.303438	0.304646	0.305857	0.307069	0.308280	0.309492	0.310705
0.35	0.311918	0.313134	0.314350	0.315566	0.316783	0.318001	0.319219	0.320439	0.321660	0.322881
0.36	0.324104	0.325326	0.326550	0.327771	0.328999	0.330225	0.331451	0.332678	0.333905	0.335134
0.37	0.336363	0.337593	0.338823	0.340051	0.341286	0.342519	0.343751	0.344985	0.346220	0.347455
0.38	0.348690	0.349926	0.351164	0.352402	0.353640	0.354879	0.356119	0.357359	0.358599	0.359840
0.39	0.361082	0.362325	0.363568	0.364811	0.366056	0.367300	0.368545	0.369790	0.371036	0.372282
0.40	0.373530	0.374778	0.376026	0.377275	0.378524	0.379774	0.381024	0.382274	0.383526	0.384778
0.41	0.386030	0.387283	0.388537	0.389790	0.391044	0.392298	0.393553	0.394808	0.396063	0.397320
0.42	0.398577	0.399834	0.401092	0.402350	0.403608	0.404866	0.406125	0.407384	0.408645	0.409901
0.43	0.411165	0.412426	0.413687	0.414922	0.416214	0.417473	0.418736	0.419998	0.421261	0.422525
0.44	0.423788	0.425052	0.426316	0.427582	0.428846	0.430112	0.431378	0.432645	0.433911	0.435178
0.45	0.436445	0.437711	0.438979	0.440216	0.441514	0.442782	0.444050	0.445318	0.446587	0.447857
0.46	0.449125	0.450394	0.451663	0.452932	0.454201	0.455472	0.456741	0.458010	0.459283	0.460554
0.47	0.461825	0.463096	0.464367	0.465638	0.466910	0.468182	0.469453	0.470725	0.471997	0.473269
0.48	0.474541	0.475814	0.477086	0.478358	0.479631	0.480903	0.482176	0.483449	0.484722	0.485995
0.49	0.487269	0.488512	0.489814	0.491060	0.492360	0.493633	0.494906	0.496179	0.497452	0.498726



FIGURA 4.6. LINEAS DE POZOS A ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN



FIGURA 4.7. LINEAS DE DISTRIBUCIÓN (MULTIPLE)

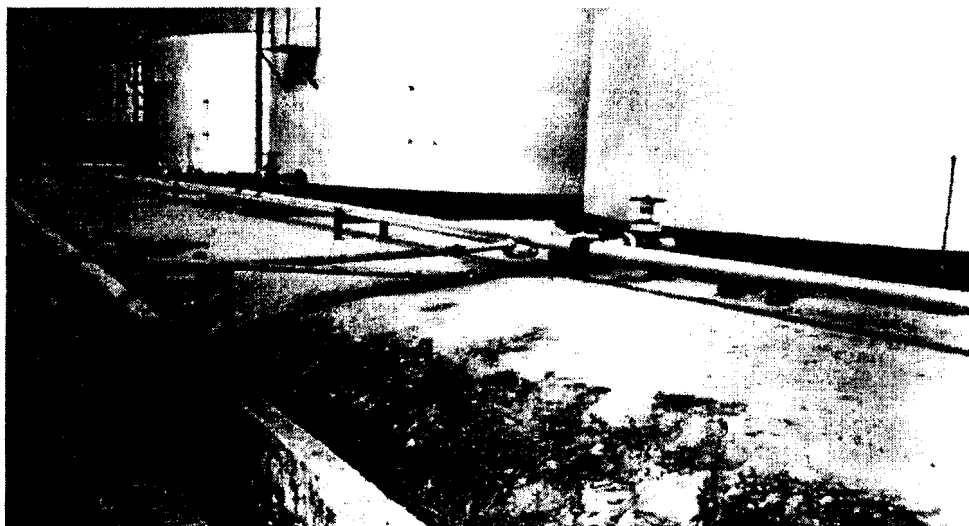


FIGURA 4.8. LINEAS DE DRENAJE

TABLA XVIII
TABULACIÓN DE ESFUERZOS PERMISIBLES PARA
DIFERENTES TIPOS DE SUELDA

ESPECIFICACIÓN	CLASE	MÍNIMO PERMISIBLE		COEF. DE CALIDAD	VALOR DE ESFUERZO	
		(MPa)	(PSI)		(MPa)	(PSI)
ACEROS						
API 5L	A25	25,000	172	1.00	18,000	124
API 5L, ASTM A53, ASTM A	A	30,000	207	1.00	21,600	149
API 5L, ASTM A53, ASTM A	B	35,000	241	1.00	25,200	174
ASTM A106	C	40,000	278	1.00	28,800	199
ASTM A524	II	35,000	241	1.00	25,200	174
ASTM A524	II	30,000	207	1.00	21,600	149
API 5LU	U80	80,000	551	1.00	57,600	397
API 5LU	U100	100,000	689	1.00	72,000	496
API 5LX	X42	42,000	289	1.00	30,250	208
API 5LX	X46	46,000	317	1.00	33,100	228
API 5LX	X52	52,000	358	1.00	34,450	258
API 5LX	X56	56,000	386	1.00	40,300	278
API 5LX	X60	60,000	413	1.00	43,200	298
API 5LX	X65	65,000	448	1.00	46,800	323
API 5LX	X70	70,000	482	1.00	50,400	347
SOLDADURA DE HIERRO FUNDIDO						
ASTM A53		25,000	172	0.60	10,800	74
API 5L	A25	25,000	172	0.60	10,800	74
API 5L, ASTM A53		30,000	207	0.60	12,950	89
SOLDADURA DE HIERRO FUNDIDO						
API 5L		25,000	172	0.80	14,400	99
API 5L		28,000	193	0.80	16,150	111
API 5L		30,000	207	0.80	17,300	119
API 5L		25,000	172	0.80	14,400	99
SOLDADURA DE RESISTENCIA Y FLASH ELECTRICO						
API 5L	A25	25,000	172	1.00	18,000	124
API 5L, ASTM A53, ASTM A	A	30,000	207	0.85	18,360	127
API 5L, API 5LS, ASTM A53, ASTM A135		30,000	207	1.00	21,600	149
API 5L, ASTM A53, ASTM A	B	35,000	241	0.85	21,420	148
API 5L, API 5LS, ASTM A53, ASTM A135		35,000	241	1.00	25,200	174
API 5LS, API 5LX	X42	42,000	289	1.00	30,250	208
API 5LS, API 5LX	X46	46,000	317	1.00	33,100	228
API 5LS, API 5LX	X52	52,000	358	1.00	37,450	258
API 5LS, API 5LX	X56	56,000	386	1.00	40,300	279
API 5LS, API 5LX	X60	60,000	413	1.00	43,200	297
API 5LS, API 5LX	X65	65,000	448	1.00	46,800	323
API 5LS, API 5LX	X70	70,000	482	1.00	50,400	347
API 5LU	U80	80,000	551	1.00	57,600	397
API 5LU	U100	100,000	689	1.00	72,000	496

TABLA XVIII
TABULACIÓN DE ESFUERZOS PERMISIBLES PARA
DIFERENTES TIPOS DE SUELDA (continuación)

ESPECIFICACIÓN	GRADO	MÍNIMO ESFUERZO		FACTOR DE JUNTA (E)	VALOR DE ESFUERZO	
		PSI	(N Pa)		PSI	(N Pa)
SOLDADURA DE FUSIÓN ELECTRICA						
ASTM A 134				0.80		
ASTM A 139	A	30,000	207	0.80	17,300	119
ASTM A 139	B	35,000	241	0.80	20,150	139
ASTM A 155				0.90		
ASTM A 155				1.00		
SOLDADURA DE ARCO SUMERGIDO						
API 5L, API 5L	A	30,000	207	1.00	21,600	149
API 5L, API 5L	B	35,000	241	1.00	25,200	174
API 5LS, API 5LX	X42	42,000	289	1.00	30,250	208
API 5LS, API 5LX	X46	46,000	317	1.00	33,100	228
API 5LS, API 5LX	X52	52,000	358	1.00	37,450	258
API 5LS, API 5LX	X56	56,000	413	1.00	40,300	278
API 5LS, API 5LX	X60	60,000	386	1.00	43,200	298
API 5LS, API 5LX	X65	65,000	448	1.00	46,800	323
API 5LS, API 5LX	X70	70,000	482	1.00	50,400	397
API 5LU	U80	80,000	551	1.00	57,600	347
API 5LU	U100	100,000	689	1.00	72,000	496
ASTM A381	Y35	35,000	241	1.00	25,200	174
ASTM A381	Y42	42,000	290	1.00	30,250	209
ASTM A381	Y46	46,000	317	1.00	33,100	228
ASTM A381	Y48	48,000	331	1.00	34,550	238
ASTM A381	Y50	50,000	345	1.00	36,000	248
ASTM A381	Y52	52,000	358	1.00	37,450	258
ASTM A381	Y60	60,000	413	1.00	43,200	298
ASTM A381	Y65	65,000	448	1.00	46.8	323

TABLA XX
FACTOR DE JUNTA E

FACTOR DE JUNTA PARA SOLDADURA			
ESPECIFICACION NUMERO	MATERIAL	MATERIA PRIMA	MATERIA PRIMA
ASTM A 53	ACEROS	1	1
	SOLDADURA DE RESISTENCIA ELECTRICA	0.85	1
	SOLDADURA DE HIERRO FUNDIDO	0.8	0.8
	SOLDADURA DE HIERRO FUNDIDO	0.6	0.6
ASTM A 106	ACEROS	1	1
ASTM A 134	SOLDADURA DE FUSIÓN ELECTRICA	0.8	0.8
ASTM A 135	SOLDADURA DE RESISTENCIA ELECTRICA	0.85	1
ASTM A 139	SOLDADURA DE FUSIÓN ELECTRICA SIMPLE	0.8	0.8
ASTM A 155	SOLDADURA DE FUSIÓN ELECTRICA	0.9	1
ASTM A 381	SOLDADURA DE FUSIÓN ELECTRICA ARCO SUMERGIDO		1
API 5L	ACEROS	1	1
	SOLDADURA DE RESISTENCIA ELECTRICA	0.85	1
	SOLDADURA DE FLASH ELÉCTRICO	0.85	1
	SOLDADURA DE INDUCCIÓN ELECTRICA		1
	SOLDADURA DE ARCO SUMERGIDO		1
	SOLDADURA DE HIERRO FUNDIDO	0.8	0.8
	SOLDADURA DE HIERRO FUNDIDO	0.6	0.6
API 5LS	SOLDADURA DE RESISTENCIA ELECTRICA		1
	SOLDADURA DE ARCO SUMERGIDO		1
API 5LX	ACEROS	1	1
	SOLDADURA DE RESISTENCIA ELECTRICA	1	1
	SOLDADURA DE FLASH ELÉCTRICO	1	1
	SOLDADURA DE INDUCCIÓN ELECTRICA		1
	SOLDADURA DE ARCO SUMERGIDO	1	1
API 5LU	ACEROS		1
	SOLDADURA DE RESISTENCIA ELECTRICA		1
	SOLDADURA DE FLASH ELÉCTRICO		1
	SOLDADURA DE INDUCCIÓN ELECTRICA		1
	SOLDADURA DE ARCO SUMERGIDO		1
CONOCIDO	CONOCIDO		
DESCONOCID	ACEROS	1	1
DESCONOCID	SOLDADURA DE RESISTENCIA O FLASH ELÉ	0.85	1
DESCONOCID	SOLDADURA DE FUSIÓN ELÉCTRICO	0.8	0.8
DESCONOCID	SOLDADURA DE HIERRO FUNDIDO NPS 4	0.8	0.8
DESCONOCID	SOLDADURA DE HIERRO FUNDIDO NPS 4	0.6	0.6

TABLA XXI

ESPESOR MÍNIMO PARA PAREDES DE TUBERÍAS DE ACERO

MEDIDA NOMINAL DE TUBERÍA	DIÁMETRO EXTERIOR		ESPESOR DE PARED	
	plg.	mm.	plg.	mm.
2	2.375	60	0.078	2
2 1/2	2.875	73	0.083	2.1
3	3.5	89	0.083	2.1
3 1/2	4	102	0.083	2.1
4	4.5	114	0.083	2.1
5	5.563	141	0.083	2.1
6	6.625	168	0.083	2.1
8	8.625	219	0.104	2.6
10	10.75	273	0.104	2.6
12	12.75	324	0.104	2.6
14	14	356	0.133	3.3
16	16	406	0.133	3.3
18	18	457	0.133	3.3
20	20	508	0.133	3.3

TABLA XXII

FLUJO GRAVITACIONAL EN LAS LÍNEAS

BARRILES POR HORA AGENTE CRUDO, VISCOSIDAD 80 SSU					
FLUJO	DIÁMETRO DE TUBERÍA (IN)				
	2.067	3.068	4.026	6.065	7.981
0.5	1	6	20	70	150
1	2	13	37	110	230
2	5	25	54	160	340
4	11	36	80	240	500
6	16	45	100	300	630
8	19	53	117	355	750
10	21	60	132	400	850

TABLA XXIII
DIMENSIONES Y DATOS DE TUBERÍAS

NOMIN	EXTERI	INTERIOR	ESPEJOR PARED	PESO	VOLUMEN EN BARRIL		AREA SECCIONAL	PESO
	DIAM.	DIAM.	DIAM.	LIB./PI.	PI ³	PI ³	PI ²	LIB./PI.
2	2.375	2.067	0.154	3.75	21.91	4.15	3.35	1.21
2 1/2	2.875	2.469	0.203	5.9	31.27	5.92	4.79	1.73
3	3.500	3.068	0.216	7.7	48.28	9.14	7.39	2.67
4	4.500	4.026	0.237	10.79	83.14	15.75	12.73	4.60
5	5.563	5.047	0.258	14.62	130.65	24.74	20.01	7.23
6	6.625	6.065	0.280	18.97	188.67	35.73	28.89	10.45
6	6.625	5.761	0.432	28.57	170.23	32.24	26.07	9.43
7	7.625	7	0.312	24.41	251.33	47.6	38.48	13.91
8	8.625	7.625	0.500	43.39	298.21	56.48	45.66	16.51
8	8.625	7.981	0.322	28.55	326.71	61.88	50.03	18.09
8	8.625	8.125	0.250	22.36	338.6	64.13	51.85	18.75
10	10.750	9.75	0.500	54.74	487.59	92.35	74.66	27.00
10	10.750	10.02	0.365	40.48	514.97	97.53	78.86	28.52
10	10.750	10.25	0.250	28.04	538.88	102.06	82.52	29.84
12	12.750	11.75	0.500	65.42	708.14	134.12	108.43	39.21
12	12.750	12	0.375	49.56	738.88	139.88	113.1	40.89
12	12.750	12.25	0.250	33.38	769.69	145.78	117.86	42.61
14	14.000	13.25	0.375	54.57	900.48	170.55	137.89	49.86
14	14.000	13.5	0.250	36.71	934.78	177.04	143.14	51.76
16	16.000	15.25	0.375	62.58	1,192.84	225.92	182.66	66.04
16	16.000	15.5	0.250	42.04	1,232.27	233.38	188.69	68.23
18	18.000	17.25	0.375	70.59	1,526.24	289.06	233.71	84.50
20	20.000	19.25	0.375	78.6	1,900.66	359.97	291.04	105.23
22	22.000	21.25	0.375	86.61	2,361.12	438.66	354.66	128.24
24	24.000	23.25	0.375	94.62	2,772.62	525.12	424.56	153.51
26	26.000	25.25	0.375	102.63	3,270.06	619.33	500.73	177.21
28	28.000	27.25	0.372	110.64	3,808.60	721.32	583.21	210.60
30	30.000	29.25	0.375	118.65	4,388.18	831.09	671.96	242.67
36	36.000	35	0.500	189.57	6,283.03	1,114.21	962.11	347.36
42	42.000	41	0.500	221.61	8,621.85	1,632.93	1,320.21	476.84
48	48.000	47	0.500	253.65	11,329.96	2,145.82	1,734.95	626.60

TABLA XXIV
CARACTERÍSTICAS DE FLUJO

NOMINAL MEDIDA pulg	DIAMETRO EXTERIOR pulg	DIAMETRO INTERIOR pulg	VOLUMEN BARRILES POR MILL	FLUJO BARRILES POR HORA	VELOCIDAD	
					MILLAS POR HORA	PIES POR SEG.
2	2.375	2.067	22	17	0.8	1.1
3	3.500	3.068	48	50	1.0	1.5
4	4.500	4.026	83	105	1.3	1.8
6	6.625	6.065	189	320	1.7	2.5
8	8.625	7.981	327	675	2.1	3.0
10	10.750	10.020	515	1280	2.5	3.6
12	12.750	12.000	738	2000	2.7	4.0
14	14.000	13.250	900	2640	2.9	4.3
16	16.000	15.250	1193	3850	3.2	4.7
18	18.000	17.250	1526	5350	3.5	5.1
20	20.000	19.250	1900	7200	3.8	5.5
22	22.000	21.250	2316	9350	4.0	5.9
24	24.000	23.250	2773	11800	4.3	6.2

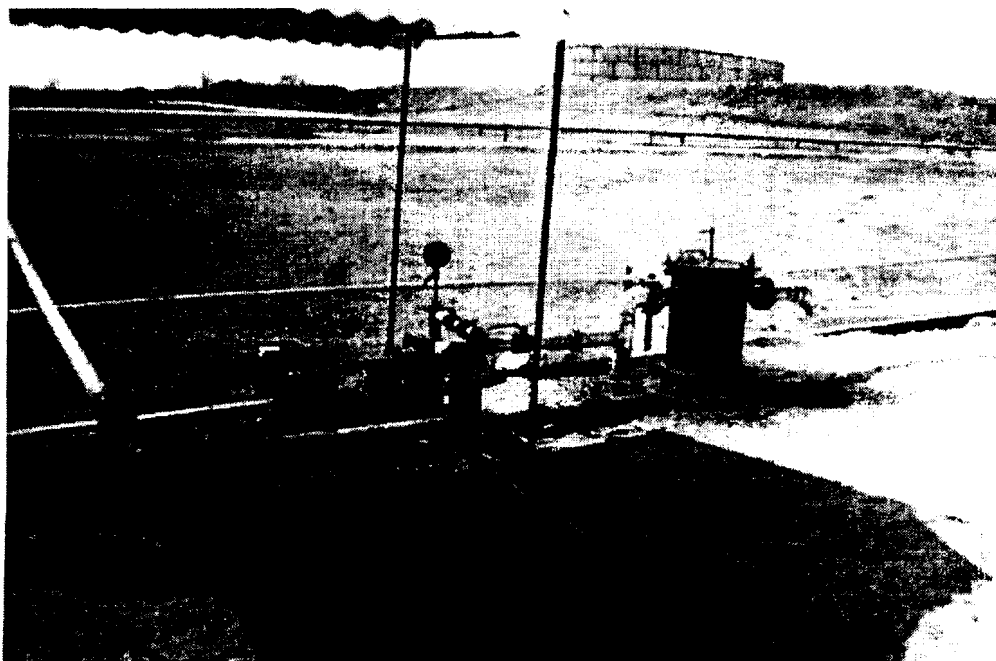


FIGURA 4.9. INSTALACIÓN TÍPICA PARA BOMBA DE TRANSFERENCIA

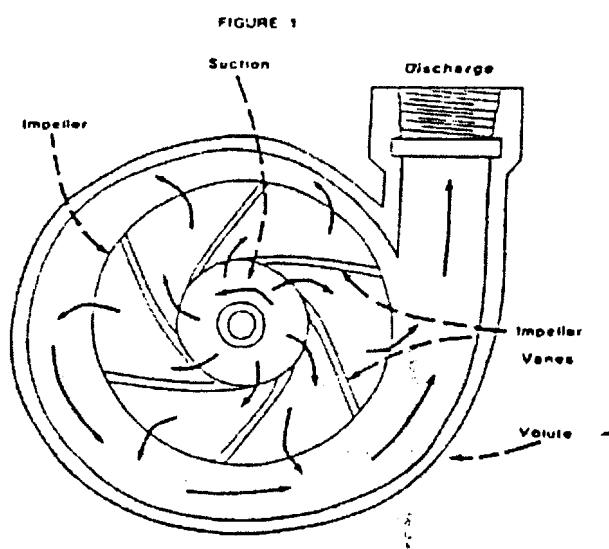


FIGURA 4.10. ESQUEMA DE BOMBA CINÉTICA DE FLUJO RADIAL

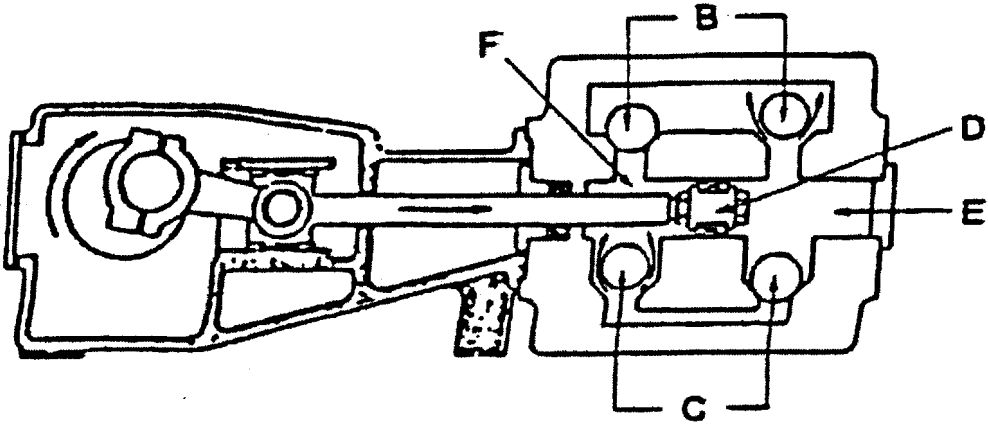


FIGURA 4.11. BOMBA DE PISTÓN DE DOBLE ACCIÓN

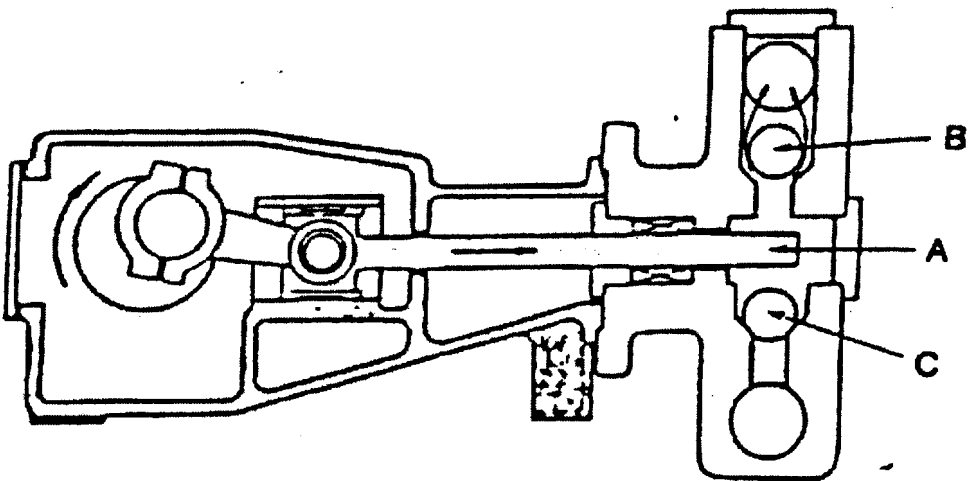


FIGURA 4.12. BOMBA PLUNGER DE SIMPLE ACCIÓN

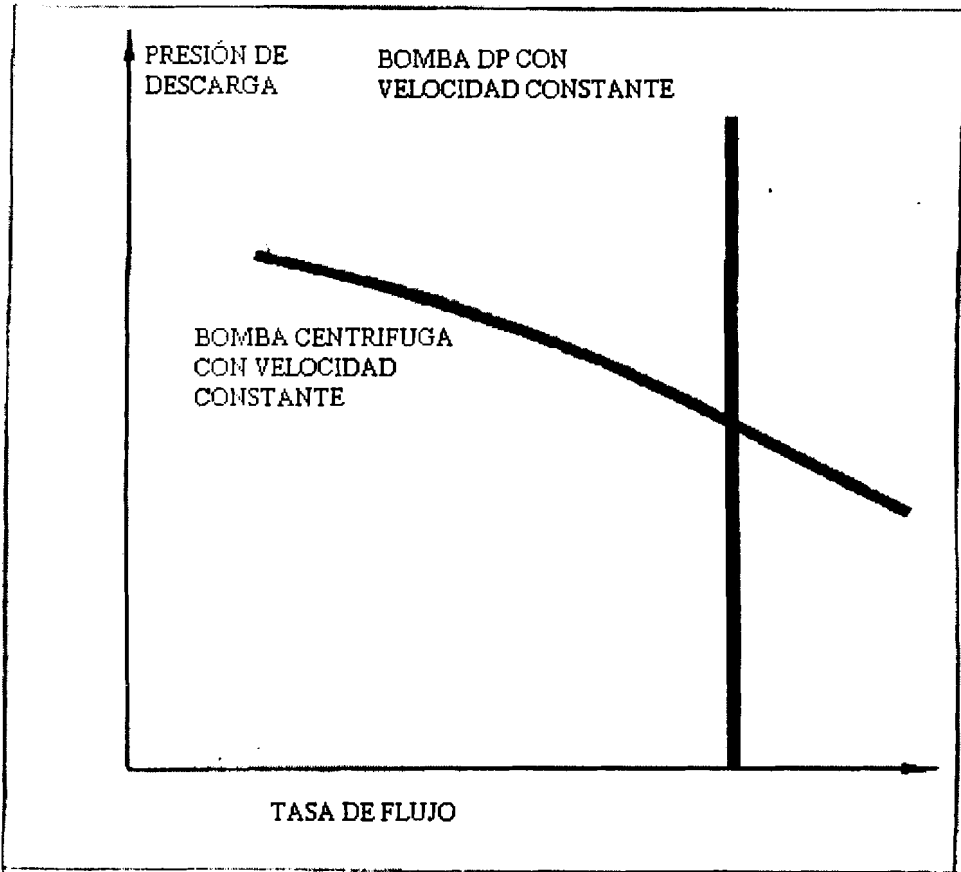


FIGURA 4.13. CURVAS TÍPICAS DE PRESIÓN PARA BOMBA CENTRIFUGAS Y DESPLAZAMIENTO POSITIVO



FIGURA 4.14. TANQUES ATORNILLADOS PARA SEPARACIÓN DE AGUA Y
ALMACENAMIENTO DE ACEITE

TABLA XXVI

CAPACIDADES Y DIMENSIONES DE TANQUES ATORNILLADOS DE NORMAS API

Capacidad		Dimensiones			Coraza				Fondo		Techo de sello de agua		Techo cónico		
Capacidad nominal en barriles de 159 lt	Capacidad real lleno a nivel bl de 159 lt	Diámetro interior nominal*	Díam. de círculo de tornillos techo y fondo	Altura	Núm. de costillas por anillo	Calibre norma americana	Núm. de hileras de tornillos	Tamaño de los tornillos ** mm	Calibre norma americana	Tamaño de los tornillos mm **	Calibre norma americana	Tamaño de los tornillos ** mm	Calibre norma americana	Tamaño de los tornillos **	
														Orilla mm	Costura mm
100.....	95.80	2.81	2.86	2.45	6	14	1	9.57	14	9.57	14	9.57	14	9.57	9.57
200.....	191.04	2.81	2.86	4.90	6	14	1	9.57	14	9.57	14	9.57	14	9.57	9.57
250.....	266.28	4.69	4.71	2.45	10	12	1	12.7	12	12.7	12	12.7	14	12.7	9.57
500 high.....	532.50	4.69	4.74	4.90	10	12	1	12.7	12	12.7	12	12.7	14	12.7	9.57
500 low.....	522.01	6.58	6.61	2.45	14	12	1	12.7	12	12.7	12	12.7	14	12.7	9.57
1,000 high.....	1,044.02	6.58	6.61	4.90	14	12	1	12.7	12	12.7	12	12.7	14	12.7	9.57
1,000 low.....	993.53	9.06	9.11	2.45	20	12	2	12.7	12	12.7	12	12.7	14	12.7	9.57
2,000.....	1,987.06	9.06	9.11	4.90	20	12	2	12.7	12	12.7	12	12.7	14	12.7	9.57
5,000.....	5,037.45	11.77	11.82	7.35	26	10	2	12.7	10	12.7	12	12.7	14	12.7	9.57
10,000.....	10,218.40	16.76	16.81	7.36	37	10	2	12.7	10	12.7	12	12.7	14	12.7	9.57

* El diámetro interior nominal se considera 5.08 cm menos del diámetro del círculo de tornillos y la capacidad real se calcula con esa base.

** Siempre que se use material de calibre 12, o más pesado, los tornillos deberán ser de 12.7 mm.

TABLA XXVII

TAMAÑOS DE NORMAS API DE TANQUES SOLDADOS DE ALMACENAMIENTO DE ACEITE

Diámetro en metros	Altura nominal, metros											
	12	18	24	30	36	42	48	16	24	32	40	48
	- Número de anillos (anillos de 1.83 m)						Número de anillos (anillos de 2.44 m)					
	2	3	4	5	6	7	8	2	3	4	5	6
3.66	240	360	480	600	730	320	480	640		
5.49	540	820	1 090	1 360	1 630	730	1 090	1 450		
7.32	970	1 450	1 940	2 420	2 910	1 290	1 940	2 580		
9.15	1 510	2 270	3 020	3 780	4 540	2 020	3 020	4 030		
10.98	2 180	3 270	4 360	5 440	6 530	7 620	8 700	2 900	4 360	5 800	7 260	8 700
14.64	3 870	5 800	7 740	9 680	11 610	13 540	15 480	5 180	7 740	10 320	12 900	15 480
18.30	6 048	9 070	12 100	15 120	18 140	21 165	24 190	8 060	12 100	16 120	20 160	24 190
23.79	25 550	30 660	35 770	40 880	27 260	34 070	40 880
31.11	43 700	52 430	61 170	69 910	46 610	58 260	69 910
36.60	60 480	72 575	84 670	96 765	64 510	80 640	96 765
43.92	87 090	104 500	121 920	139 340	92 900	116 120	139 340

TABLA XXVIII
MEDIDAS TÍPICAS Y CAPACIDADES NOMINALES

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
Diámetro de tanque (pies)	Capacidad por pie de de altura (barriles)	ALTURA DE TANQUE (PIES)								
		12	18	24	30	36	42	48	54	60
		NUMERO DE PLANCHAS PARA COMPLETAR EL TANQUE								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	14.0	170	250	335	420	505				
15	31.5	380	565	755	945	1130				
20	58.0	670	1010	1340	1680	2010	2350	269		
25	87.4	1050	1570	2100	2620	3150	3670	4200	4720	5250
30	126	1510	2270	3020	3780	4530	5290	6040	6800	7560
35	171	2060	3080	4110	5140	6170	7200	8230	9250	10280
40	224	2690	4030	5370	6710	8060	9400	10740	12100	13430
45	283	3400	5100	6800	8500	10200	11900	13600	15300	17000
50	350	4200	6300	8400	10500	12600	14700	16800	18900	21000
60	504	6040	9060	12100	15110	18130	21150	24190	27220	28260
70	685	8230	12340	16450	20580	24700	28800	32930	30970	D = 58
80	895	10740	16120	21500	26880	32260	37640	35810	D = 64	
90	1133	13600	20400	27220	34030	40820	40150	D = 73		
100	1399	16800	25200	33800	42000	48400	D = 83			
120	2014	24190	36290	48360	58480	D = 98				
					D = 118					
140	2742	32930	49350	65860						
160	3681	43000	64510	74600						
180	4632	54430	81650	D = 149						
200	5595	67200	100800							
220	6770	81310	102830							
			D = 202							

TABLA XXX
ESFUERZOS PERMISIBLES DE LAS PLANCHAS

ESFUERZOS PERMISIBLES DE LAS PLANCHAS (lb/in²)							
Plate Specification	Grade	Minimum Yield Strength	Minimum Tensile Strength	Product Design		Fabrication Test	
				Stress S ₁	Stress S ₂	Stress S ₁	Stress S ₂
				1st Course	Upper Courses	1st Course	Upper Courses
ASTM							
A283	C	30,000	55,000	20,000	20,000	22,000	22,500
A285	C	30,000	55,000	20,000	20,000	22,000	22,500
A131	A,B,CS	34,000	58,000	21,800	22,700	23,200	24,900
A131	EH38	51,000	71,000	28,600	28,400	28,400	30,400
A36		36,000	58,000	21,800	23,200	23,200	24,900
A442	55	30,000	55,000	20,000	20,000	22,200	22,500
A442	60	32,000	60,000	21,300	21,300	24,000	24,000
A573	58	32,000	58,000	21,300	21,300	23,200	24,000
A573	65	35,000	65,000	23,300	23,300	26,000	26,300
A573	70	42,000	70,000	26,600	28,000	28,000	30,000
A516	55	30,000	55,000	20,000	20,000	22,000	22,500
A516	60	32,000	60,000	21,300	21,300	24,000	24,000
A516	65	35,000	65,000	23,300	23,300	26,000	26,300
A516	70	38,000	70,000	25,300	25,300	28,000	28,500
A662	B	40,000	65,000	24,400	26,000	26,000	27,900
A662	C	43,000	70,000	26,300	28,000	28,000	30,000
A537	1	50,000	70,000	26,300	28,000	28,000	30,000
A537	2	60,000	80,000	30,000	32,000	32,000	34,000
A633	C,D	50,000	70,000	26,300	28,000	28,000	30,000
A678	A	50,000	70,000	26,300	28,000	28,000	30,000
A678	B	60,000	80,000	30,000	32,000	32,000	34,000
A737	B	50,000	70,000	26,300	28,000	28,000	30,000
CSA Standards							
G40.21	36	38,000	60,000	22,500	24,000	24,000	25,700
G40.21	44	44,000	65,000	24,400	26,000	26,000	27,900
G40.21	50	50,000	70,000	26,300	28,000	28,000	30,000
National Standards							
	37	30,000	52,600	19,700	20,000	21,000	22,500
	41	34,000	58,300	21,900	22,700	23,300	25,000
	44	36,000	62,600	23,500	24,000	25,000	26,800
ISO-R630 Standards							
Fe42	B,C	34,000	60,000	22,500	22,700	24,000	25,500
Fe44	B,C	35,500	62,500	23,400	23,700	25,000	26,800
Fe52	C,D	48,500	71,000	26,600	28,400	28,400	30,400

TABLA XXXI
ESPEJOR DE BASE DEL TANQUE

ESPEJOR DE BASE DEL TANQUE				
Nominal Thickness First Shell Course (Inches)	Hydrostatic Test Stress in First Shell Course (pounds per square inch gage)			
	< 27,000	< 30,000	< 33,000	< 36,000
$t \leq 0.75$	1/4	1/4	9/32	11/32
$0.75 < t \leq 1.00$	1/4	9/32	3/8	7/16
$1.00 < t \leq 1.25$	1/4	11/32	15/32	9/16
$1.25 < t \leq 1.50$	5/16	7/16	9/16	11/16
$1.50 < t \leq 1.75$	11/32	1/2	5/8	3/4

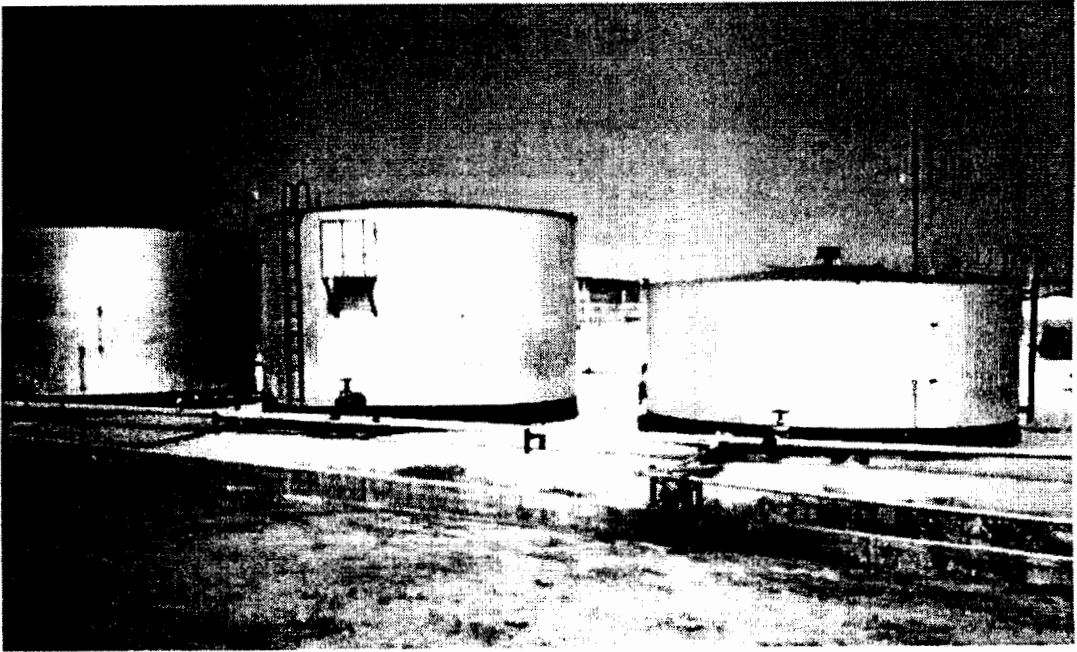


FIGURA 4.15. TANQUES DE PLANCHAS SOLDADAS

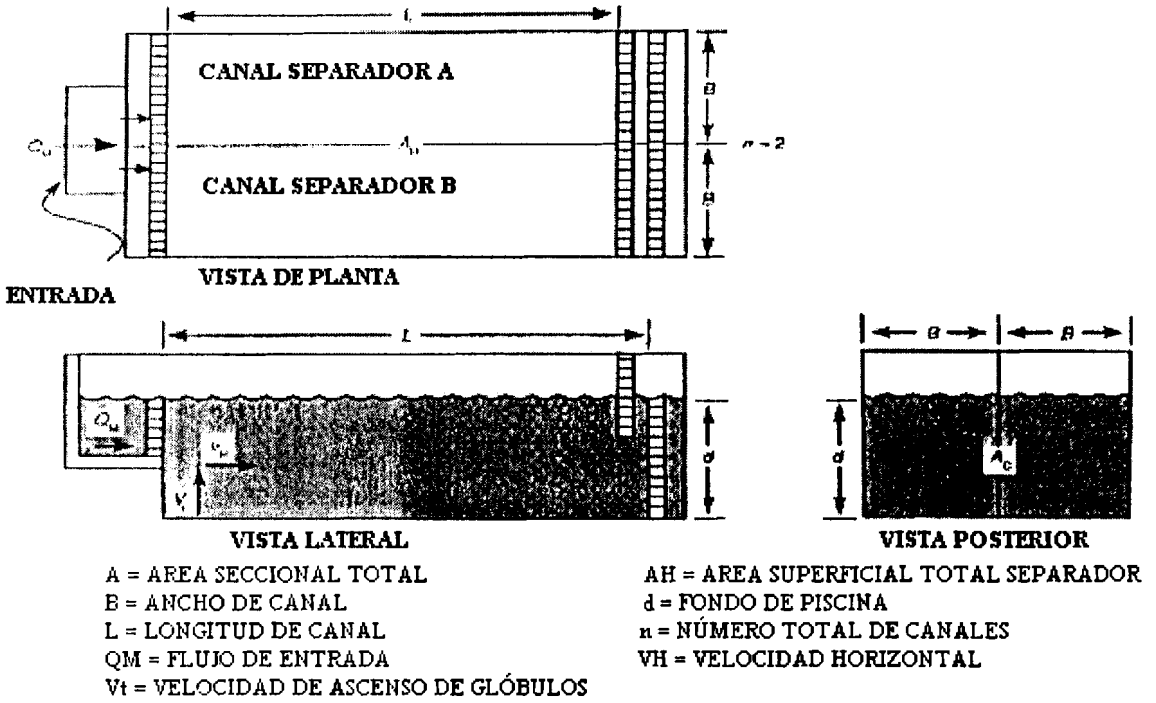


FIGURA 4.16 PISCINA PARA SEPARACIÓN DE AGUA - PETRÓLEO

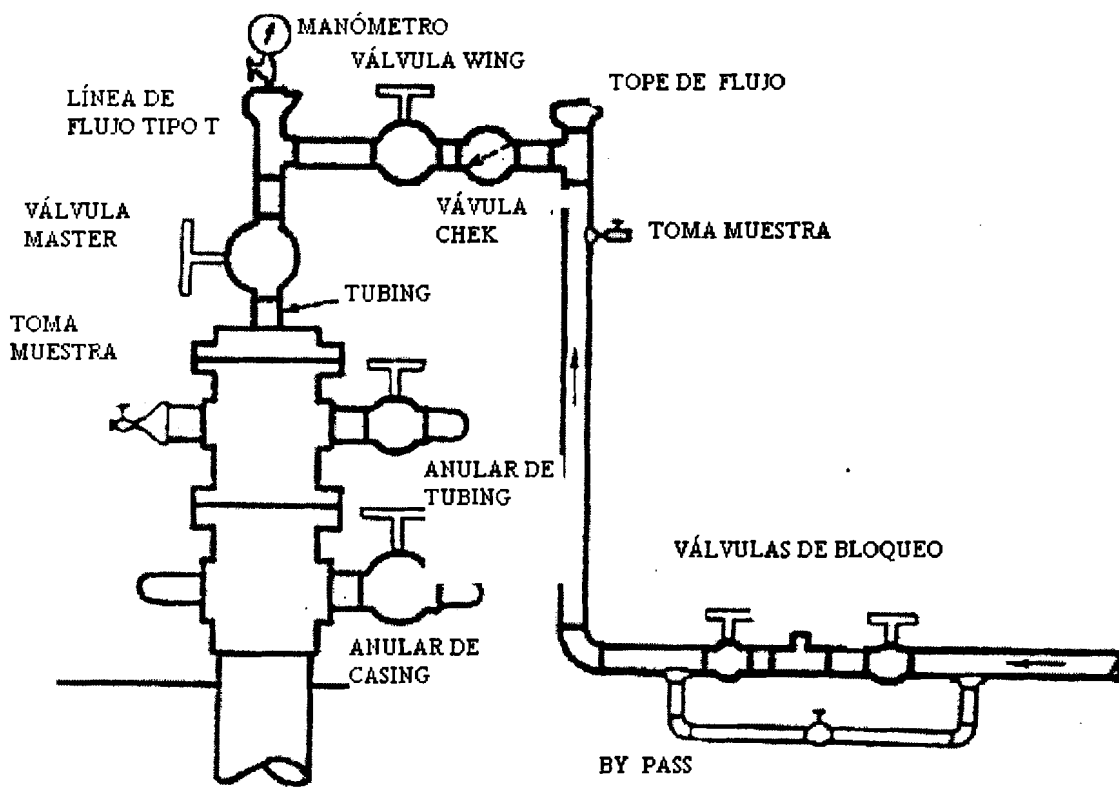


FIGURA 4.17. CABEZAL TÍPICO PARA INYECCIÓN Y LÍNEAS DE CONEXIÓN

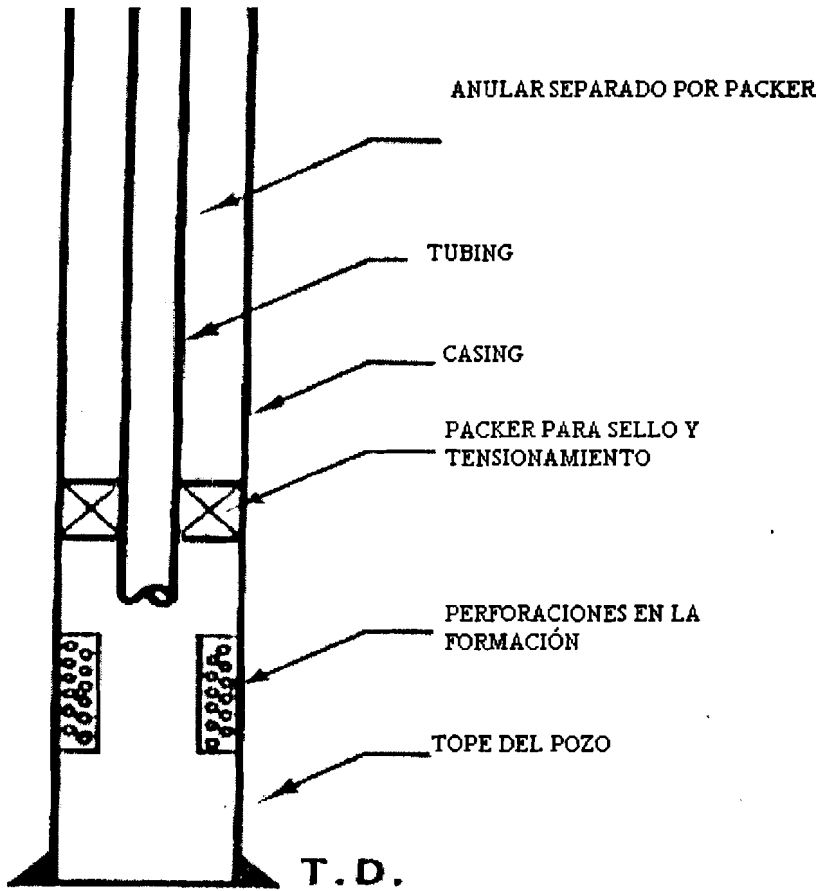


FIGURA 4.18. INSTALACIÓN POZO ABAJO PARA INYECCIÓN

CAPITULO V

**DIMENSIONAMIENTO DE LAS FACILIDADES DE
SUPERFICIE PARA LA ESTACIÓN DE INYECCIÓN**

CAPITULO V

DIMENSIONAMIENTO DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA LA ESTACIÓN DE INYECCION

5.1 Dimensionamiento de separadores

5.1.1 Separador de prueba

Datos

Q_{Ln}	3000	bb/d	
BSW	0.5		
GOR	370	scf/bbl	
$^{\circ}API$	39.35		
SG_w	1.002		
SG_g	0.661		
P_{op}	44.7	psia	$30+14.7=44.7$
T_{op}	100	$^{\circ}F$	$560^{\circ}R$
μ_o	1.72	cp	
μ_w	2.5	cp	
μ_g	0.0125	cp	
Z	0.0815		
R	10.73		
MW aire	28.97		
k	0.45		0.157
ρ_l	50	lb/ft ³	
P_b	14.7	psia	800
T_b	95	$^{\circ}F$	$555^{\circ}R$
ρ_w	62.4	lb/ft ³	

Procedimiento

Q_{Ln}	3000	bb/d	
BSW	0.5		
Q_{on}	1500	bb/d	$Q_{on} = Q_{Ln}(1-BSW)$
Q_w	1500	bb/d	$Q_w = Q_{Ln} * BSW$

Se debe considerar que los separadores se diseñan para 5,000 bbl/d como mínimo, tenemos entonces que:

Densidad y Gravedad Específica del petróleo

$SG_{60°F}$	0.8282	$SG_{60°F} = 141.5 / (131.5 + °API)$
SG_{op}	0.8150	$SG_{op} = SG_{60°F} * (1 - \beta(T_{op} - 60))$
donde		$\beta = 0.0004$
ρ_o	50.85 lb/ft ³	$\rho_o = SG_{op} * 62.4 \text{ lb/ft}^3$

Densidad del Gas

MW_g	19.15	$MW_g = SG_g * MW_{aire}$
ρ_g	1.75 lb/ft ³	$\rho_g = \frac{P_{op} * MW_g}{R * T_{op} * Z}$

Tamaño de partículas a ser separadas

El separador a ser diseñado debe tener la propiedad de poder separar partículas de entre 150 - 500 micrones.

Velocidad Terminal en el espacio ocupado por gas

$$Q_o/Q_L \quad 0.5 \quad \rho_L = \rho_o$$

$$\text{si } Q_o/Q_L > 0.05$$

$$V_t = k * ((\rho_L - \rho_g) / \rho_g)^{1/2}$$

$$V_t \quad 2.36 \quad \text{ft/s}$$

$$GOR_{op} = GOR * ((P_b * T_{op}) / (P_{op} * T_b))$$

$$GOR_{op} \quad 122.77 \quad \text{ft}^3/\text{bbl}$$

$$Q_g \quad 2.13 \quad \text{ft}^3/\text{s} \quad Q_g = GOR_{op} * Q_o$$

Area que está ocupando el gas

$$A_g \quad 0.9015 \quad \text{ft}^2 \quad A_g = Q_g / V_t$$

Si teniendo la mitad del área del separador ocupada por el gas entonces:

$$A_v \quad 1.8030 \quad \text{ft}^2 \quad A_v = 2A_g$$

$$D_v \quad 1.5151 \quad \text{ft} \quad D_v = ((4 * A_v) / \pi)^{1/2}$$

El Instituto Americano de Petroleo standard recomienda que "D" mínimo sea de 2.5 ft, entonces, el gas producido probablemente no determina las dimensiones del separador.

Flujo volumétrico de agua y petróleo

$$Q_o \quad 0.0975 \quad \text{ft}^3/\text{s}$$

$$Q_o = Q_{on} * 5.615 * (1/86,400)$$

$$Q_w \quad 0.0975 \quad \text{ft}^3/\text{s}$$

$$Q_w = Q_w * 5.615 * (1/86,400)$$

Volumen de petróleo y agua retenido en el separador

API Standard recomienda un tiempo de 3 - 5 minutos de retención para crudos mayores de 35 API y temperatura ambiental promedio. Asumir un tiempo de 4 minutos.

$$t_r \quad 4.0 \quad \text{min}$$

$$V_o \quad 23.396 \quad \text{ft}^3 \quad V_o = Q_o * t_r$$

$$V_w \quad 23.396 \quad \text{ft}^3 \quad V_w = Q_w * t_r$$

Líquido retenido en el separador

$$V_L \quad 46.792 \quad \text{ft}^3 \quad V_L = V_o + V_w$$

Dimensión del Separador

Al existir necesidad de espacio para el gas, asumir que el líquido ocupa las 1/2 partes de la altura del separador.

$$V_{v\text{-min}} \quad 93.5833 \quad \text{ft}^3 \quad V_{v\text{-min}} = 2 * V_L$$

De la Tabla XV seleccionamos una combinación "D_v"

diámetro y "L_v" longitud del separador con volumen mayor al requerido.

D _v	4	ft
L _v	10	ft

A _v	12.56	ft ²
V _v	125.6	ft ³

Utilizando tabla de coeficientes para volúmenes parciales de cilindros horizontales, que se presentan en las Tablas XVI y XVII.

$$V_{\text{parcial}} = V_v * \text{Integral}(Z_c)$$

Entonces podemos determinar h_L

$$\text{Integ}(Z_c) \quad 0.3725451 \quad \text{Int}(Z_c) = V_L/V_v$$

$$Z_c \quad 0.34 \quad \text{ver en tabla}$$

h_L	1.36	ft
-------	------	----

$$h_L = Z_c * D_v$$

Determinar h_w

$$\text{Integ}(Z_c) \quad 0.1862726 \quad \text{Int}(Z_c) = V_w/V_v$$

$$Z_c \quad 0.21 \quad \text{ver en tabla}$$

h_w	0.84	ft
-------	------	----

$$h_w = Z_c * D_v$$

Determinar h_o

h_o	0.52	ft
-------	------	----

$$h_o = h_L - h_w$$

Obtención de Velocidad de ascenso de una partícula

**de petróleo y Velocidad de asentamiento de una
partícula de agua.**

Utilizando

$$V_o = 1.78 \cdot 10^{-6} \cdot D_p^2 \cdot (\gamma_w - \gamma_o) / \mu_w$$

vel. Ascenso

$$V_w = 1.78 \cdot 10^{-6} \cdot D_p^2 \cdot (\gamma_w - \gamma_o) / \mu_o$$

vel. Descenso

P.D.V.S.A. Recomienda en base a experiencia de campo
que una buena velocidad de asentamiento de partícula de
agua en un medio aceitoso es de

20	ft/hr
----	-------

Asumiendo que " D_p " está entre 150 - 500 micrones. Se
prueba con " V_w " si " D_p " está en el rango que se está
asumiendo; despejando de la ecuación de " V_w ".

si $V_w =$

0.0056	ft/s
0.3333	ft/min

γ_w

1.002

γ_o

0.815

y además $D_p = ((V_w \cdot \mu_o) / (1.78 \cdot 10^{-6} (\gamma_w - \gamma_o)))^{1/2}$

donde V_w vel. Descenso.

entonces

$$D_p = 169.4327$$

entonces $\boxed{169.4}$ micrones

Al obtener una partícula mas pequeña está tiende a moverse con más lentitud.

$$V_o = \boxed{0.0038} \text{ ft/s}$$

$$0.2293 \text{ ft/min}$$

donde $V_o = 1.78 \cdot 10^{-6} \cdot D_p^2 (\gamma_w - \gamma_o) / \mu_w$
vel. Ascenso

Tiempo mínimo de retención de petróleo y agua.

$$t_{ro} = \boxed{1.56} \text{ min}$$

$$93.60 \text{ sg}$$

$$t_{ro} = h_o / V_w$$

V_w vel. Descenso

$$t_{rw} = \boxed{3.66} \text{ min}$$

$$219.77 \text{ sg}$$

$$t_{rw} = h_w / V_o$$

V_o vel. ascenso

Se hace comparación con el tiempo de retención que se asume, ambos (t_{ro} y t_{rw}) son menores.

Obtención de la longitud requerida

Se tiene que considerar que sólo 2/3 partes de la longitud

del separador está disponible para el asentamiento de las partículas.

$$A_{\text{parcial}} = A_v \cdot \text{Integ}(Z_c) \quad , \text{ donde } Z_c = h/D_v$$

Determinación de A_L

$$Z_c \quad 0.34 \quad Z_c = h_L/D_v$$

$$\text{Integ}(Z_c) \quad 0.905939 \quad \text{ver en tabla}$$

$$A_L \quad 11.378594 \text{ ft}^2 \quad A_L = A_v \cdot \text{Integ}(Z_c)$$

Determinación de A_w

$$Z_c \quad 0.21 \quad Z_c = h_w/D_v$$

$$\text{Integ}(Z_c) \quad 0.152659 \quad \text{ver en tabla}$$

$$A_w \quad 1.9174 \text{ ft}^2 \quad A_w = A_v \cdot \text{Integ}(Z_c)$$

Determinación de A_o

$$A_o \quad 9.4612 \text{ ft}^2 \quad A_o = A_L - A_w$$

Entonces se determina la longitud requerida por el

agua y petróleo

$$L_w \quad \boxed{1.68E+01} \text{ ft}$$

$$L_w = 3 \cdot Q_w \cdot t_{rw} / 2 \cdot A_w$$

$$L_o \quad \boxed{1.4466} \text{ ft}$$

$$L_o = 3 \cdot Q_o \cdot t_{ro} / 2 \cdot A_o$$

Entonces se diseña para $L = \quad \mathbf{1.68E+01} \text{ ft}$

Diseño del Orificio de entrada (inlet nozzle)

Aplicando criterio de diseño para el orificio de entrada según la Compañía Shell, debe cumplirse:

$$\boxed{\rho_{mix} \cdot V_{mix}^2 < 4,026 \text{ lb/ft-sg}^2}$$

Determinar el flujo másico de los fluidos

$$W_L \quad 11.0403 \text{ lb/s}$$

donde
$$W_L = \rho_w \cdot Q_w + \rho_o \cdot Q_o$$

$$W_g \quad 3.7256 \text{ lb/s}$$

$$W_g = \rho_g \cdot Q_g$$

Determinar la densidad de la mezcla ρ_{mix}

$$Q_L = 0.1947 \text{ ft}^3/\text{s}$$

$$\rho_{mix} \quad 6.3476 \text{ lb/ft}^3$$

donde $\rho_{mix} = (W_L + W_g) / (Q_L + Q_g)$

Determinar la velocidad del fluido a través del orificio de entrada

D ent. 4 plg , determinar diámetro

A 0.087 ft²

V_{mix} 26.6593 ft/s V_{mix} = Q_T/A

donde Q_T = Q_o + Q_w + Q_g

Evaluación de criterio para diseño orificio de entrada

$$\rho_{mix} * V_{mix}^2 = 4511.37 \text{ lb/ft-sg}^2$$

tenemos entonces que $\rho_{mix} * V_{mix}^2 < 4,026 \text{ lb/ft-sg}^2$

Diseño del Orificio para salida de gas

Aplicando criterio diseño según Compañía Shell, donde

$$\rho_g * V_g^2 < 2,516 \text{ lb/ft-sg}^2$$

Entonces determinar la velocidad del gas para el

orificio de salida

D sal.	3	plg	
A	0.049	ft ²	
V _g	43.4224	ft/s	V _g = Q _g /A

**Evaluación de criterio para diseño orificio de salida
de gas**

$$\rho_g * V_g^2 \quad 3295.65 \quad \text{lb/ft-sg}^2$$

tenemos entonces que $\rho_g * V_g^2 < 2,516 \text{ lb/ft-sg}^2$

Diseño del Orificio para salida de petróleo

Por experiencia de campo se recomienda que velocidad de salida de líquido a través de orificio debe ser menor ó igual a 3.28 ft/s (1 m/s).

$V_o < \text{ó} = 3.28 \text{ ft/s}$

**Entonces determinar la velocidad del petróleo para
el orificio de salida**

D salp	2	plg
--------	---	-----

A	0.022	ft ²	
V _o	4.4683	ft/s	V _o = Q _o /A

Diseño del Orificio para salida de agua

Por experiencia de campo se recomienda que velocidad de salida de líquido a través de orificio debe ser menor ó igual a 3.28 ft/s (1m/s).

$V_w < \text{ó} = 3.28 \text{ ft/s}$

Entonces determinar la velocidad del agua para el orificio de salida

D salw	2	plg	
A	0.022	ft ²	
V _w	4.4683	ft/s	V _w = Q _w /A

Dimensión definitiva para separador

El gráfico adjunto muestra las dimensiones del separador de prueba **figura 5.1**, y su capacidad es para 2000 bbl/d.

1. Orificio de entrada	4	plg
2. Orificio de salida de petróleo	2	plg
3. Orificio de salida de agua	2	plg
4. Orificio de salida de gas	3	plg
5. Entrada para mantenimiento	24	plg
6. Relief	RN	plg
7. Drenaje	2	plg
8. Long. Almacenamiento de agua	10	ft
9. Long. Total separador	16.8	ft
10 Diámetro de separador	4	ft

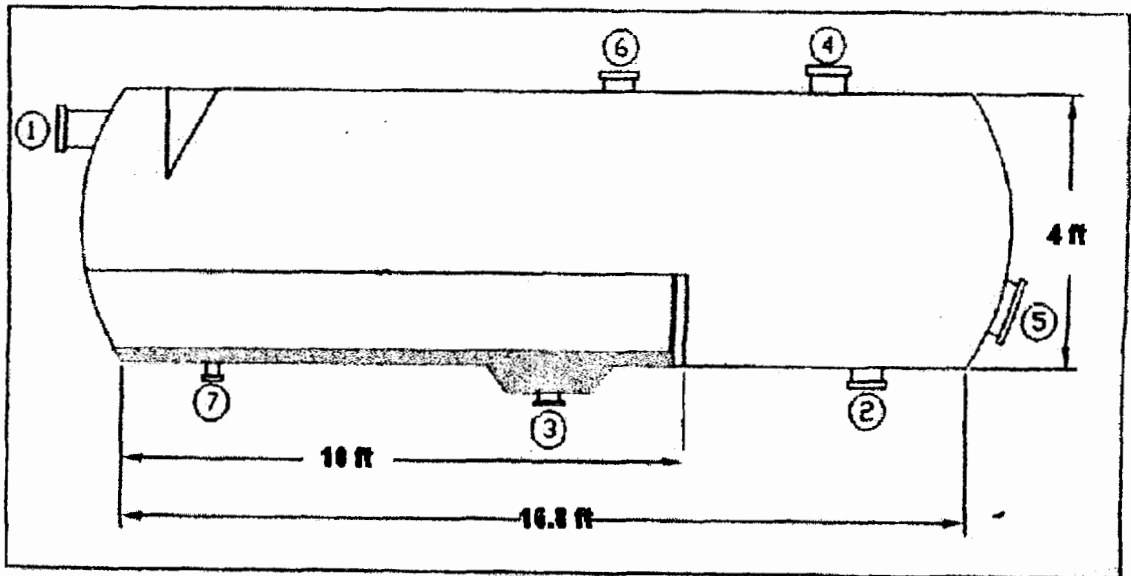


FIGURA 5.1. DIMENSIONES FINALES EN SEPARADOR

5.2 Líneas de conducción

a) Líneas de producción

Datos

Q_{Ln}	2000	bbl/d
BSW	0.5	
GOR	370	scf/bbl
$^{\circ}$ API	39.35	
SG_w	1.002	
SG_g	0.661	
P_h	60	psig
P_{avg}	80	psig
T_{avg}	120	$^{\circ}$ F
μ_o	1.72	cp
μ_w	2.5	cp
μ_g	0.0125	cp
Z	0.815	
R	10.73	
L_{avg}	3500	ft
T_{op}	100	$^{\circ}$ F
Mwaire	28.94	lb-mol/mol
P_{op}	80	psia
K_g	0.45	
P_b	14.7	psia
T_b	100	$^{\circ}$ F
gc	32.2	ft/sg ²

Procedimiento

Q_{Ln}	2000	bbl/d
----------	------	-------

BSW	0.5		
Q_{on}	1000	bbl/d	$Q_{on}=Q_{Ln}(1-BSW)$
Q_w	1000	bbl/d	$Q_w=Q_{Ln}*BSW$

Densidad y Gravedad Especifica del Petróleo

$SG_{60^{\circ}f}$	0.8282		$SG_{60^{\circ}f} = \frac{141.5}{(131.5+^{\circ}API)}$
SG_{op}	0.8150		$SG_{op}=SG_{60^{\circ}f}*(1- \beta(T_{op}-60))$
			donde $\beta =0.0004$
ρ_o	50.8535	lb/ft ³	$\rho_o=SG_{op}*62.4lb/ft^3$

Densidad del Gas

MW_g	19.12934		$MW_g=SG_g*MW_{aire}$
ρ_g	0.3125	lb/ft ³	$\rho_g = \frac{P_{op}*MW_g}{R*T*Z}$
GOR_{op}	67.9875	ft ³ /bbl	
			$GOR_{op}=GOR((P_b*T_{op})/(P_{op}*T_b))$

Flujo Volumétrico de Gas, Petróleo y Agua

Q_g	0.7869	ft ³ /s	$Q_g=GOR_{op}*Q_{on}$
Q_{on}	0.0650	ft ³ /s	
			$Q_{on}=Q_{on}*5.615*(1/86,400)$

$$Q_w \quad 0.0650 \quad \text{ft}^3/\text{s}$$

$$Q_w = Q_w * 5.615 * (1/86,400)$$

$$Q_T \quad 0.9169 \quad \text{ft}^3/\text{s} \quad Q_T = Q_g + Q_{on} + Q_w$$

Viscosidad de la Mezcla

$$\mu_{\text{mix}} \quad 0.3098 \quad \text{cp}$$

$$0.0002 \quad \text{lb-s/ft}^2$$

donde
$$\mu_{\text{mix}} = (Q_o * \mu_o + Q_w * \mu_w + Q_g * \mu_g) / Q_T$$

Determinación del flujo másico de la mezcla

$$W_{Ln} \quad 7.3602 \quad \text{lb/s}$$

$$W_{Ln} = \rho_w * Q_w + \rho_o * Q_o$$

donde; $\rho_w \quad 62.4 \text{ lb/ft}^3$

$\rho_o \quad 50.8535 \text{ lb/ft}^3$

$$W_g \quad 0.2459 \quad \text{lb/s} \quad W_g = \rho_g * Q_g$$

$$W_{\text{mix}} \quad 7.6061 \quad \text{lb/s} \quad W_{\text{mix}} = W_{Ln} + W_g$$

$$27381.85 \quad \text{lb/hr}$$

Entonces se obtiene ρ_{mix}

$$\rho_{\text{mix}} \quad 8.2957 \quad \text{lb/ft}^3$$

$$\rho_{\text{mix}} = (W_{Ln} + W_g) / (Q_{Ln} + Q_g)$$

Caída de presión en la Línea

$$\Delta P = -\Delta p_f - \Delta X^* \rho^* (\text{g/gc}) \quad \Delta X^* \rho^* (\text{g/gc})$$

La caída de presión existente en la línea depende solo de la fricción, debido a que por el diferencial de altura este es muy pequeño. Tenemos entonces que:

$$\Delta P_f \quad \begin{array}{l} 44.7 \quad \text{psia} \\ 6436.84 \quad \text{lb/ft}^2 \end{array} \quad P_1 - P_2 = \Delta P_f$$

donde:

P_1 ; presión en el cabezal del pozo

P_2 ; presión en el múltiple 30 psig.

Asumiremos un valor de presión promedio en todos los cabezales de los pozos con Bombeo mecánico de 60 psig. Entonces se tiene que la caída de presión debido la fricción en el sistema de líneas de producción será de 44.7 psi.

Dimensionamiento de la tubería para el sistema de líneas de producción

Consideramos que el fluido que circula en la tubería (esto es agua, petróleo, gas), se comporta como un fluido Newtoniano (incompresible), utilizamos entonces la

siguiente formula:

$$D = 0.649 * Q_t^{0.379} * \rho_{mix}^{0.172} * \mu_{mix}^{0.036} * (L / (\Delta P_f * g_c))^{0.207}$$

Se tiene entonces que:

D	0.2861	ft
	3.43	plg

Utilizaremos entonces tubería con un diámetro de 4 plg.

b) Múltiples de producción

Datos

Q_{Ln}	2000	bbl/d	
BSW	0.5		
GOR	370	scf/bbl	
$^{\circ}$ API	39.35		
SG_w	1.002		
SG_g	0.661		
μ_o	1.72	cp	
μ_w	2.5	cp	
μ_g	0.0125	cp	
Z	0.815		
R	10.73		
T_{op}	70	$^{\circ}$ F	
Mwaire	28.94	lb-mol/mol	
P_{op}	70	psia	
P_b	14.7	psia	
T_b	90	$^{\circ}$ F	
gc	32.2	ft/sg ²	

Procedimiento

Q_{Ln}	2000	bbl/d	
BSW	0.5		
Q_{on}	1000	bbl/d	$Q_{on}=Q_{Ln}(1-BSW)$
Q_w	1000	bbl/d	$Q_w=Q_{Ln}*BSW$

Consideraciones

Se tiene que diseñar un multiple para cada separador según sea el caso. El multiple tendra la capacidad de manejar la producción de cualquier pozo. El multiple sera diseñado para cuando la producción de agua sea máxima.

Densidad y Gravedad Especifica del Petróleo

$$SG_{60^{\circ}f} \quad 0.9949 \quad SG_{60^{\circ}f} = \frac{141.5}{(131.5 + ^{\circ}API)}$$

$$SG_{op} \quad 1.0187 \quad SG_{op} = SG_{60^{\circ}f} * (1 - \beta(T_{op} - 60))$$

$$\text{donde} \quad \beta = 0.0004$$

$$\rho_o \quad 63.5696 \quad \text{lb/ft}^3 \quad \rho_o = SG_{op} * 62.4 \text{ lb/ft}^3$$

Densidad del Gas

$$MW_g \quad 19.12934 \quad MW_g = SG_g * MW_{aire}$$

$$\rho_g \quad 0.2889 \quad \text{lb/ft}^3 \quad \rho_g = \frac{P_{op} * MW_g}{R * T * Z}$$

$$GOR_{op} \quad 74.8745 \quad \text{ft}^3/\text{bbl}$$

$$GOR_{op} = GOR * ((P_b * T_{op}) / (P_{op} * T_b))$$

Flujo Volumétrico de Gas, Petróleo y Agua

$$Q_g \quad 0.8666 \quad \text{ft}^3/\text{s} \quad Q_g = GOR_{op} * Q_{on}$$

$$Q_{on} \quad 0.0650 \text{ ft}^3/\text{s}$$

$$Q_{on} = Q_{on} * 5.615 * (1/86,400)$$

$$Q_w \quad 0.0650 \text{ ft}^3/\text{s}$$

$$Q_w = Q_w * 5.615 * (1/86,400)$$

$$Q_T \quad 0.9966 \text{ ft}^3/\text{s} \quad Q_T = Q_g + Q_{on} + Q_w$$

Determinación del flujo másico de la mezcla

$$W_{Ln} \quad 0.0000 \quad \text{lb/s} \quad W_{Ln} = \rho_w * Q_w + \rho_o * Q_o$$

$$\text{donde} \quad \rho_w \quad 62.4 \text{ lb/ft}^3$$

$$\rho_o \quad 0.0000 \text{ lb/ft}^3$$

$$W_g \quad 0.2504 \quad \text{lb/s} \quad W_g = \rho_g * Q_g$$

$$W_{mix} \quad 0.2504 \quad \text{lb/s} \quad W_{mix} = W_{Ln} + W_g$$

$$901.34 \quad \text{lb/hr}$$

Entonces se obtiene rho mix

$$\rho_{mix} \quad 0.2889 \text{ lb/ft}^3$$

$$\rho_{mix} = (W_{Ln} + W_g) / (Q_{Ln} + Q_g)$$

Velocidad de Erosión

Según criterio de P.D.V.S.A.

$$Ve = c / \rho_{mix}^{0.5} \quad \text{donde} \quad 10 \text{ ft/s} < Ve < 30 \text{ ft/s}$$

$$c \quad 80 \quad ; \text{para servicio continuo } c = 80$$

Ve 148.85 ft/s

Cálculo de diámetro del multiple

D_{min} 4 plg

A_{min} 0.087 ft²

Caída de presión en el multiple

Se utiliza la siguiente ecuación

$$\Delta P_{100} = (0.000336 * f * w^2) / (d^2 * \rho_{mix})$$

donde: ΔP_{100} , Caída de presión en psi/100ft

f , factor de fricción; $16/Re$

Re, Numero de Reynolds

w, flujo masico de la mezcla, lb/hr

d , diametro interno, plg 4.026

ρ_{mix} , densidad de la mezcla, lb/ft³

Re = 2000

P₁₀₀ 0.0071 psi/100ft

Chequeo de la velocidad en el multiple

D_{min} 4 plg

A 0.08727 ft²

V 11.42 ft/s V = Q_T/A

Por experiencia de campo el número de líneas que llegan al

multiple son 9

Espaciamiento entre lineas	2	ft
Se tiene entonces que la longitud sera	20	ft

5.3 Selección de Bombas

5.3.1.1 Selección Bomba de transferencia Tanque Lavado -

Tanque Estabilización.

Se bombeará una producción diaria de 1000 bbl/d. La bomba trabajará 12 horas diarias, por lo tanto su capacidad de bombeo será de 2000 bbl/d.

$$Q_{B1} = 2000 \text{ bbl/d}$$

Se determina la caída de presión en la tubería (Hf)

Hf se determina mediante la curva de caída de presión por cada 100 ft de tubería vs. Caudal , que se muestra en la figura 5.2.

En la Tabla XXXII, se presentan el resultado de Hf para distintos caudales y una longitud de tubería entre tanques de 1 km.

TABLA XXXII

CAIDA DE PRESION PARA DISTINTAS TUBERIAS

Q (bbl/d)	d (plg)	Hf (psi/100 ft)	Hf*SGo (psi)	Hf (ft)
1500	2	2.80	74.87	172.94
2000	2	4.75	127.01	293.39
2500	2	7.00	187.17	432.36
3000	2	10.00	267.39	617.66
1500	3	0.33	8.69	20.07
2000	3	0.55	14.71	33.97
2500	3	0.85	22.73	52.50
3000	3	1.20	32.09	74.12
1500	4	0.07	1.87	4.32
2000	4	0.14	3.74	8.65
2500	4	0.21	5.62	12.97
3000	4	0.29	7.75	17.91

Cálculo de H_T para un caudal de 2000 bbl/d

$$H_T = H_D - H_S + H_f (1 + 10\%_{\text{accesorios}})$$

Para un diámetro de 2 plg

$$H_f = 293.39 \text{ ft}$$

$$10 \% H_f = 29.34 \text{ ft}$$

$$H_D = h_2 = 40.00 \text{ ft}$$

$$H_S = h_1 = 2.00 \text{ ft}$$

$$H_T = 360.73 \text{ ft}$$

Selección de bomba de transferencia

Con los datos de caudal en GPM y de carga total (H_T)

en ft, entramos a las curvas de performance para bombas

MISSION.

$$Q = 2000 \text{ bbl/d } 58.33 \text{ GPM}$$

$$H_T = 360.73 \text{ ft}$$

Para un diámetro de 3 plg

$$H_f = 33.97 \text{ ft}$$

$$10 \% H_f = 3.40 \text{ ft}$$

$$H_D = h_2 = 40.00 \text{ ft}$$

$$H_S = h_1 = 2.00 \text{ ft}$$

H_T	75.37 ft
-------	-----------------

Selección de bomba de transferencia

Con los datos de caudal en GPM y de carga total (H_T)

en ft, entramos a las curvas de performance para bombas

MISSION.

$$Q = 2000 \text{ bbl/d } 58.33 \text{ GPM}$$

$$H_T = 75.37 \text{ ft}$$

Para un diámetro de 4 plg H_f 8.65 ft10 % H_f 0.86 ft $H_D = h_2$ 40.00 ft $H_S = h_1$ 2.00 ft **H_T 47.51 ft****Selección de bomba de transferencia**

Con los datos de caudal en GPM y de carga total (H_T)

en ft, entramos a las curvas de performance para bombas

MISSION.

$Q =$ 2000 bbl/d 58.33 GPM

$H_T =$ 47.51 ft

El panel de curvas se presenta en la figura 5.3, cuyas

características son:

Modelo :	1 1/2 x 2 R y C	
Frecuencia :	60	Hz
N :	1150	RPM
Dia. Succión	2	plg
Dia. Descarga	1 1/2	plg
Dia. Impeler	8 1/2	plg
N.P.S.H._R	4	ft
Eficiencia	45	%
Potencia	1	HP

Determinar la cabeza neta de succión disponible

$$\boxed{\text{N.P.S.H.}_A = P_s + H_1 - (P_v + H_f)}$$

$$P_s = 14.7 \text{ psi} \quad \boxed{33.957} \text{ ft}$$

$$H_1 = 2 \text{ ft}$$

$$P_v = 2.5 \text{ ft}$$

$$H_f = 5 \text{ psi} \quad \boxed{11.55} \text{ ft}$$

$$\text{N.P.S.H.}_A \quad 21.907 \text{ ft}$$

De donde se tiene que :

$$\boxed{\text{N.P.S.H.}_A > \text{N.P.S.H.}_R}$$

La bomba seleccionada es correcta, se utilizara tuberia y accesorios para diámetro 3 plg por existir en bodega.

5.3.1.2 Selección Bomba de transferencia Piscina - Tanque

Almacenamiento Agua

Se bombeara una producción diaria de 500 bbl/d. La bomba trabajará 12 horas diarias, por lo tanto su capacidad de bombeo será de 1000 bbl/d.

$$Q_{B2} = 1000 \text{ bbl/d}$$

Se determina la caída de presión en la tubería (Hf)

Hf se determina mediante la curva de caída de presión por cada 100 ft de tubería vs. Caudal , que se muestra en la figura 5.2.

En la Tabla XXXIII, se presentan el resultado de Hf para distintos caudales y una longitud de tubería de

1 km.

TABLA XXXIII

CAIDA DE PRESION PARA DISTINTAS TUBERIAS

Q (bbl/d)	d (plg)	Hf (psi/100 ft)	Hf*SGo (psi)	Hf (ft)
500	2	0.370	9.89	22.85
800	2	0.880	23.53	54.35
1000	2	1.300	34.76	80.30
500	3	0.056	1.50	3.46
800	3	0.140	3.74	8.65
1000	3	0.220	5.88	13.59
500	4	0.014	0.37	0.86
800	4	0.033	0.88	2.04
1000	4	0.057	1.52	3.52

Cálculo de H_T para un caudal de 800 bbl/d

$$H_T = H_D - H_S + H_f (1+10\%_{\text{accesorios}})$$

Para un diámetro de 2 plg

$$H_f \quad 54.35 \text{ ft}$$

$$10 \% H_f \quad 5.44 \text{ ft}$$

$$H_D = h_2 \quad 12.00 \text{ ft}$$

$$H_S = h_1 \quad 2.00 \text{ ft}$$

$$H_T \quad 69.79 \text{ ft}$$

Selección de bomba de transferencia

Con los datos de caudal en GPM y de carga total (H_T)

en ft, entramos a las curvas de performance para bombas

MISSION.

$$Q = 800 \text{ bbl/d} \quad 23.33 \text{ GPM}$$

$$H_T = 69.79 \text{ ft}$$

Para un diámetro de 3 plg

$$H_f = 8.65 \text{ ft}$$

$$10 \% H_f = 0.86 \text{ ft}$$

$$H_D = h_2 = 12.00 \text{ ft}$$

$$H_S = h_1 = 2.00 \text{ ft}$$

H_T	19.51	ft
-------	--------------	----

Selección de bomba de transferencia

Con los datos de caudal en GPM y de carga total (H_T)

en ft, entramos a las curvas de performance para bombas

MISSION.

$$Q = 800 \text{ bbl/d} \quad 23.33 \text{ GPM}$$

$$H_T = 19.51 \text{ ft}$$

Para un diametro de 4 plg

$$H_f \quad 3.52 \text{ ft}$$

$$10 \% H_f \quad 0.35 \text{ ft}$$

$$H_D = h_2 \quad 12.00 \text{ ft}$$

$$H_S = h_1 \quad 2.00 \text{ ft}$$

H_T	13.87 ft
-------	-----------------

Selección de bomba de transferencia

Con los datos de caudal en GPM y de carga total (H_T)

en ft, entramos a las curvas de performance para bombas

MISSION.

$$Q = \quad 800 \text{ bbl/d} \quad 23.33 \text{ GPM}$$

$$H_T = \quad 13.87 \text{ ft}$$

El panel de curvas se presenta en la figura 5.4, cuyas

características son:

Modelo :	1 1/2 x 2 R & C	
Frecuencia :	60	Hz
N :	1150	RPM
Dia. Succión	2	plg
Dia. Descarga	1 1/2	plg
Dia. Impeler	6 1/2	plg
N.P.S.H._R	3	ft
Eficiencia	40	%
Potencia	1/2	HP

Determinar la cabeza neta de succión disponible

$$\text{N.P.S.H.}_A = P_s + H_1 - (P_v + H_f)$$

$$P_s = 14.7 \text{ psi} \quad \boxed{33.957} \text{ ft}$$

$$H_1 = 2 \text{ ft}$$

$$P_v = 2.5 \text{ ft}$$

$$H_f = 5 \text{ psi} \quad 11.55 \text{ ft}$$

$$\text{N.P.S.H.}_A = 21.907 \text{ ft}$$

De donde se tiene que :

$$\text{N.P.S.H.}_A > \text{N.P.S.H.}_R$$

La bomba seleccionada es correcta, se utilizara tubería y accesorios para diámetro 3 plg por existir en bodega.

5.3.2 Selección Bomba para inyección de Agua

Por experiencia de campo se realiza una selección de bomba tipo Plunger y bombear agua al pozo inyector.

Se tiene los siguientes datos:

Q_{inj} 500 bbl/d

P_{inj} 800 psi

Con los datos dados se ingresa a la Tabla XXXIV de catálogo de bombas UNION, se selecciona una bomba triplex con las siguientes características:

Modelo	TD - 50	
Dia. Plunger	2 x 3	plg
max. Presión	1295	psi
vel. Rotativa	100	RPM
Caudal	419	bbl/d
Pot. Requerida	53	Hp

La bomba se selecciona con un factor de seguridad de 1.5 para la presión de trabajo. Esta bomba tiene un amplio rango de trabajo para el caudal a ser inyectado con perspectivas a una ampliación del proyecto.

TABLA XXXIV

TABLA PARA SELECCIÓN DE BOMBA TRIPLEX
TIPO PLUNGER

PUMP SIZE	MAX. PRESSURE P.S.I.	DISPLACEMENT, GPM & BPD			FLUID END NUMBER	STUFF. BOX
		100 RPM	350 RPM	520 RPM		
3/4 x 3	9200	1.72- 58.5	6.0- 205	8.94- 306	7/8	AA
7/8 x 3	6740	2.34- 80.5	8.2- 281	12.2- 415	7/8	AA
1 x 3	5160	3.06-105	10.7- 366	15.9- 545	1 1/8	BB
1 1/4 x 3	4080	3.88-133	13.6- 466	20.2- 693	1 1/4	BB
1 1/4 x 3	3300	4.78-164	16.7- 572	24.9- 852	1 1/4	A
1 1/2 x 3	2730	5.79-198	20.2- 692	30.1-1060	1 1/2	A
1 3/4 x 3	2300	6.89-236	24.1- 826	35.8-1225	1 3/4	B
1 3/4 x 3	1955	8.08-277	28.3- 970	42.0-1436	1 3/4	B
1 3/4 x 3	1685	9.37-321	32.8-1122	48.7-1667	1 3/4	B
1 3/4 x 3	1470	10.76-369	37.7-1291	56.0-1919	2 1/8	C
2 x 3	1295	12.24-419	42.9-1472	63.7-2178	2 1/8	C
2 1/8 x 3	1145	13.81-474	48.4-1660	71.9-2460	2 1/8	C
2 1/4 x 3	1020	15.49-530	54.2-1860	80.6-2760	2 1/4	D
2 1/2 x 3	915	17.25-592	60.4-2070	89.7-3068	2 1/2	D
2 3/4 x 3	825	19.13-656	67.0-2300	99.6-3410	2 3/4	D

TD-50
RATING TABLE

MIN. RPM 25 NORMAL MAX. RPM 520
NORMAL MAX. FLGR. LOAD 4000 LB.

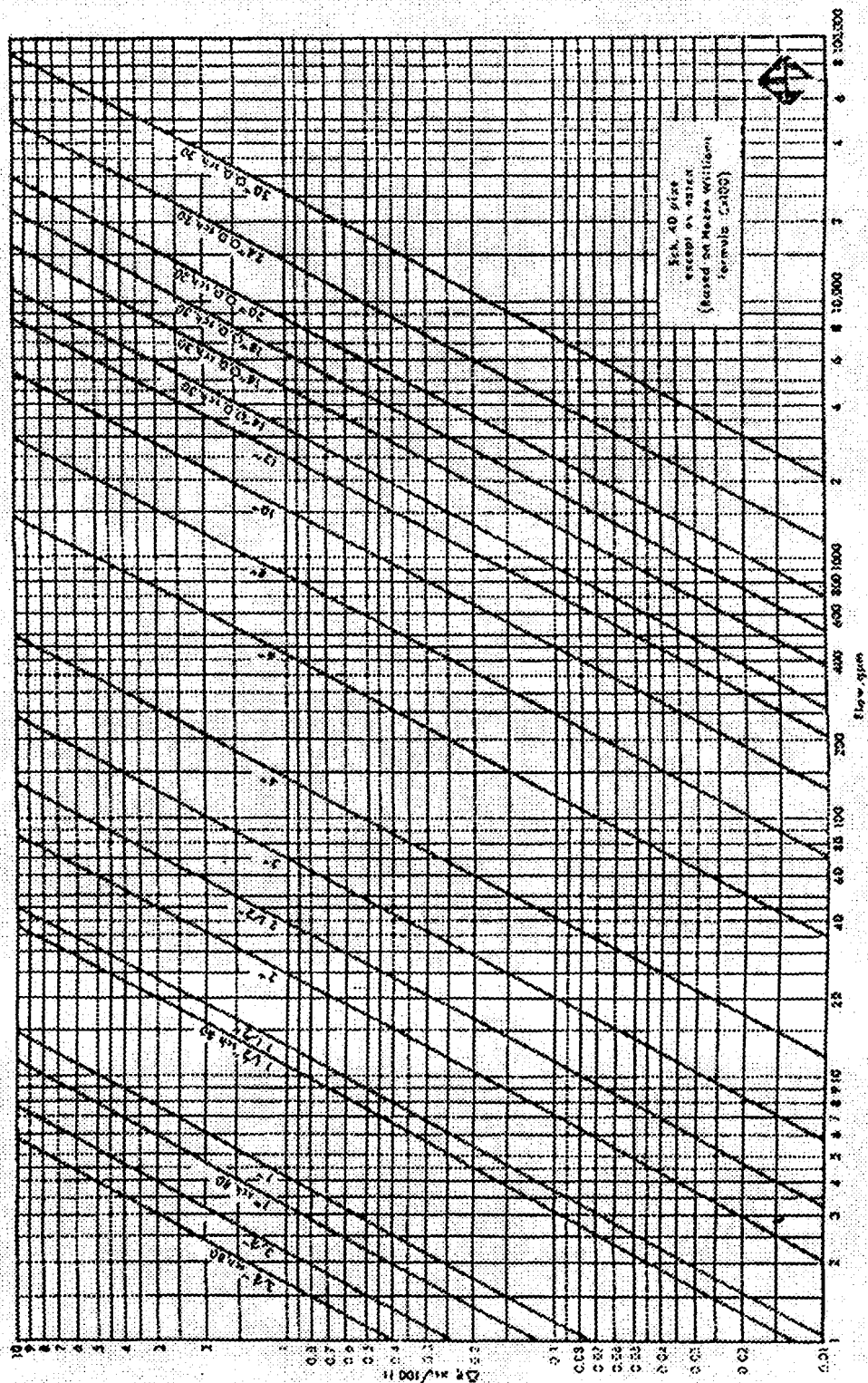


FIGURA 5.2. CAIDA DE PRESIÓN EN TUBERÍAS

1½ x 2 R & C

1150 RPM

S PEDESTAL

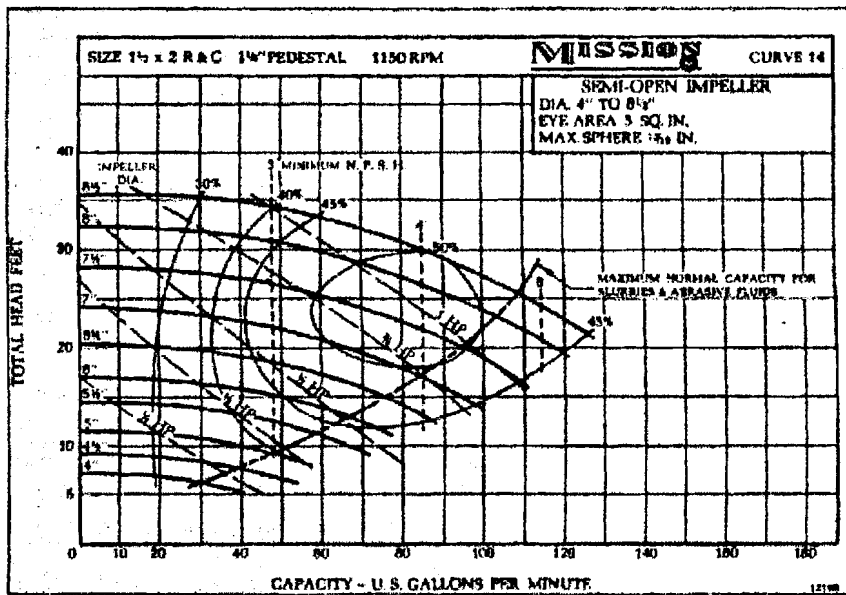


FIGURA 5.3. PANEL DE CURVAS DE BOMBA

5.4 Dimensionamiento de Tanques

a) Tanques de Lavado

Un tanque de lavado se lo debe dimensionar para una capacidad del doble de la producción de crudo que se maneja en el Campo Ancón, tenemos entonces que,

$$Q_L \quad 2,000 \text{ bbl/d}$$

Determinamos que el volumen V_{TL} necesario de tanques de lavado que se requiere debe ser,

$$V_{TL} \quad 4,000 \text{ bbl/d} \quad \boxed{V_{TL} = Q_L * 2}$$

Por experiencia de campo se considera la construcción de dos tanques que sumen el volumen total necesario. Para seleccionar un tamaño ideal se tiene en la Tabla XXVIII de medidas y capacidades nominales.

Donde se tiene que:

D	Diámetro del tanque	(ft)
h	Altura del tanque	(ft)
t_d	Espesor de la pared	(plg)
S_t	Esfuerzo hidrostático	(psi)
V_{T-1}	Volumen del tanque	(bbl)
t	Espesor del piso	(plg)

Entonces seleccionamos 2 tanques de:

$$D \quad \boxed{30} \text{ ft}$$

$$h \quad \boxed{18} \text{ ft}$$

Donde la capacidad de cada tanque de lavado V_{T-1} y V_{T-2} :

$$V_{T-1} \quad 2,270 \text{ bbl}$$

Obteniendo la capacidad de los tanques determinamos el espesor de las paredes t_d utilizando la Tabla XXIX, por lo que:

$$t_d \quad \boxed{0.1875} \text{ in}$$

Determinamos el espesor del piso del tanque, por lo que se hacen los siguientes cálculos:

$$S_t \quad \boxed{7,072} \text{ psi} \quad S_t = (2.6 * D(h-1))/t_d$$

Obteniendo estos valores se determina el espesor del piso de los tanques de lavado utilizando la Tabla XXXI.

$$t_p \quad \boxed{0.25} \text{ in}$$

b) Tanques de Estabilización

Se necesita 1 tanque de estabilización de 4 veces la capacidad de producción del crudo en el Campo.

$$Q_{Ln} \quad 1,300 \text{ bbl/d}$$

Volumen necesario de tanque de estabilización requerido (V_{TE})

$$V_{TE} \quad 5,200 \text{ bbl/d} \quad V_{TE} = Q_{Ln} * 4$$

Se considera la construcción de dos tanques para que sumen el volumen total necesario. Utilizando la Tabla XXVIII de medidas y capacidades nominales seleccionamos un tamaño ideal.

Se seleccionan dos tanques de:

D	30	ft
h	24	ft

Capacidad de cada tanque V_{TE-1} y V_{TE-2}

$$V_{TE-1} \quad 3,020 \text{ bbl}$$

Teniendo la capacidad de los tanques se determina en la Tabla XXIX para tener el espesor de las paredes (t_d).

$$t_d \quad 0.1875 \text{ in}$$

Para determinar el espesor del piso del tanque se tiene que:

$$S_t \quad 9,568 \text{ psi} \quad S_t = (2.6 * D(h-1))/t_d$$

Con los valores determinados y utilizando la Tabla XXXI se obtien

el espesor.

$$t_p \quad \boxed{0.25} \text{ in}$$

c) Tanques para Sistema de Inyección

Al tener una producción promedio por día cercana de 500 bbl de agua de formación, se necesita un tanque para almacenamiento de ese volumen de agua que será bombeado al pozo inyector.

$$Q_{iny} \quad 500 \text{ bbl/d}$$

Determinamos que el volumen V_{TIny} necesario de tanque será,

$$V_{TIny} \quad 500 \text{ bbl}$$

Utilizando la Tabla XXVIII se obtiene que:

$$D \quad \boxed{20} \text{ ft}$$

$$h \quad 12 \text{ ft}$$

Donde la capacidad de este tanque es:

$$V_{TIny} \quad 670 \text{ bbl}$$

Obteniendo la capacidad del tanque se determina el espesor de las paredes t_d utilizando la Tabla XXIX, se tiene entonces:

$$t_d \quad \boxed{0.1875} \text{ in}$$

Determinamos el espesor del piso del tanque, por lo que se hacen los siguientes cálculos:

$$S_t \quad \boxed{3,051} \text{ psi}$$

$$S_t = (2.6 * D(h-1))/t_d$$

Obteniendo estos valores se determina el espesor del piso del tanque para almacenamiento de agua de formación, utilizando la Tabla XXXI.

$$t_p \quad \boxed{0.25} \text{ in}$$

5.5 Dimensionamiento de piscina

5.5.1 Piscina de separación

Datos

Q_m	500	bb/d
Q_m	3.899583	ft ³ /min
BSW	0.5	
°API	39.35	
SG_w	1.002	
SG_o	0.8282	
T_{min}	100	°F
μ_o	1.72	cp
μ_w	2.5	cp
ρ_o	50.85	lb/ft ³
ρ_w	62.4	lb/ft ³
g	32.2	ft/sg ²
D	169.4	micrones
D	0.00591	plg
B	20	ft
F	1.65	
día	12	horas

Procedimiento

Velocidad Vertical

V_t	0.001804 ft/sg	$V_t = (g/18\mu)(\rho_w - \rho_o)D^2$
	0.001675 ft/sg	$V_t = 0.0241(SG_w - SG_o)$
	0.100526 ft/min	μ_w

Velocidad Horizontal

V_H	1.507889 ft/min	$V_H = 15 \cdot V_t \leq 3$
-------	-----------------	-----------------------------

Área Transversal Vertical Mínima

$$A_c \quad \boxed{2.586121} \text{ ft}^2 \quad A_c = Q_m / V_H$$

Número de Canales de Separación Requeridos

$$n \quad 0.016163 \quad n = A_c / 160$$

La máxima área transversal recomendado para un canal simple es de 20 pies de ancho y 8 pies de fondo (esto es 160 pies cuadrados), al resultar un número (n) fraccional se lo redondea al número siguiente. Por lo que el número de canales necesarios es de 1

Fondo de Canal

$$d \quad \boxed{8.00} \text{ ft} \quad d = A_c / Bn$$

Longitud de Piscina de Separación

$$L \quad \boxed{198} \text{ ft} \quad L = F(V_H / V_t) * d$$

Área Horizontal Mínima

$$A_H \quad \boxed{64.0065} \text{ ft}^2 \quad A_H = F(Q_m / V_t)$$

Se obtiene entonces las dimensiones finales para la piscina de separación de agua - petróleo y esta se muestra en la figura 5.5.

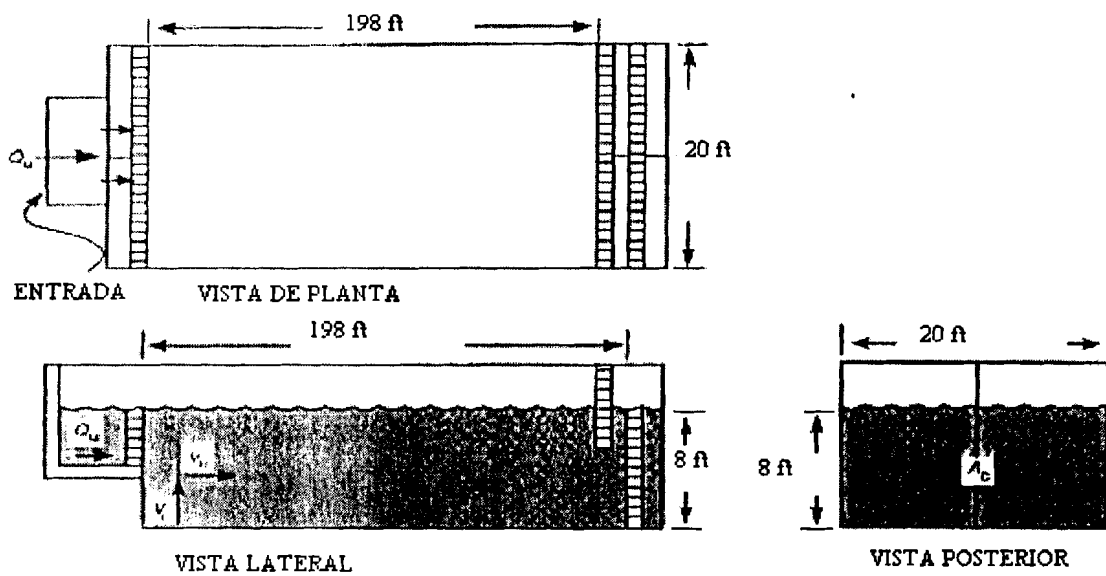


FIGURA 5.5. DIMENSIONES FINALES PARA PISCINA

CAPITULO VI

COSTOS DEL PROYECTO

CAPITULO VI

COSTOS DEL PROYECTO

Generalidades

En este capítulo los costos se calculan con proyección al futuro sistema de levantamiento artificial para la producción de petróleo. Los costos para el proyecto se los tratará de hacer lo más bajo posible para esto se utilizarán material que se lo ha recuperado del campo como son tuberías de variado diámetro, tanques, válvulas, etc. Además de trabajar con los costos de equipos necesarios tanto superficiales como subsuperficiales.

Costos de Equipos y Accesorios

Los costos del proyecto se presentan en las siguientes tablas de costo de la planta principal de tratamiento (Tabla XXXV), de las líneas de flujo (Tabla XXXVI), servicio al pozo inyector (Tabla XXXVII), Costos totales (Tabla XXXVIII).

TABLA XXXV

COSTOS PLANTA DE TRATAMIENTO PRINCIPAL

item	Equipos	Cant.	Costo Unitario (\$)	Costo Total (\$)
1	Tanques de Producción			
	Tanque de lavado	2	3,000	6,000
	Tanque de estabilización	2	3,000	6,000
	Tanque almac. Agua	1	2,000	2,000
2	Separador			
	Separador de producción	1	1,000	1,000
3	Contadores de flujo	1	150	150
4	Bombas			
	Bomba de transferencia 1	1	300	300
	Bomba de transferencia 2	1	300	300
	Bomba de inyección	1	500	500
5	Energia Electrica			
	Motor electrico 1	1	500	500
	Motor electrico 2	1	500	500
	Motor electrico iny	1	600	600
	Tableros de control	3	120	360
	Luminarias e instalación	3	200	600
6	Piscina	1	4,000	4,000
7	Sistema contra incendio	1	1,000	1,000
Subtotal			17,170	23,810
8	Costos adicionales (10%)		1,717	2,381
Total				26,191

TABLA XXXVI
COSTOS DE LÍNEAS DE FLUJO

item	Equipos y Materiales	Unidad	Cant.	Costo Unitario (\$)	Costo Total (\$)
1	Líneas de Flujo				
	Linea de diámetro 3 plg	mt	2000	2	4,000
	Linea de diámetro 2 plg	mt	3000	1.5	4,500
2	Tendido de líneas				
	Sobre bloques y marcos H	mt	2000	3	6,000
	En superficie	mt	3000	3	9,000
3	Marcos H y bloques				
	60 marcos/km	marcos	120	4	480
	100 bloques/km	bloques	200	4	800
4	Válvulas y accesorios				1,000
5	Pruebas hidrostáticas				500
	Subtotal				26,280
6	Costos adicionales (10%)				2,628
	Total				28,908

TABLA XXXVII
COSTOS DE SERVICIO AL POZO INYECTOR

item	Equipos y Materiales	Unidad	Cant.	Costo Unitario (\$)	Costo Total (\$)
1	Servicio al pozo (pulling)	pozo	1	500	500
2	Instalación Subsuperficie				
	Tubing de acero al carbono diámetro 2 plg.	pie	1,250	2	2,500
	Packer	un	1	200	200
3	Instalación Superficial				
	Cabezal casing	un	1	200	200
	Cabezal tubing	un	1	100	100
	Valvula Master	un	1	100	100
	Valvula check	un	1	50	50
	Valvula Wing	un	1	70	70
	Manómetro	un	1	30	30
4	Accesorios adicionales				100
	Subtotal				3,850
5	Costos adicionales (10%)				385
	Total				4,235

TABLA XXXVIII
COSTOS TOTALES DEL PROYECTO

Detalle	Costo (\$)
Costos Planta de Tratamiento Principal	26,191
Costos Líneas de Flujo	28,908
Costos de Servicio al Pozo Inyector	4,235
Total	59,334

El costo total del proyecto se lo justificaría con los costos que se invierten al realizar obras civiles en la construcción de piscinas como se muestran en la figura 1.1, las cuadrillas de personal que se utilizan en el arreglo de zonas afectadas por el agua de formación y que por ser este un Campo muy amplio se necesitan vehículos livianos, tanqueros con equipos de vacío para la recuperación de petróleo y agua de formación, además de evitar el grave daño por la contaminación ambiental.

Además de que estas instalaciones se las utilizará para el sistema de producción de petróleo por inyección de agua.

CAPITULO VII

PLANOS Y DIAGRAMAS DE FLUJO EN LA ESTACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN

CAPITULO VII

PLANOS Y DIAGRAMAS DE FLUJO EN LA ESTACION DE INYECCION DE AGUA DE FORMACIÓN

Los planos de la estación y diagramas de proceso para inyección de agua ha sido diseñado de acuerdo a normas correspondiente a este tipo de estación, se aplica también experiencia de campo. Se muestran diagramas en forma didáctica y con la instrumentación más importante para el proceso; para el seguimiento del proceso se ha hecho el detalle de símbolos de diagramas y planos, instrumentación, lista de equipos, líneas.

Lista de equipos y varios en la estación

B-101 Bomba transferencia de petróleo

B-102 Bomba transferencia de agua de formación

B-103 Bomba para inyección de agua

I -101 Pozo inyector

M-101 Múltiple

M-102 Mechero

P-101 Piscina para separación de petróleo-agua

S-101 Separador trifásico

S-102 Separador bifásico

T-101 Tanque para estabilización

T-102 Tanque de lavado

T-103 Tanque para agua de formación

T-104 Tanque para almacenamiento de petróleo

V-101 Venteo

V-102 Bota de gas

Lista de líneas

L1 Tuberías para crudo del múltiple al separador de producción

L2 Tubería de petróleo y agua del separador de producción al tanque de lavado

L3 Tubería para gas del separador de producción al mechero

L4 Tubería para petróleo del tanque de lavado al tanque de estabilización

L5 Tubería desde los tanques de estabilización y lavado a venteo

L6 Tubería para agua del separador de producción a piscina para separación

L7 Tubería para drenaje de agua de tanque de lavado a piscina de separación

- L8 Tubería para transferencia de agua de piscina de separación a tanque de agua de formación
- L9 Tubería para agua de tanque de agua de formación a pozo inyector
- L10 Tubería para recuperación de petróleo desde piscina a tanque estabilización.

En la figura 7.1 se muestra la ubicación del amortiguador de pulsaciones en la línea de descarga.

En la figura 7.2 se muestra el diagrama de una instalación típica de bomba recíprocas.

En la figura 7.3 se muestra el diagrama del proceso de tratamiento del crudo hasta obtener la óptima separación del petróleo y el agua de formación.

En la figura 7.4 se muestra el diagrama de la bomba Triplex seleccionada para la estación de Inyección de Agua.

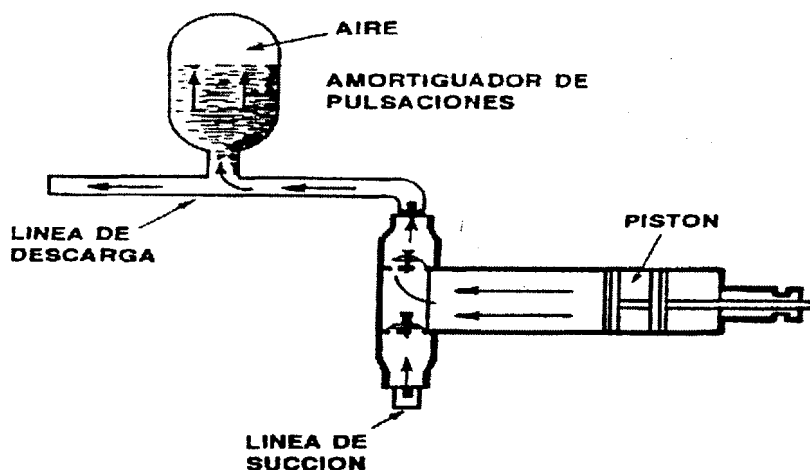


FIGURA 7.1. UBICACIÓN DEL AMORTIGUADOR DE PULSACIONES EN LÍNEA DE DESCARGA

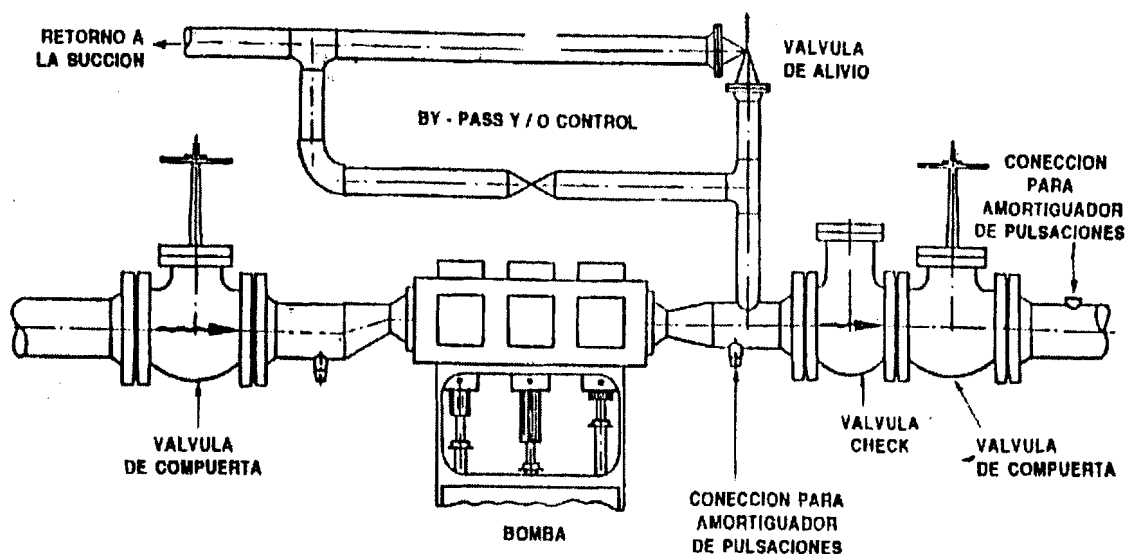


FIGURA 7.2. DIAGRAMA DE INSTALACIÓN TÍPICA DE BOMBAS RECIPROCANTES

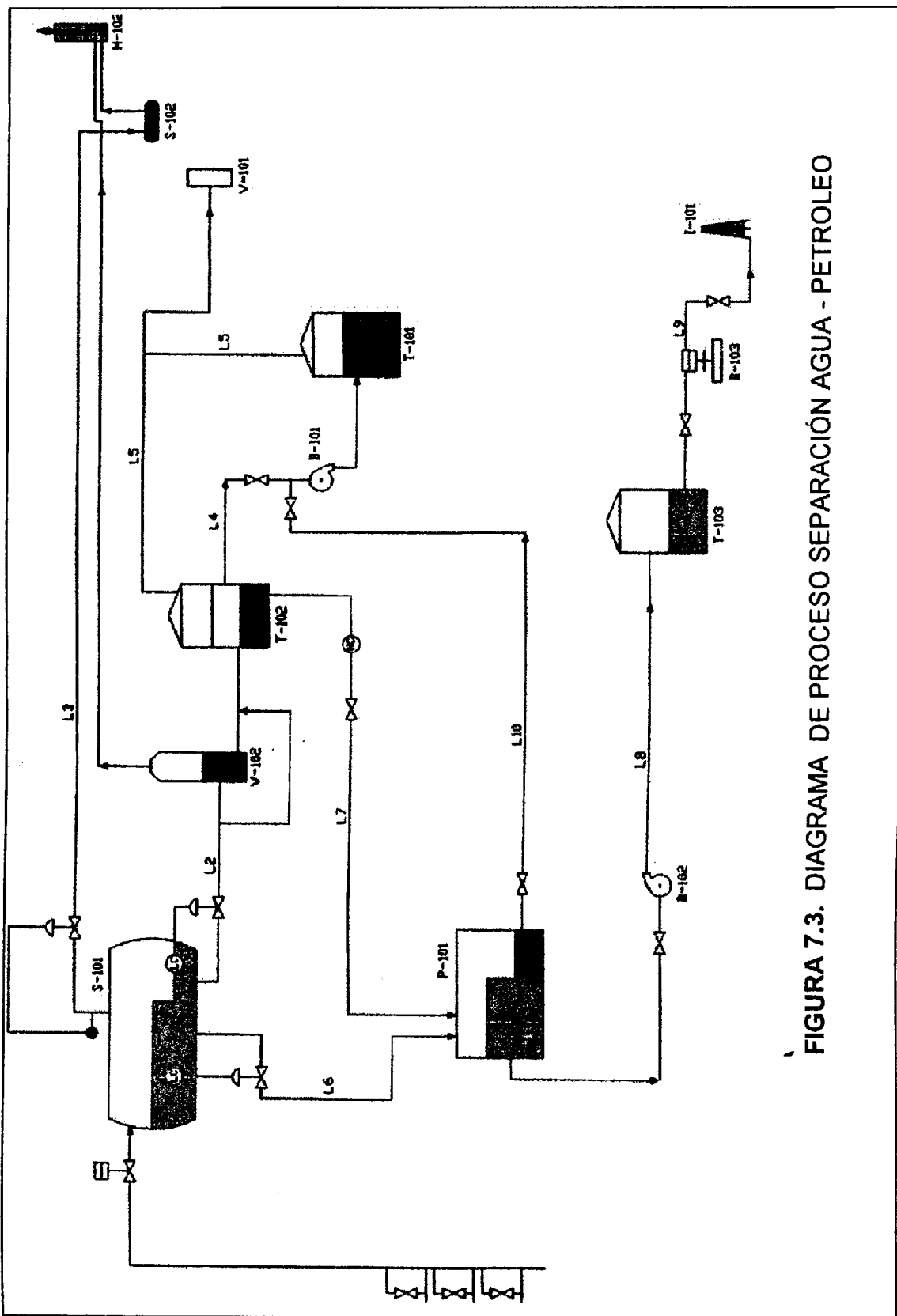


FIGURA 7.3. DIAGRAMA DE PROCESO SEPARACIÓN AGUA - PETROLEO

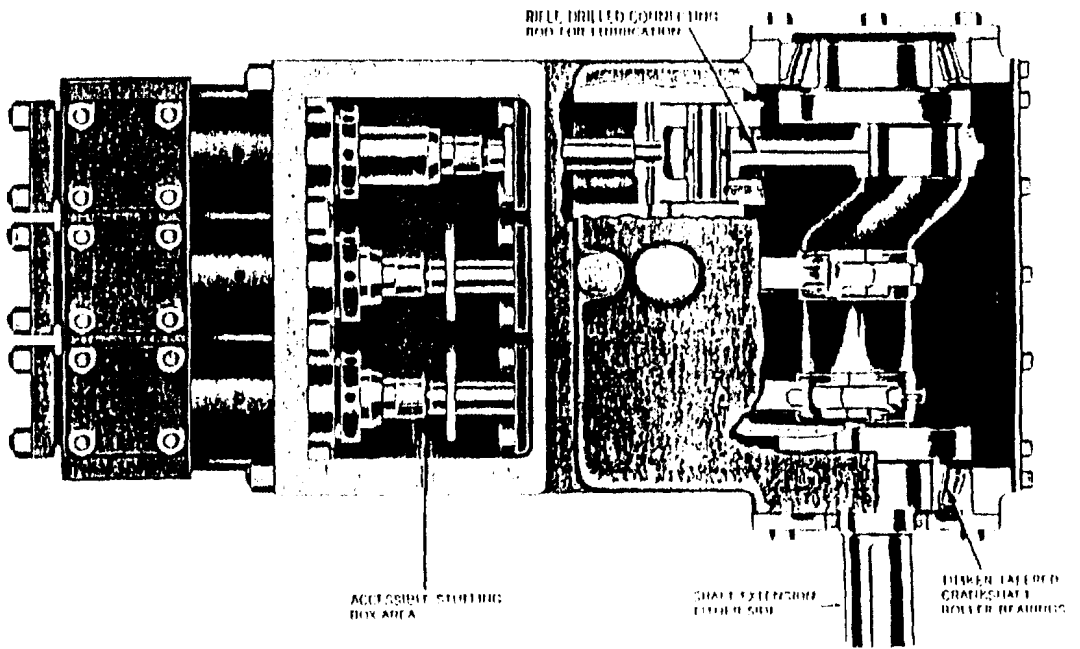
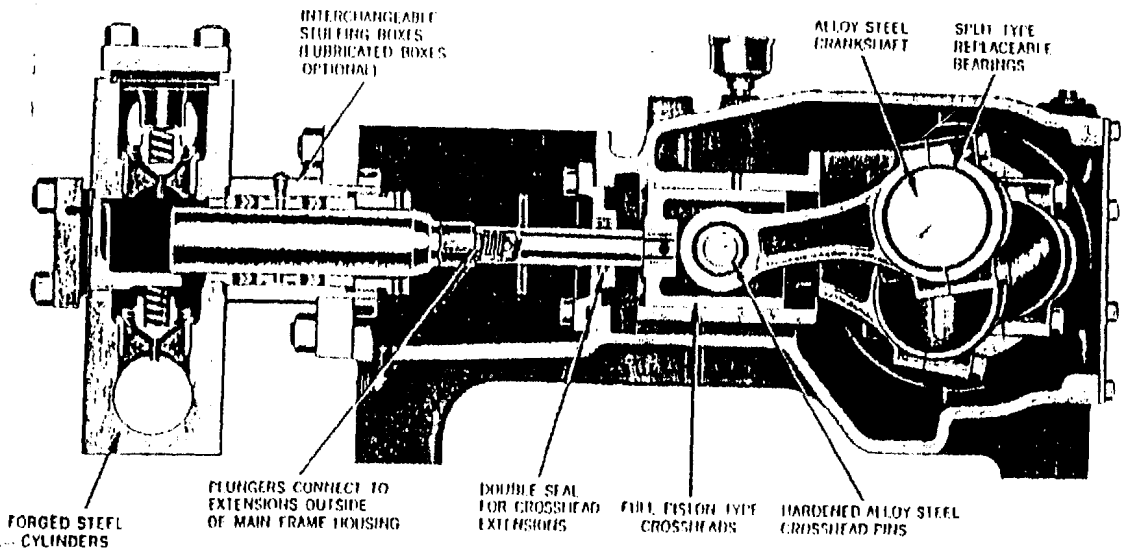


FIGURA 7.4. DIAGRAMA DE BOMBA TRIPLEX

CAPITULO VIII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- 1) En el diseño de separadores las dimensiones son función de las características del fluido a ser separado; la viscosidad del crudo es el factor más influyente en las medidas del separador, ya que entre más viscoso es el crudo mayores deberán ser las dimensiones del separador entonces que permita a la capa de crudo separada del agua sea la más delgada posible para que las partículas pequeñas que no se han separado del petróleo logren desplazarse desde el límite de la capa de petróleo hasta la interfase agua-petróleo.
- 2) El tamaño de las partículas es otra variable cuando se dimensiona el separador; entre más grande sean las partículas más rápido se moverán en un medio líquido. Para un tiempo de retención dado sólo las partículas de mayor tamaño lograrán separarse.
- 3) La temperatura es un parámetro que influye en las propiedades de los fluidos entonces varía las dimensiones del separador, a mayor temperatura menor es el tiempo de retención requerido por los fluidos dentro del separador. El aumento de la temperatura hace disminuir considerablemente la viscosidad de cualquier fluido; por lo que la viscosidad disminuye entonces las dimensiones también y consecuentemente los costos.

- 4) Las facilidades de superficie en una estación de Inyección Y de producción están diseñadas para almacenar el volumen de agua obtenida en el proceso de producción de petróleo así como también con una perspectiva para el futuro y nuevo sistema de levantamiento artificial para la producción de petróleo.
- 5) El crudo del Campo Ancón es de 38 ° API un crudo bastante liviano algo parecido al diesel; por lo que las dimensiones del separador no son excesivamente grandes.
- 6) La piscina API para obtener una óptima separación del petróleo y el agua tiene sus dimensiones de acuerdo a los parámetros de los fluidos con los que trabajará.
- 7) Las instalaciones del pozo tanto superficial y pozo abajo se las diseña de acuerdo a las presiones y caudal con que se inyectara el agua a la formación seleccionada.

RECOMENDACIONES

- 1) Cuando se diseña una estación de Inyección de agua es conveniente instalar filtros para poder eliminar la mayor cantidad de partículas antes de que el agua ingrese a la bomba de Inyección y así evitar posibles daños en el vástago y camisa de la bomba.
- 2) los separadores de producción pueden ser usados como separadores de prueba para realizar una evaluación de la producción de cada pozo.
- 3) Se realizaría un estudio adicional para accesorios que se necesitan en las estación de inyección con perspectiva a utilizarlo como un Sistema de Levantamiento Artificial para la producción de petróleo.
- 4) En la construcción de la piscina API está debe ser en el lugar adecuado para evitar problemas de resquebrajamiento de la misma y probables fugas del agua de formación.

ANEXOS

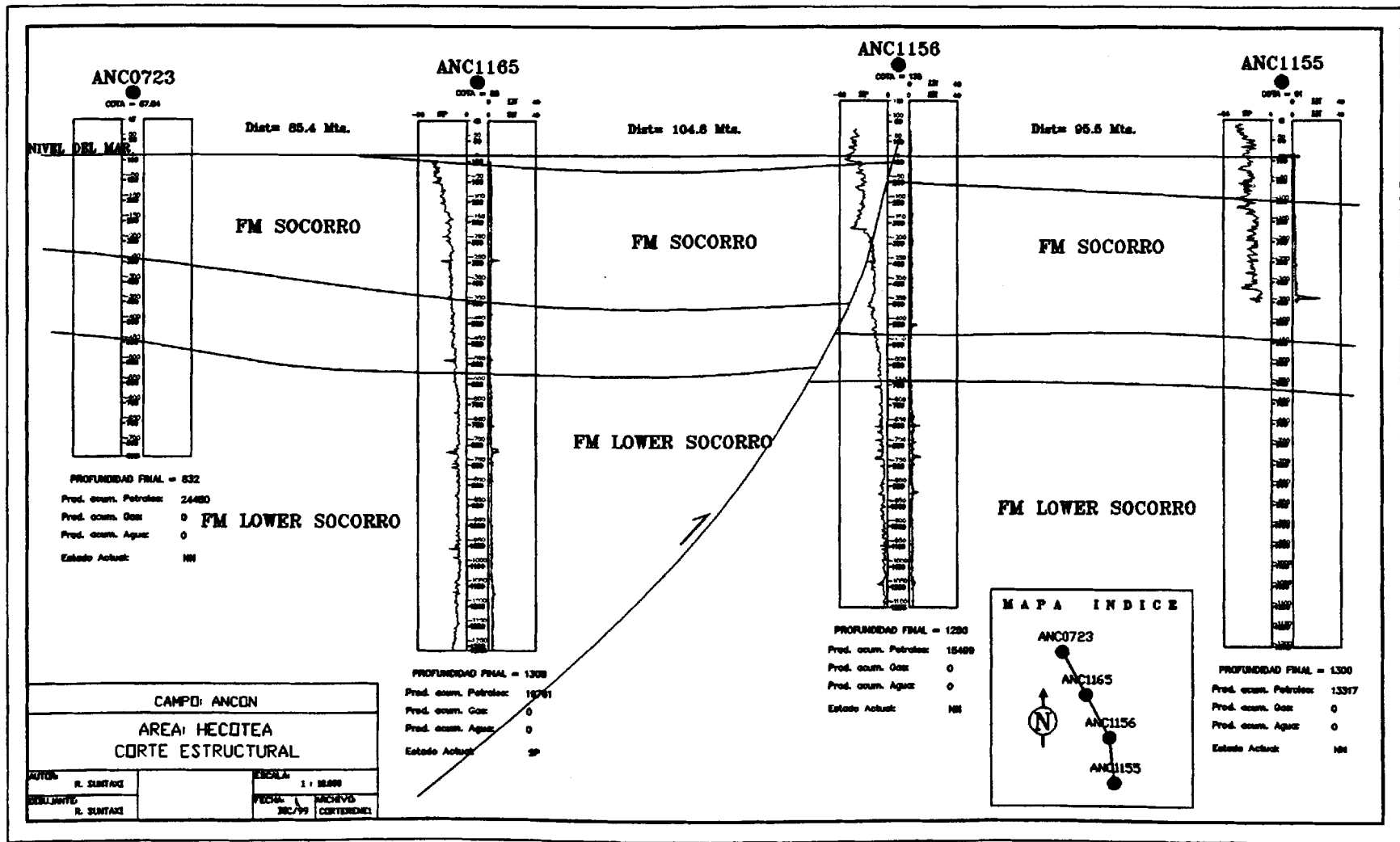


Figura 2.2 CORTE ESTRUCTURAL Y REGISTROS EN POZOS

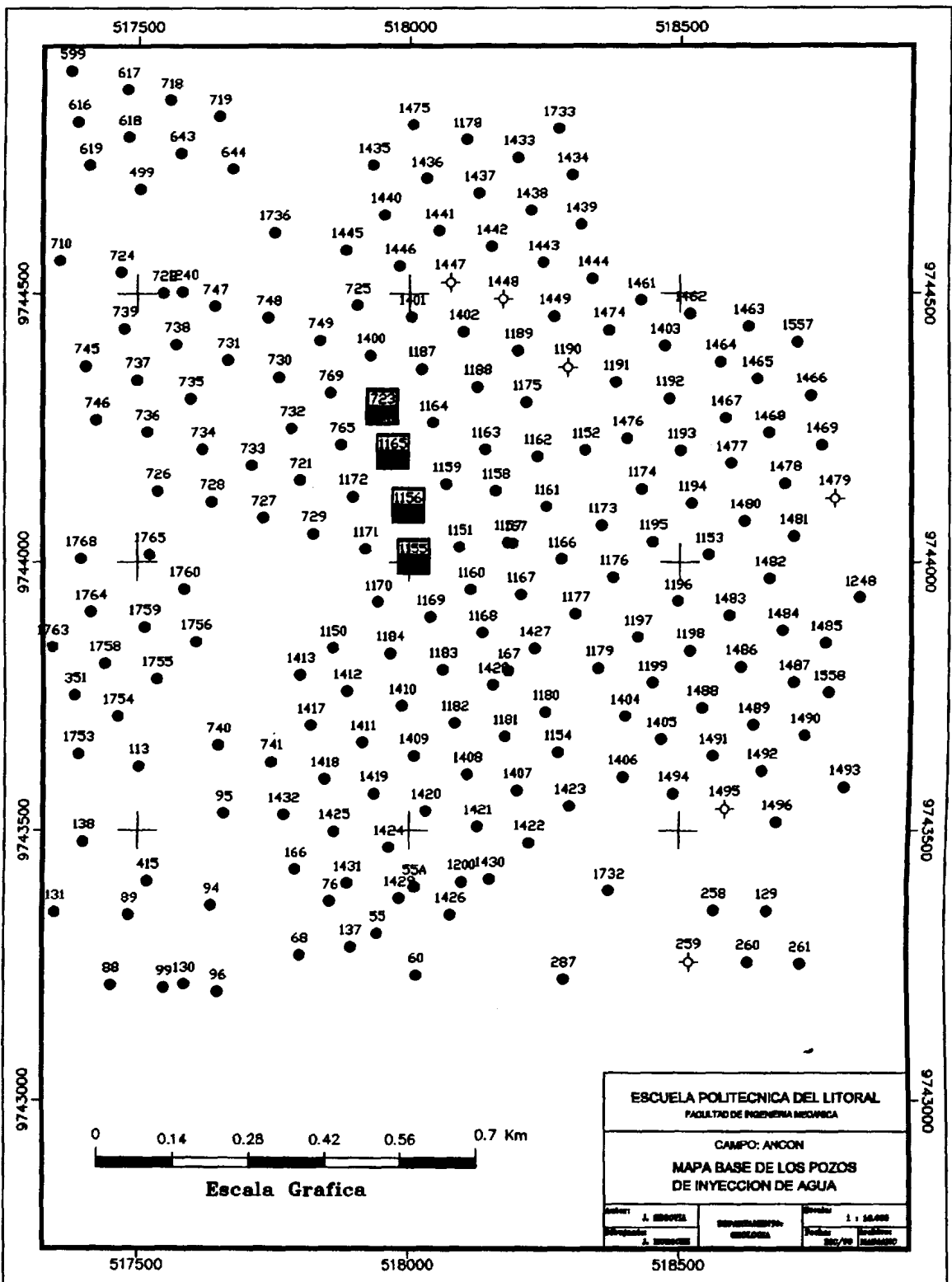
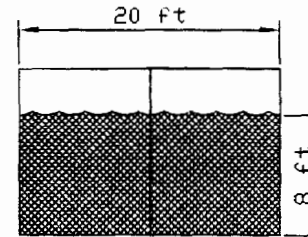
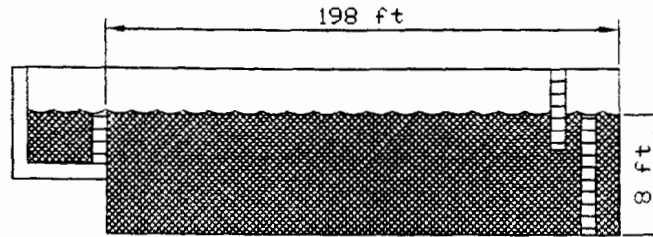
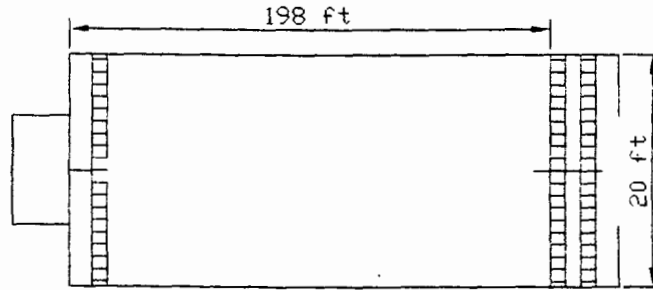
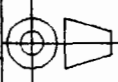
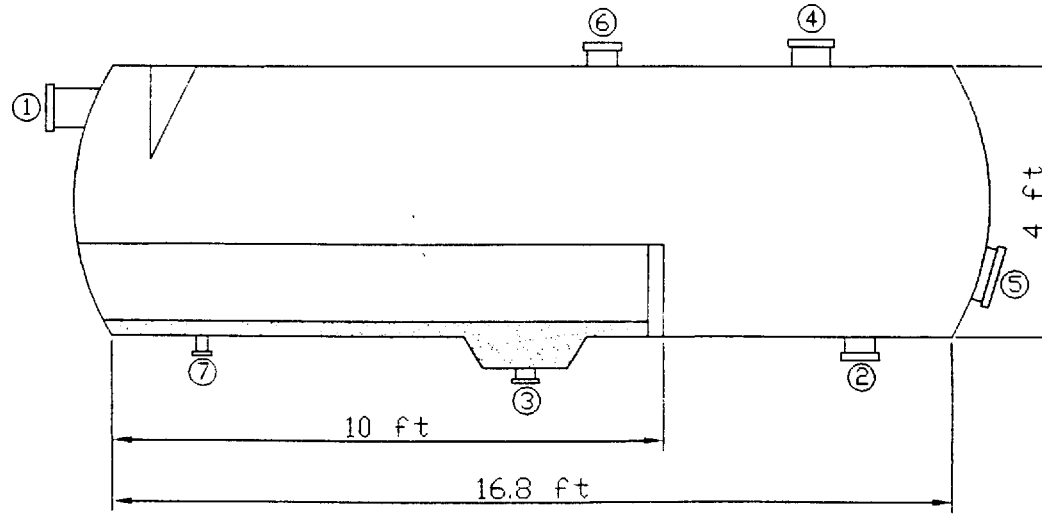


Figura 2.1 MAPA BASE POZOS DE INYECCION AGUA

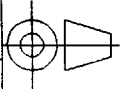


FACULTAD DE INGENIERIA EN MECANICA
Y CIENCIAS DE LA PRODUCCION

	FECHA	NOMBRE:	DENOMINACION:	ESCALA:
Dib.	23/11/99	R. SUNTAXI	DIMENSIONES FINALES PARA PISCINA	1 : 47
Rev.		E. VILLACIS		
Apro.		E. VILLACIS		
ESPOL			PLANO No: 002	



FACULTAD DE INGENIERIA EN MECANICA
Y CIENCIAS DE LA PRODUCCION

	FECHA	NOMBRE:	DENOMINACION:	ESCALA:
Dib.	23/11/99	R. SUNTAXI	DIMENSIONES FINALES PARA SEPARADOR	1 : 47
Rev.		E. VILLACIS		
Apro.		E. VILLACIS		
ESPOL			PLANO No: 001	

BIBLIOGRAFÍA

1. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Welded Steel Tanks for Oil Storage, API standard 650, tercera edición, 1996, EE.UU.
2. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Design and Operations of Oil – Water Separators, API publication 421, primera edición, 1990, EE.UU.
3. CACERES JOSÉ, Manual Práctico para Diseño de Sistemas de Bombeo en Refinerías, Primera Edición, 1991, Petroecuador, Quito – Ecuador.
4. CHARLESS C. PATTON, Applied Water Technology, Primera Edición, 1995, CampBell Petroleum Series, Oklahoma – EE.UU.
5. CRANE, Flujo de Fluidos en Válvulas y Accesorios, McGraw Hill, 1989, México.
6. GOMEZ DOLORES, VOCAL MABEL Y SOTO NIXÓN, Diseño de Estación de Producción, (Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1998)

7. HINCAPIE G. BENJAMIN, Estudio y Diseño de Separadores Horizontales y Verticales de dos y tres fases, (Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 1987).
8. KEN ARNOLD AND MAURICE STEWART, Surface Production Operations, Volumen 1, 1986, Gulf Publishing Company, Texas – EE.UU.
9. LESTER CHARLES UREN, Ingeniería de producción del petróleo, Primera Edición, 1965, Editorial Continental, México.
10. MATEO LUCAS Y ALAVA FABRICIO, Tratamiento de agua para Inyección Teoría y resultados de la Inyección en el Campo Sacha del Oriente Ecuatoriano, (Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1994).
11. PAZMIÑO U. JORGE, Sistemas para Diseñar Instalaciones Superficiales de Producción, Primera Edición, 1993, Quito – Ecuador.
12. ROSE, BUCKWALTER, AND WOODHALL, The Design Engineering Aspects of Waterflooding, Primera Edición, 1989, SPE, Texas – EE.UU.