



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO

FACULTAD DE CIENCIAS

ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA

SISTEMA DE ESTUDIOS MODULAR DE INGENIERÍA QUÍMICA

**“Optimización del proceso de clarificación de agua de
formación en la Empresa Baker Petrolite”**

Tesis de grado Previo a la obtención del título de:

INGENIERO QUÍMICO

Presentado por:

NELSON DANIEL MIÑO BALAREZO

Riobamba- Ecuador

2009

NOMBRE

FIRMA

FECHA

DR. EDMUNDO CALUÑA

DECANO FAC. CIENCIAS

ING. HANNIBAL BRITO

DIRECT. ESC. ÍNG. QUIMICA

ING. JOSÉ USIÑA

DIRECTOR DE TESIS

ING. GONZALO SÁNCHEZ

MIEMBRO DEL TRIBUNAL

ING. MARCO CHUIZA

MIEMBRO DEL TRIBUNAL

TEC. CARLOS RODRIGUEZ

DIRECT. CENTRO DOCUMENT.

NOTA DE TESIS

AGRADECIMIENTO

Tengo la oportunidad de hacer público mi agradecimiento a Dios por permitirme finalizar este trabajo con dedicación y entrega.

“Lámpara es a mis pies tu palabra,

Y lumbrera a mi camino “

Salmos 119.105

Porque sin su iluminación y sabiduría no hubiera culminado este trabajo.

A mi esposa, mis padres, hermanos, hermanas, sobrinos, sobrinas y sus hijos, porque fueron ellos los que me inspiraron para que termine una etapa mas en mi vida.

Al Ing. José Usina, Ing. Gonzalo Sánchez e Ing. Marco Chuiza por ser los que encaminaron todo este estudio con sus conocimientos y bases impartidas, así como por el apoyo brindado.

A la Empresa Baker Petrolite por darme la oportunidad de poder colaborar en el engrandecimiento científico de esta empresa.

DEDICATORIA

Yo solo he sido un traductor de toda la sabiduría que tiene Dios, para poder expresar su grandeza y de esta manera darnos cuenta que “ni el caer de una hoja ni de un cabello, no se realiza sin su voluntad”.

Además esta dedicado a las personas que más amo, mi esposa Katuska, mis padres Arturo(+) y Leticia, mis hermanos y mis hermanas, sobrinos y sobrinas y sus hijos, por haber compartido todo estos momentos buenos de estudio.

Yo, Nelson Daniel Mino Balarezo soy responsable de las ideas, doctrinas y resultados expuestos en esta Tesis y el patrimonio intelectual le pertenece a la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.

INDICE DE ABREVIATURAS

%	Porcentaje
°F	Grados Fahrenheit
°C	Grados Centígrados
m	Metro
m ³	Metros cúbicos

gal	Galones
mm	Milímetros
cm	Centímetro
nm	Nanómetro
μm	Micrómetro
g	Gramos
mg	Miligramos
Kg	Kilogramos
L	Litros
ml	Mililitros
ppm	Partes por millón
h	Horas
s	Segundos
ft	Pie
in	Pulgada
d	Diámetro
r	Radio
L	Longitud
Q	Cauda
μ	Viscosidad
A	Área
V	Volumen
T.R	Tiempo de residencia
ρ	Densidad
pH	Potencial Hidrógeno

A&SB	Agua y Sedimentos Básicos
BS&W	Basic Sediment Water
API	American Petroleum Institute
Abs	Absorbancia
ASTM	Asociación Estándar de Ensayos y Medidas
ANSI	American National Standards Institute
BFPD	Barriles de fluido por día
BAPD	Barriles de agua por día
BOPD	Barriles de oíl por día
Q	Caudal
μ	Viscosidad
A	Área
V	Volumen
t_r	Tiempo de residencia

TABLA DE CONTENIDOS

Pp:

PORTADA	
.....	i
AGRADECIMIENTO	
.....	iii
DEDICATORIA.....	
....iv	
INDICE DE	
ABREVIATURAS.....	vi

TABLA DE	
CONTENIDOS.....	viii
INDICE DE	
TABLAS.....	xvii
INDICE DE FIGURAS Y	
GRÁFICOS.....	xix
INDICE DE	
ANEXOS.....	xxi
INTRODUCCION.....	
xxii	
ANTECEDENTES.....	
xxivJUSTIFICACIÓN.....	
.....xxv	
OBJETIVOS.....	
xxvi	
OBJETIVO	
GENERAL.....	xxvi
OBJETIVOS	
ESPECÍFICOS.....	xxvi
DATOS GENERALES DE LA EMPRESA	
.....	xxvi
CAPITULO I	
1.	Marco
Teórico.....	29

1.1.	¿Qué es agua de producción?.....	
31	
1.2.	Características de aguas de formación.....	31
1.3.	Componentes principales de las aguas de formación.....	31
1.4.	¿Cómo es un pozo de petróleo?.....	
34	
1.5.	Operaciones de Producción.....	35
1.6.	Deshidratación de crudos.....	35
1.7.	¿Dónde y como se producen las emulsiones agua en petróleo.....	37
1.8.	Emulsiones.....	38
1.8.1.	Definición de emulsiones.....	38
1.8.2.	Componentes.....	38
1.8.3.	Tipos de emulsiones.....	38
1.8.3.1	Emulsión normal.....	39

1.8.3.2				Emulsión
reversa.....				39
1.8.4.	Subdivisión	de		emulsión
normal.....				39
1.8.5.				Agentes
emulsificantes.....				40
1.8.6.				
Condiciones.....				40
1.8.7.	Formación	de		las
emulsiones.....				41
1.8.8.	Factores	que	estabilizan	las
emulsiones.....				42
1.8.9.				
Demulsificación.....				42
1.8.10.	¿Cuáles	son	los	agentes
emulsificantes?.....				43
1.8.11.	Propiedades	que	intervienen	en
emulsión.....				45
1.8.12.	Prevención	de	la	emulsión
petróleo.....				47
1.8.13.	Mecanismo de ruptura de la emulsión	agua en		
petróleo.....				47
1.8.14.	Proceso de			
deshidratación.....				52

1.8.15. Etapas de separación.....	52
1.8.16. Clarificación de agua.....	57
1.8.17. Estructuras de las emulsiones más comunes.....	58
1.8.18. Disposición de las partículas emulsionadas.....	58
1.8.19. Mecanismos de clarificación.....	58
1.8.19.1 Operaciones de coagulación y floculación.....	58
1.8.19.2 Mecanismo de la floculación.....	60
1.8.20. Etapas básicas en el proceso de coagulación/floculación.....	61
1.8.20.1. Formación de coagulante.....	61
1.8.20.2. Coagulación.....	61
1.8.20.3. Floculación.....	62
1.8.20.4. Mecanismo de aglomeración y floculación en suspensiones coloidales acuosas.....	63

1.8.20.5. Transporte de fluidos.....	63
1.8.20.5.1 Tuberías.....	63
1.8.20.5.2 Válvulas.....	64
1.8.20.5.2.1 Tipos de Válvulas.....	64
1.8.20.5.2.2 Válvulas tipo compuerta.....	65
1.8.20.5.2.2.1 Características generales.....	65
1.8.20.5.2.3 Válvulas de mariposa.....	66
CAPITULO II	
2. Parte Experimental.....	68
2.1. Proceso de clarificación.....	68
2.2. Sistema de inyección de agua del proceso actual.....	69
3.3. Inyección de agua mejorada en el proceso.....	70

2.4. Determinación de aceite en	
agua.....	72
2.4.1.	
Fundamento.....	72
2.4.2. Reactivos	
utilizados.....	72
2.4.3. Materiales y equipos	
utilizados.....	72
2.4.4.	
Precauciones.....	73
2.4.5. Preparación de curva de	
calibración.....	73
2.4.6. Preparación de la muestra	
patrón.....	74
2.4.7. Ecuación de la	
curva.....	75
2.4.8. Determinación de residual de aceite en	
agua.....	75
2.5. Procedimiento de la determinación de residual de aceite en	
agua.....	76
2.6.	
Técnicas.....	77
2.6.1. Análisis Físico-Químico del	
agua.....	77

2.6.2. Dureza	
Total.....	79
2.6.3. Alcalinidad	
total.....	80
2.6.4.	
Cloruros.....	81
2.6.5. Dureza	
Cálcica.....	82
2.6.6. Dureza	
Magnésica.....	83
2.6.7. Análisis de	
gases.....	84
2.6.7.1. Determinación de	
CO ₂	84
2.6.7.2. Determinación de	
O ₂	85
2.6.7.3. Determinación de	
H ₂ S.....	86
2.6.8.	
Temperatura.....	87
2.6.9. Determinación de	
Hierro.....	88
2.6.10.	
Sulfatos.....	89

2.6.11. Potencial Hidrógeno	
(pH).....	90
2.6.12.	
Turbidez.....	91
2.6.13. Sólidos	
Totales.....	92
2.6.14. Determinación de BS&W (Basic Sediments & Water).....	93
2.7. Diseño de un sistema de clarificación de agua de formación en le campo Villa-	
no.....	94
2.7.1. Tanque	
propuesto.....	95
2.7.2. La carcasa y los diferentes	
dispositivos.....	98
2.7.3. Bridas	
ASME/ANSI.....	99
2.7.4. Válvulas de	
control.....	100
2.7.5. Discos en	
ocho.....	100
2.7.5.1. Características Técnicas.....	
.....	101
2.7.5.2. Costos de los discos en	
ocho.....	101

2.8. Diagnostico del	
proceso.....	102
2.8.1. CPF	
Generalidades.....	102
2.8.2.	
Producción.....	102
2.8.3. Procesamiento del	
crudo.....	104
2.8.3.1 Ingreso del	
fluido.....	104
2.8.3.2. Inyección de	
químico.....	106
2.9. Aprovechamiento del	
calor.....	107
2.9.1. Intercambiadores de calor crudo-	
agua.....	107
2.9.1.1 Lado tubo (Fluido de	
Villano).....	107
2.9.1.2 Lado carcasa (Agua Producida)	
.....	108
2.9.2. Intercambiadores de calor crudo-	
crudo.....	109
2.9.2.1. Lado tubo (Fluido de	
Villano).....	109

2.9.2.2. Lado carcasa (Crudo con especificaciones).....	
.....	110
2.10. Separador de agua libre	
(FWKO).....	112
2.11 Calentador de fuego directo–Deshidratados electrostático(Heater	
Treater).....	114
2.12. Degassing	
Vessel.....	117
2.13. Tanques de	
crudo.....	118
2.14. Tratamiento e inyección de agua.....	
.....	119
2.15.	
FWKO.....	119
2.16. Heaters	
Treaters.....	120
2.17.	
Hidrociclones.....	120
2.18. Tanques de	
Agua.....	121
2.19. Tanque de agua	
B.....	122
2.20. Tanque de agua	
A.....	124

2.21. Bombas Booster de	
agua.....	125
2.22. Bombas de inyección de	
agua.....	126
2.22.1 Recirculación de las bombas Wip	
.....	127
2.22.1.1 Recirculación de las bombas Wip D.....	
.....	127
2.22.1.2 Recirculación de las bombas Wip	
C.....	128
2.22.2 Cabezal de descarga de las bombas	
Wip.....	128
2.23. Bombas de inyección de agua Centrilift	
Wip.....	128
2.24. Costos del	
separador.....	129
2.24.1.	
Carcasa.....	129
2.24.2.	
Tubería.....	129
2.24.3.	
Bridas.....	129
2.24.4.	
Ochos.....	130

2.24.5.	
Válvulas.....	130
2.24.6.	
Instrumentación.....	131
2.24.7. Obra	
Civil.....	131
2.24.8. Montaje	
Mecánica.....	132

CAPITULO III

3. Cálculos y

resultados.....	134
-----------------	-----

3.1. Recopilación de

datos.....	134
------------	-----

3.1.1.Determinación de las propiedades Físico-Químicas del agua de

formación.....	135
----------------	-----

3.1.2. Diagrama del proceso actual en el Campo

Villano.....	136
--------------	-----

3.1.3. Diseño del sistema de clarificación de agua de formación del campo

Villano.....	137
--------------	-----

3.1.4. Características químicas de los clarificadores.....

.....	138
-------	-----

3.1.4.1. FLW-

129.....	138
----------	-----

3.1.4.2. FLW-	
162.....	138
3.1.4.3 RBW-	
6060.....	138
4.1.4.4. RBW-	
213.....	138
5.1.5. Agua de inyección.....	138
3.1.6. Preparación de la muestra patrón.....	139
3.1.6.1 Clarificador FLW-	
129.....	139
3.1.6.2. Clarificador RBW-	
213.....	140
3.1.6.3. Clarificador RBW-	
6060.....	141
3.1.6.4. Repetición del ensayo con los clarificadores.....	141
3.1.7. Cálculo de la dosis de clarificador en la prueba de botellas (laboratorio).....	142
3.1.8. Cálculo de la cantidad de químico (clarificador) requerido.....	144
3.1.9. Cálculo del balance de masa.....	145

3.1.10. Cantidad de aceite en agua.....	148
3.1.11. Costo de químico empleado en el sistema de inyección.....	148
3.1.11.1. Clarificador.....	148
3.1.12. Dimensionamiento del tanque.....	149
3.1.12.1. Datos.....	149
3.2. Resultados.....	155
3.2.1. Análisis Físico-Químico del agua de formación.....	155
3.2.2. Tiempo de retención.....	156
3.2.3. Calidad del agua.....	157
3.2.4. Concentraciones.....	157
3.2.5. Balance de masa.....	158
3.2.6. Dimensionamiento del tanque.....	158

CAPITULO IV

4. Discusiones y Resultados

.....161

CAPITULO V

5. Conclusiones y

Recomendaciones.....164

5.1.

Conclusiones.....164

5.2. Recomendaciones.....

.....167

RESUMEN.....

168

SUMMARY.....

169

BIBLIOGRAFÍA.....

170

Bibliografía

General.....170

Bibliografía

Específica.....170

Publicaciones de

internet.....171

INDICE DE TABLAS

Tabla

Pp

TABLA 2.4.5-1 Datos de la solución

madre.....73

TABLA 2.4.6-2 Valores de Absorbancia vs

Concentración.....74

TABLA 2.6.2-1 Dureza

Total.....79

TABLA 2.6.3-1 Alcalinidad

Total.....80

TABLA 2.6.4-1

Cloruros.....81

TABLA 2.6.5-1 Dureza	
Cálcica.....	82
TABLA 2.6.6-1 Dureza	
Magnésica.....	83
TABLA 2.6.7.1-1 Análisis de gases	
CO ₂	84
TABLA 2.6.7.2-1 Determinación de	
O ₂	85
TABLA 2.6.7.3-1 Determinación de	
H ₂ S.....	86
TABLA 2.6.8-1	
Temperatura.....	87
TABLA 2.6.9-1 Determinación de	
Hierro.....	88
TABLA 2.6.10-1	
Sulfatos.....	89
TABLA 2.6.11-1 Potencial Hidrógeno	
(pH).....	90
TABLA 2.6.12-1	
Turbidez.....	91
TABLA 2.6.13-1 Sólidos	
Totales.....	92
TABLA 2.6.14-1 Determinación de BS&W(Basic Sediments &	
Water).....	93

TABLA 2.7.2.-1 Datos técnicos del separador propuesto.....	98
TABLA 2.7.5.2.-1 Costos discos en ocho ANSI 300.....	101
TABLA 2.8.3.1-1 Valores registrados al ingreso a CPF.....	105
TABLA 2.9.12.-1 Datos técnicos de los intercambiadores de calor crudo- agua.....	109
TABLA 2.9.2.2-1 Datos técnicos de los intercambiadores de calor crudo- crudo.....	111
TABLA 2.10-1 Datos técnicos del separador de agua libre(FWKO).....	114
TABLA 2.11-1 Datos técnicos del calentador de fuego directo Heater Treater.....	117
TABLA 2.12-1 Datos técnicos del Degassing Vessel.....	118
TABLA 2.13-1 Datos técnicos de los tanques de crudo A/B/C.....	119
TABLA 2.19-1 Datos técnicos de la bomba de drenado del tanque de crudo A.....	124
TABLA 2.21-1 Datos técnicos de las bombas Booster de agua.....	125
TABLA 2.22-1 Datos técnicos de las bombas de inyección de agua.....	127

TABLA 2.23-1 Datos técnicos de las bombas de inyección de agua

Centrilift.....128

TABLA 3.1-1 Recopilación de

datos.....134

TABLA 3.1.1-1 Determinación de las propiedades Físico-Químicas

.....135

TABLA 3.1.9-1 Datos para el balance de

masa.....145

TABLA 3.2.1-1 Análisis Físico-Químico del agua de

formación.....155

TABLA 3.2.2-1 Tabla de datos y tiempo de

retención.....156

TABLA 3.2.3-1 Resultado de la calidad del agua a la entrada al

proceso.....157

TABLA 3.2.3-2 Resultado de la calidad del agua a la salida del

FWKO.....157

TABLA 3.2.4-1 Datos de

concentración.....157

TABLA 3.2.5-1 Resultado del balance de

masa.....158

INDICE DE FIGURAS Y GRAFICOS

Gráfico

Pp:

Gráfico 1.4-1 Corte transversal de un pozo de petróleo.....	34
Grafico 1.6-1 Microfotografía de una emulsión agua en petróleo.....	36
Grafico 1.8.3-1 Tipos de emulsión.....	39
Grafico 1.8.4-1 Emulsiones normales.....	40
Grafico 1.8.10-1 Estabilización de una gota de agua presente en el petróleo.....	44
Grafico 1.8.13-1 Factor de Stockes vs la temperatura y la gravedad API.....	49
Grafico 1.8.13-2 Efectos del drenaje de la película (a) y (b).....	51
Grafico 1.8.13-3 Absorción del surfactante (a) y (b).....	52
Grafico 1.8.15-1 Tipos de separadores.....	55
Grafico 1.8.15-2 Tanque de prueba.....	56
Grafico 1.8.15-3 Distribución en el interior del tanque.....	56

Grafico 1.8.17-1 Estructura de las emulsiones.....	58
Grafico 1.8.18-1 Disposición de las partículas emulsionadas.....	58
Grafico 1.8.19.1-1 Desestabilización del coloide.....	59
Grafico 1.8.19.2-1 Comprensión de la capa.....	61
Grafico 1.8.20.2-1 Acción del coagulante.....	61
Grafico 1.8.20.3-1 Formación del floculo.....	62
Grafico 1.8.20.3-2 Formación de los macro floculo.....	62
Grafico 1.8.20.4-1 Aglomeración y floculación de suspensiones coloidales.....	63
Grafico 1.8.20.5.1-1 Identificación de tuberías.....	64
Grafico 2.2-1 Inyección de agua en el proceso actual.....	69
Grafico 2.3-1 Sistema de mejorado de inyección de agua.....	70
Grafico 2.3-2 Locación del tambor de prueba.....	71

Grafico 2.7.1-1 Esquema del tanque propuesto.....	96
Grafico 2.7.1-2 Diseño estructural del tanque propuesto.....	97
Grafico 2.7.3-1 Bridas y Tuberías.....	99
Grafico 3.1.2-1 Diagrama del proceso actual en el Campo Villano.....	136
Grafico 3.1.3-1 Diseño del sistema de clarificación del agua de formación en el Campo Villano.....	137

INDICE DE ANEXOS

ANEXO

Pp:

ANEXO N° 1 : Datos tomados en Agosto

2007.....173

ANEXO N° 2 : Datos tomados en Septiembre

2007.....174

ANEXO N° 3 : Datos tomados en Octubre

2007.....175

ANEXO N° 4 : Datos tomados en Noviembre y Diciembre

2007.....176

ANEXO N° 5 : Curva de calibración Residual de aceite en

agua.....177

ANEXO N° 6 : Toma de

muestras.....178

ANEXO N° 7 : Medición de

BS&W.....178

ANEXO N° 8 : Resultados mejores muestras a la entrada al

proceso.....179

ANEXO N° 9 : Resultados mejores muestras a la salida del

FWKO.....179

ANEXO N° 10 : Tabla de aforo de tanques de

agua.....180

ANEXO N° 11 : Propiedades de las tuberías.....	181
ANEXO N° 12 : Propiedades de las tuberías.....	182
ANEXO N° 13 : Especificaciones de los metales.....	183

INTRODUCCION

La propia naturaleza de la explotación de los campos petroleros, trae consigo la producción de agua de formación (proveniente de la formación misma o del agua adicionada durante el proceso).

Todo esto viene acompañado con una gran cantidad de sólidos disueltos y en suspensión que darán lugar a las emulsiones directas o inversa, que dependiendo del yacimiento explotado, pueden aportar crudos con poca cantidad de agua y salmuera y en otros casos puede existir calidades de agua de formación que contengan gran cantidad de partículas de aceite .

El petróleo crudo que se produce en un campo se encuentra en la mayoría de los casos mezclado con agua, en cantidades que varían en un rango muy amplio de

acuerdo con varios factores, entre otros, la vida productiva del pozo, la tasa de producción y la procedencia del agua producida.

La emulsión es una mezcla de dos líquidos mutuamente inmiscibles, uno de los cuales está disperso en gotas en el otro; este es conocido como fase dispersa o interna y el líquido que rodea las gotas es llamado fase continua o externa. Es una suspensión coloidal.

El agua de producción contiene variedad de minerales y sales disueltas y por esta razón la gravedad específica puede estar en el rango de 1 a 1,27 y su salinidad desde cero hasta varios miles de cloruros.

Debido al crecimiento de interés en mejorar la productividad de las operaciones petroleras y la mayor cantidad de inyección de agua, la empresa Baker Petrolite en conjunto con la operadora internacional AGIP OIL ECUADOR, que se encargan de la explotación y tratamiento del petróleo en el campo Villano han visto la necesidad de presentar esta investigación con el propósito de mejorar la calidad del agua de inyección.

Este trabajo de investigación comprende métodos de análisis y de control tanto físico como químico, y el diseño de un tanque de dimensiones grandes (largo 29'-6" ft y 8'-0" ft de diámetro), para que pueda soportar 72,000 BAPD proveniente del proceso. Y dando alternativas para poder obtener una buena calidad de agua para poder ser inyectada sin ningún problema.

ANTECEDENTES

AGIP OIL ECUADOR en el campo Vilano conjuntamente con la Empresa Baker Petrolite se ha propuesto obtener un agua de inyección de buenas condiciones como para poder ser inyectadas a los pozos inyectoros.

En la actualidad por la gran cantidad de aceite en agua que existe en el agua de formación se produce taponamiento en el fondo de la formación del pozo, por lo que la empresa ha visto la necesidad de realizar tratamientos, los mismos que consiste en inyectar una píldora (mezcla) de solventes orgánicos para que se produzca un lavado de todos los residuos de hidrocarburo que se han quedado impregnados en el fondo del pozo.

Como la empresa AGIP OIL ECUADOR hace la licitación cada dos años para el tratamiento del crudo en general, comprende deshidratación, tratamiento antiescala y de corrosión así como el de clarificación del agua de formación. El problema de la calidad de agua de inyección se ha limitado solo ha dosificar coagulante y floculante, por lo que según los datos obtenidos se ha mantenido en promedio de 85 ppm de aceite en agua.

La Empresa Baker Petrolite ha propuesto este trabajo de investigación para poder disminuir este índice de aceite en agua, el mismo que no solo es bajar este valor sino que también se ahorraría tanto en la producción de petróleo como en aspecto económico.

JUSTIFICACIÓN

Como en este campo la calidad del agua de formación con que se cuenta no es satisfactoria para poder ser inyectada, debido a su alto contenido de ppm de aceite en agua que fluctúa entre los 95, lo que se ha producido un problema al ver que la formación del pozo se ha taponado y no ha estado recibiendo toda el agua de producción que se desearía.

Baker Petrolite se propuso preparar un trabajo de investigación que compile la información sobre este tema y así llegar a obtener una buena calidad de agua (un promedio de 60 ppm de aceite en agua), que pueda ser inyectada sin ninguna dificultad, lo que ocasionaría un ahorro en el proceso mismo y en lo económico.

Esto se logro primero tomando los datos de las variables de proceso como: presión y temperatura a la entrada y salida del proceso, fluidos de inyección hacia los pozos y así como la cantidad de aceite en agua con que se inicio el trabajo de investigación, hasta los valores obtenidos durante las pruebas que se realizo en laboratorio.

Para llegar a disminuir los valores de ppm de aceite en agua, se procedió primero a seleccionar el clarificador que mejores rendimientos nos dio en laboratorio, luego tuvimos que implementar tambor de 55 Gls en la cual se lleno de agua de formación y se añadió el clarificador seleccionado que nos dio una buena calidad de agua para poder ser inyectada, este trabajo realizado en laboratorio se lo puede aplicar dentro del proceso mismo.

OBJETIVOS

GENERAL

Optimizar el proceso de clarificación de agua de formación en la empresa Baker Petrolite.

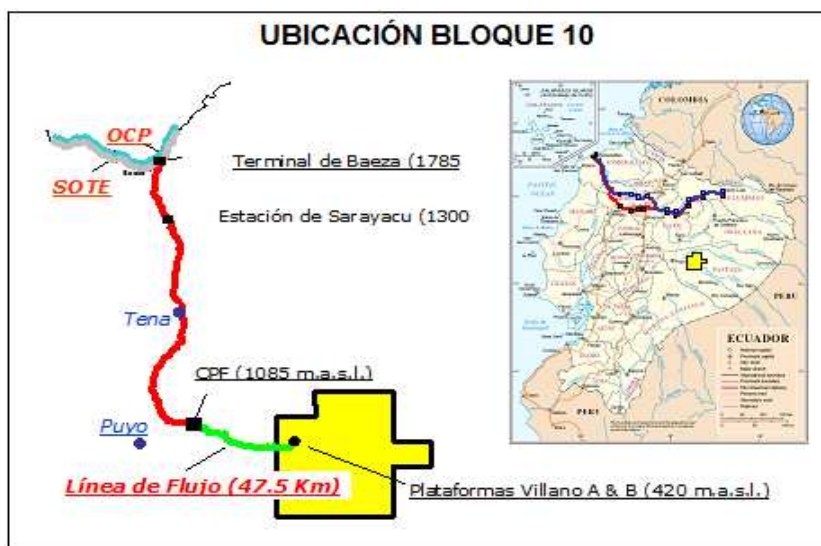
ESPECÍFICOS

- Diagnosticar la situación actual del sistema de clarificación de agua de formación en el campo Villano
- Caracterización Físico-Químico del agua de inyección.
- Establecer la concentración optima del clarificador empleado.

- Elegir la alternativa técnica y económica mas adecuada.
- Diseño del sistema de clarificación de agua de formación en el Campo Villano.

DATOS GENERALES DE LA EMPRESA.

La empresa Baker Petrolite es una proveedora de químicos a nivel internacional y aquí en el Ecuador realiza un trabajo en conjunto con AGIP OIL ECUADOR en convenio de prestación de servicios con el Estado Ecuatoriano, es operadora del Bloque 10, Campo Villano, ubicado en el la provincia de Pastaza. Comprende las siguientes áreas de operación: dos plataformas petrolíferas Villano A, Villano B y una instalación central de procesamiento CPF. Fuera de los límites del bloque las operaciones se extienden a Sarayacu donde se encuentra una estación de bombeo hacia la Terminal de Baeza en donde se entrega el crudo al SOTE con un BSW < a 0.5% y °API de 20.



Las características del tipo de petróleo que consta esta empresa es en general pesado (API de 20.1 a 20.0 corregidos a 60 grados Fahrenheit), y un BSW de 80%.

CAPITULO I

1. MARCO TEÓRICO

El petróleo crudo que se produce en un campo se encuentra en la mayoría de los casos mezclado con agua, en cantidades que varían en un rango muy amplio de acuerdo con varios factores, entre otros, la vida productiva del pozo, la tasa de producción y la procedencia del agua producida.

Dos tipos de agua están asociadas con la producción de petróleo, definidas como agua libre y agua emulsionada.

Agua libre, definida por el Instituto Americano del Petróleo (API), es la cantidad de agua de producción que se sedimentará y se separará del petróleo en cinco minutos. El resto de agua presente se considera emulsionada con el petróleo y requiere de un proceso de tratamiento para removerlo.

Adicionalmente diremos que el proceso de clarificación del agua de formación no se ha cumplido totalmente ya que los valores de residual de aceite en agua que se han reportado son de 80 a 100 ppm lo que ha dado lugar el taponamiento de la formación, lo que ocasiona que se reduzca el volumen de agua de inyección, ocasionando con esto reducción en la producción de oil, así como también gastos económicos en el tratamiento de ese pozo taponado.

Como el interés principal de esta investigación radica en la calidad del agua producida durante el proceso y a que tratamiento se somete dicha agua, nos referiremos a la operación unitaria de Clarificación, la misma que consiste en obtener una calidad de agua con la menor cantidad de residuos de crudo, para de esta manera facilitar la inyección de esta agua en los pozos inyectoros y que se evite los rutinarios y generalizados taponamientos que se producen en el interior de la formación.

En la actualidad la empresa dispone de dos tanques de almacenamiento de agua que recibe el flujo del agua de los diferentes Vessels del proceso como son: intercambiadores, Fwko y Heater Treaters. Esta agua que contiene aproximadamente

unos 95 ppm de residual de aceite en agua, es enviada a los pozos inyectoros mediante bombas horizontales. Es aquí donde entra nuestra investigación para poder disminuir la cantidad de aceite en agua de 95 ppm a unos 55 o 60 ppm máximo, valor que facilitaría la inyección de esta agua de formación.

Baker Petrolite ha presentado en el campo su nueva tecnología sobre producto para la clarificación de las aguas de producción o de formación, diseñado para ser utilizado en este tipo de aguas industriales.

Como se menciona anteriormente, el problema de los residuos con que vienen estas aguas de formación, ya sean disueltas o en suspensión hacen que previamente sean tratadas (al menos clarificadas), para poder ser enviadas a la formación en la cual son depositadas todas estas aguas.

El proceso de clarificación en estos últimos tiempos no ha sido del todo satisfactorio, ya que por su infraestructura desde el inicio no tiene un tanque que sirva de reposo, en el mismo que pueda tener un tiempo de residencia que permita una buena separación del crudo y del agua.

Como veremos en los datos recolectados durante el ensayo, las variables de proceso como presión, temperatura y fluido en términos generales no ha variado mucho o no se ha movido nada.

Este proyecto de mejoramiento de la calidad del agua de producción tiene como propósito llegar a obtener 55 o 60 ppm de aceite en agua para poder ser reinyectado a los pozos inyectoros de agua.

1.1 ¿QUE ES AGUA DE PRODUCCIÓN?

En formaciones que se encuentran en el subsuelo, las rocas que se formaron naturalmente están impregnadas con fluidos como el agua de formación, petróleo, o

gas (o alguna combinación de estos fluidos).

Se cree que en la roca, en la mayoría de las formaciones petrolíferas fue saturada con agua y atrapada por el oíl. Los hidrocarburos menos densos migran para tomar posiciones, desplazando un poco al agua de formación, dando lugar a un embalse de hidrocarburos.

1.2 CARACTERISTICAS DE AGUAS DE FORMACIÓN.

El agua de formación no esta constituida por una sola materia. Sus propiedades físico-químicas varían bastante según la posición geográfica del campo. La formación geológica con la cual el agua de formación ha estado en contacto por miles de años dando un tipo de producto de hidrocarburo especifico, así como las propiedades del agua de producción y su volumen pueden variar hasta en los diferentes sitios de un mismo embalse.

1.3 COMPONENTES PRINCIPALES DE LAS AGUAS DE FORMACIÓN.

El conocer los componentes específicos de las aguas de producción es necesario para regular y para seleccionar las diferentes operaciones como la recuperación secundaria.

El agua y el petróleo son los componentes de las aguas de producción que deben recibir la mayor atención tanto en las operaciones en tierra como en las aguas costeras, donde interesa en especial el contenido de sal (expresado como salinidad), la conductividad y los TDS, esto es uno de los problemas principales en las operaciones petroleras en tierra.

Además debemos añadir las partículas que se encuentran en diferentes estados físicos como: soluciones, suspensiones y emulsiones.

A más de sus componentes naturales, las aguas de formación producidas en la

industria petrolera puede también contener agua subterránea o agua de arena (generalmente llamada agua de formación “de la fuente”), inyectado para mantener las presiones en el embalse, así como diversos sólidos y bacterias. Las aguas de producción son más salinas que las aguas subterráneas ya que estas pueden incluir aditivos químicos utilizados en perforación y producción.

Al igual que las sustancias químicas de depósito de incrustaciones, las bacterias potencialmente perjudiciales indudablemente han estado presentes en las aguas producidas y de inyección desde los comienzos de la industria. Sin embargo, las bacterias no fueron reconocidas como problema potencial hasta la década de los 50. Entonces se reconocieron dos áreas de problemas significativos, y ambas podrían ser serias. Muchas aguas acarreaban lo que se clasifica como bacterias formadoras de lama. Bajo una amplia variedad de condiciones ambientales del agua, estas bacterias pueden multiplicarse rápidamente y constituir un grave problema de obstrucción en los pozos inyección de agua.

El tratamiento por inyección de aguas producidas en campos petroleros, es una práctica común desde hace mucho tiempo por las empresas petroleras alrededor del mundo e inclusive es utilizada como un método de recuperación secundaria. Los pozos de inyección para proteger el medio ambiente, deben inyectar las aguas debajo de niveles de aguas subterráneas que se usen o potencialmente usables, así mismo el pozo debe estar completamente sellado por encima del punto de inyección de agua producida.

Es factible convertir pozos de producción abandonados en pozos de inyección de agua, con el siguiente ahorro de perforación de nuevos pozos.

Con las técnicas y métodos realizarán el análisis de agua de manera rutinaria en el laboratorio. Ello permitirá efectuar mediciones extremadamente exactas de la muestra que se tome. Desafortunadamente, ciertas propiedades del agua pueden cambiar en forma muy rápida después del muestreo, siendo las más usuales ph, temperatura, contenido de gas disuelto, sólidos suspendidos, aceite en agua y población bacteriana. Muchas de las propiedades que son de principal importancia pueden, por lo tanto, ser determinadas únicamente, a través de mediciones en el emplazamiento (en el campo). Es por esta razón que un análisis completo comprende tanto mediciones de laboratorio como de campo.

El agua es el principal producto residual de la industria del petróleo y gas durante la vida de todos los pozos productores. El agua que produce conjuntamente con el aceite es conocido como "salmuera", "agua salada", "agua producida", etc. cada día deben manipularse miles de barriles de agua.

El agua de producción contiene sales disueltas, sólidos en suspensión, metales pesados e hidrocarburos dispersos y disueltos en el agua producida.

El tratamiento y eliminación de todos los desechos, incluyendo el agua producida, de conformidad con los reglamentos y pautas ambientales aceptadas, tratan los síntomas pero no atacan necesariamente la raíz o causa del problema. Por otra parte, el tratamiento y la forma de eliminación elegidos, aunque pueden satisfacer los requisitos para la protección ambiental pueden no ser la forma óptima de manejar el desecho dentro del esquema general de producción considerado.

1.4 ¿CÓMO ES UN POZO DE PETRÓLEO?

Para comprender este trabajo de investigación es importante tener una comprensión básica de cómo se procede en la industria petrolera y cuáles son las herramientas. El petróleo se encuentra en el subsuelo contenido en rocas madre, las mismas que constan de algunos kilómetros de superficie.

Al hablar de reservorio, nos imaginamos una especie de tanque en el cual el petróleo y el gas se encuentran almacenados. La realidad es diferente.

Ese reservorio es en general alguna roca porosa de tipo arcilloso o arena, no es un gran agujero vacío. Al realizar las tareas de prospección geológica (previas a cualquier decisión de perforación) lo que se intenta es buscar este tipo de formaciones que son aptas para la contención de los hidrocarburos.

En el Gráfico N°1.4-1 que ha continuación describimos podemos apreciar como esta formado un pozo de petróleo.

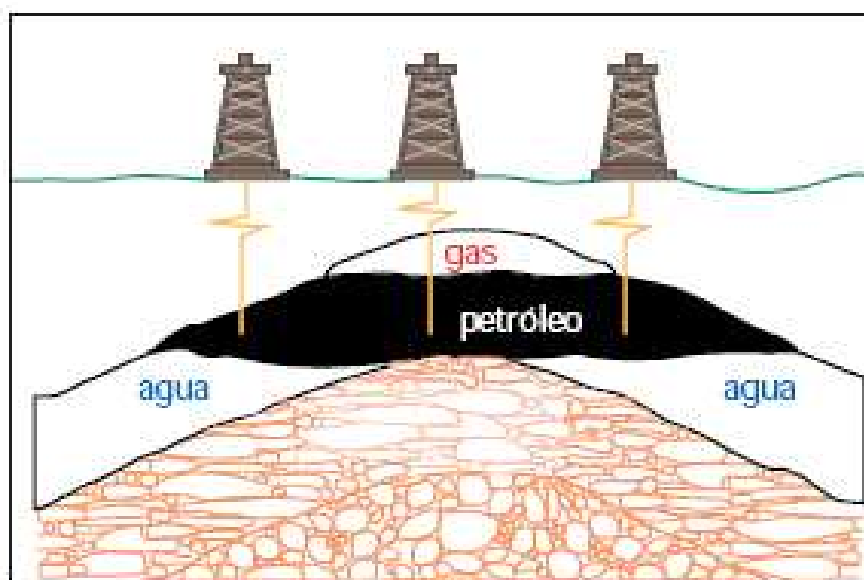


Gráfico N°1.4-1 Corte transversal de un pozo de petróleo

1.5 OPERACIONES DE PRODUCCION.

La producción requiere que los fluidos que ingresan al pozo encuentren condiciones favorables para fluir hacia la superficie donde son procesados, separados y despachados al mercado.

Conforme continúa la producción, la presión en el reservorio y en los alrededores de los pozos de producción disminuye, pero la producción de agua producida se incrementa.

Se produce el movimiento de fluidos dentro del reservorio y el contacto establecido entre el petróleo y el agua es perturbado. Los movimientos de fluidos que se presentan en el reservorio producen el cambio de contactos del petróleo con el agua.

En resumen, todos los pozos producen agua, cuya cantidad varía desde muy pequeña hasta varias veces el volumen de petróleo en los últimos períodos de vida del campo petrolífero. En la mayoría de los casos, la producción de agua es inevitable en la vida del pozo y los volúmenes pueden incrementarse drásticamente al producirse la filtración del agua a través del petróleo y después lentamente, hasta alcanzar el límite económico.

Los pozos de gas también producen agua, aunque por lo general, las cantidades son considerablemente más pequeñas que en los pozos de petróleo.

1.6 DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS

La deshidratación de crudos es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado. Generalmente, este porcentaje es igual o inferior al 1 % de agua. Una parte del agua producida por el pozo petrolero, llamada agua libre, se separa fácilmente del crudo por acción de la gravedad, tan pronto como

la velocidad de los fluidos es suficientemente baja. La otra parte del agua está íntimamente combinada con el crudo en forma de una emulsión de gotas de agua dispersadas en el aceite, la cual se llama emulsión agua/aceite (W/O), como se muestra en la Gráfico N° 1.6-1

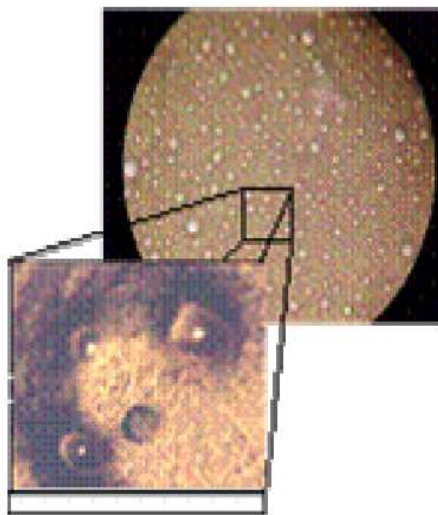


Gráfico N° 1.6-1 Microfotografía de una emulsión agua en petróleo

El papel que hace el deshidratante en la situación inicial es una emulsión W/O estabilizada por surfactantes naturales y partículas autóctonas del crudo. La química deshidratante es una mezcla de surfactantes de carácter hidrofílico que se solubiliza en un solvente hidrocarbonado de tipo aromático para viajar por difusión y convección por la fase externa de la emulsión, es decir, el petróleo crudo, y adsorberse en la interface de la gota de agua. Este deshidratante combina sus efectos con los del surfactante natural, obteniéndose una mezcla eficaz que hace la emulsión inestable.

1.7 ¿DONDE Y CÓMO SE PRODUCEN LAS EMULSIONES AGUA EN PETRÓLEO?

El agua y el aceite son esencialmente inmiscibles, por lo tanto, estos dos líquidos coexisten como dos líquidos distintos. La frase “aceite y agua no se mezclan” expresa la mutua insolubilidad de muchos hidrocarburos líquidos con el agua.

La presencia de dobles enlace carbono-carbono (por ejemplo alquenos y aromáticos) incrementan la solubilidad del agua. El agua está lejos de ser soluble en hidrocarburos saturados (por ejemplo: parafinas o alcanos) y su solubilidad disminuye con el incremento del peso molecular de los hidrocarburos.

Existen tres requisitos esenciales para formar una emulsión:

- Dos líquidos inmiscibles, como el agua y el aceite.
- Suficiente agitación para dispersar uno de los líquidos en pequeñas gotas en el otro.
- Un agente emulsionante para estabilizar las gotas dispersas en la fase continúa.

En los campos petroleros las emulsiones de agua en aceite (W/O) son llamadas emulsiones directas, mientras que las emulsiones de aceite en agua (O/W) son llamadas emulsiones inversas. Esta clasificación simple no siempre es adecuada, ya que emulsiones múltiples o complejas (O/W/O ó W/O/W) pueden también ocurrir. Además, esta clasificación es muy particular de la industria petrolera, ya que en general las emulsiones O/W son denominadas emulsiones normales y las W/O son las inversas.

En las emulsiones directas, la fase acuosa dispersa se refiere generalmente como agua y sedimento (A&S) y la fase continua es petróleo crudo.

Otra terminología en la industria petrolera es clasificar las emulsiones directas producidas como duras y suaves. Por definición una emulsión dura es muy estable y difícil de romper, principalmente porque las gotas dispersas son muy pequeñas. Por otro lado, una emulsión suave o dispersión es inestable y fácil de romper. En otras

palabras, cuando un gran número de gotas de agua de gran diámetro están presentes, ellas a menudo se separan fácilmente por la fuerza gravitacional. El agua que se separa en menos de cinco minutos es llamada agua libre.

La cantidad de agua libre depende de la relación agua/aceite y varía significativamente de un pozo a otro. En este trabajo, la palabra "agua" significa agua producida y es una salmuera conteniendo cloruro de sodio y otras sales.

1.8 EMULSIONES

1.8.1 DEFINICIÓN DE EMULSIÓN.

Es una mezcla de dos líquidos inmiscibles (incompatibles), uno de los cuales se encuentra disperso en forma de gotas dentro del otro.

1.8.2 COMPONENTES.

1. Fase interna o discontinua.- Son las gotas dispersas de uno de los líquidos, el que generalmente se encuentra en menor proporción.
2. Fase externa o continua.- Es el líquido que está alrededor de las gotas o que las contienen y que generalmente está presente en mayor proporción.

1.8.3 TIPOS DE EMULSIONES

- a) Normal (agua en petróleo)
- b) Inversa (petróleo en agua)
- c) Duales (petróleo en agua a su vez en petróleo)

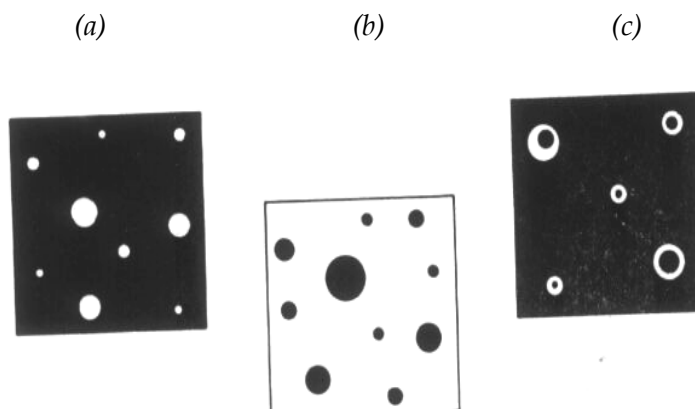


Gráfico N° 1.8.3-1 Tipos de emulsiones

1.8.3.1 Emulsión normal.- En la industria petrolera la emulsión normal esta constituida por minúsculas gotas de agua dispersas o suspendidas dentro del petróleo crudo (emulsión agua en petróleo).

1.8.3.2 Emulsión reversa.- Es la suspensión de finas gotas de petróleo en agua salada. En este caso, el petróleo es la fase dispersa y el agua es la fase continua (emulsión petróleo en agua).

1.8.4 SUBDIVISIÓN DE UNA EMULSIÓN NORMAL

- Emulsión inestables o débiles
- Emulsión promedia o moderada
- Emulsión estable o fuerte

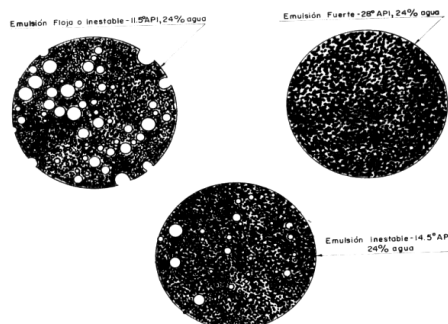


Gráfico N° 1.8.4-1 Emulsiones normales

La estabilidad de las emulsiones varia para diferentes campos, para los diferentes pozos en un mismo campo, para un mismo pozo en diferentes periodos de su productividad.

Principalmente depende de la presencia de una tercera sustancia llamada *agente emulsionante, o emulsificante.*

1.8.5 AGENTES EMULSIFICANTES.

Agentes emulsificantes son los que estabilizan la emulsión por medio de su presencia, que altera las características de la interface agua-aceite. Tales agentes, siempre se encuentran en el petróleo formando una gran variedad de componentes de alto peso molecular como resinas, fenoles, ácidos orgánicos, sales metálicas, arcillas, parafinas y asfáltenos que contienen azufre, nitrógeno, oxígeno, metales, etc.

1.8.6 CONDICIONES.

La condición básica, necesaria e indispensable para la formación de las emulsiones es la agitación. Suficiente agitación para dispersar un líquido en finísimas gotas dentro del otro. Sin embargo, cualquier cantidad de agitación no producirá una emulsión a menos que ambos líquidos sean inmiscibles e insolubles mutuamente.

El tamaño de las gotas de agua dispersas dependen del tipo y la diversidad de la agitación que se ha producido en el fluido, generalmente efecto del sistema de extracción o producción.

1.8.7 FORMACIÓN DE LAS EMULSIONES.

Las emulsiones agua en petróleo (W/O), se forman por la gran cantidad de agitación y turbulencia que se produce en el fluido. Esta agitación es producida por los componentes mismos de la completación de un pozo, métodos de extracción y de más accesorios existentes hasta llegar a la estación de producción.

- a) En las zonas de producción siempre existirá alta velocidad y suficiente turbulencia para emulsionar el crudo con el agua salada.
- b) Los grandes volúmenes de gas logran severas condiciones de agitación y conducen a la formación de emulsiones: crean flujos intermitentes a lo largo de una línea que ocasionan además la formación de espuma.
- c) Las bombas electro sumergibles crean severa agitación dentro del pozo y normalmente producen emulsiones difíciles que deben tratarse desde el cabezal.
- d) El sistema de bombeo hidráulico sumergible (POWER OIL), que utiliza al crudo como fluido hidráulico a alta presión para energizar las bombas en el fondo del pozo produce una severa agitación. Hay que destacar que el tipo de bomba jet ocasiona emulsiones más estables y difíciles que el tipo de pistón por cuanto el sistema JET utiliza chorros de alta velocidad que pulverizan el agua en gotas de tamaño microscópico.
- e) El sistema de levantamiento artificial por medio de inyección de gas (Gas Lift) que utiliza grandes cantidades de gas a altas presiones, origina severos problemas de emulsión y convierte en espuma al crudo extraído.

f) Las facilidades de producción como válvulas, estranguladores, codos, manifolds y demás accesorios, producen suficiente agitación para completar el emulsionamiento del agua en el crudo.

1.8.8 FACTORES QUE ESTABILIZAN LAS EMULSIONES.

La estabilidad de las emulsiones depende del tamaño al que han sido fraccionadas y dispersas las gotas de agua dentro del crudo. Depende también de los agentes emulsificantes y de las condiciones en la que la emulsión ha sido producida.

Otro factor es la edad de las emulsiones, pues el paso del tiempo afecta a la emulsión que permanece en el crudo tornándole mas resistente y difícil de tratar. Los trabajos de reacondicionamiento, estimulaciones de los pozos, etc, traen agentes extraños al fluido y estabilizan las emulsiones, las cuales vuelven difíciles y hasta imposible de resolver. Antes de emprender cualquier tipo de trabajo en un pozo es necesario realizar pruebas de laboratorio de compatibilidad del fluido del pozo y así podremos obtener resultados satisfactorios.

1.8.9 DEMULSIFICACIÓN.

La demulsificación es la unión de la fase dispersa de una emulsión para formar una capa separada, para luego, en el caso del agua, ser decantada al fondo del recipiente que contiene la emulsión.

1.8.10 ¿CUALES SON LOS AGENTES EMULSIONANTES?

Los agentes emulsionantes son numerosos y pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- Compuestos naturales surfactantes tales como asfaltenos y resinas conteniendo ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de azufre, fenoles, cresoles y otros surfactantes naturales de alto peso molecular.

- Sólidos finamente divididos, tales como arena, arcilla, finos de formación, lodos de perforación, fluidos para estimulación, incrustaciones minerales, productos de la corrosión (por ejemplo sulfuro de hierro, óxidos), parafinas, asfaltenos precipitados. Los fluidos para estimulación de pozos pueden contribuir a formar emulsiones muy estables.

- Químicos de producción añadidos tales como inhibidores de corrosión, biocidas, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes.

Los surfactantes naturales se definen como macromoléculas con actividad interfacial que tienen un alto contenido de aromáticos y por lo tanto relativamente planas con al menos un grupo polar y colas lipofílicas, con actividad interfacial. Estas moléculas pueden apilarse en forma de micelas. Se forman de las fracciones ácidas de asfaltenos, resinas, ácidos nafténicos y materiales porfirínicos.

Estos surfactantes pueden adsorberse a la interfase de la gota de agua y formar una película rígida que resulta en una alta estabilidad de la emulsión W/O formada, lo cual ocurre en menos de tres días. Es por eso, que la emulsión debe tratarse lo más pronto posible con diferentes agentes tales como: química deshidratante, calor y sedimentación por.

La película interfacial formada estabiliza la emulsión debido a las siguientes causas:

- a) Aumenta la tensión interfacial. La presencia de sales también aumenta la tensión interfacial.
- b) Forman una barrera viscosa que inhibe la coalescencia de las gotas. Este tipo de película ha sido comparada con una envoltura plástica.

c) Si el surfactante o partícula adsorbida en la interface es polar, su carga eléctrica provoca que se repelan unas gotas con otras.

Un segundo mecanismo de estabilización ocurre cuando los emulsionantes son partículas sólidas muy finas. Para ser agentes emulsionantes, las partículas sólidas deben ser más pequeñas que las gotas suspendidas y deben ser mojadas por el aceite y el agua. Luego estas finas partículas sólidas o coloides (usualmente con surfactantes adheridos a su superficie) se colectan en la superficie de la gota y forman una barrera física. Ejemplos comunes de este tipo de emulsionante son el sulfuro de hierro y la arcilla.

En el Gráfico N°1.8.10-1 se muestra la adsorción de diferentes partículas emulsionantes en una gota de agua.

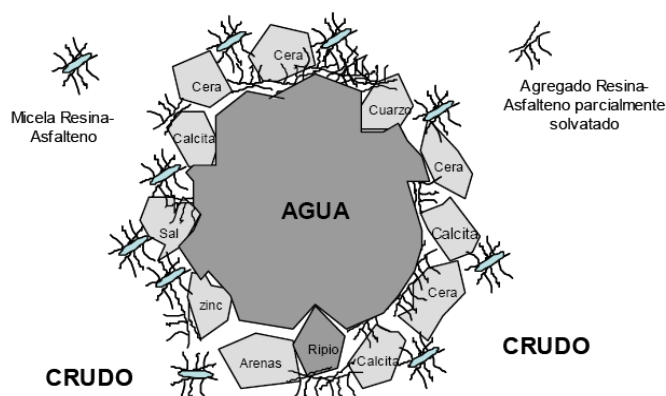


Gráfico N°1.8.10-1 Estabilización de una gota de agua presente en el petróleo crudo.

1.8.11 PROPIEDADES QUE INTERVIENEN EN LA ESTABILIDAD DE LA EMULSION

El rompimiento de la emulsión depende de las siguientes propiedades

a) Tensión interfacial. Una reducción de la tensión interfacial no es suficiente para aumentar la estabilidad de la emulsión. Lo cual revela que hay otros componentes que influyen en la estabilización de las emulsiones además de las resinas y asfáltenos.

b) Viscosidad de la fase externa. Una viscosidad alta en la fase externa disminuye el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión. Este efecto puede ser minimizado calentando la emulsión.

c) Tamaño de la gota. Gotas muy pequeñas menores de 10 μm generalmente producen emulsiones más estables. Una amplia distribución de tamaños de partículas resulta en general en una emulsión menos estable.

d) Relación de volumen de fases. Incrementando el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o tamaño de gota y el área interfacial. La distancia de separación se reduce y esto aumenta la probabilidad de colisión de las gotas. Todos estos factores reducen la estabilidad de la emulsión.

e) Temperatura. Usualmente, la temperatura tiene un efecto muy fuerte en la estabilidad de la emulsión. Incrementando la temperatura se reduce la adsorción de surfactantes naturales y disminuye la viscosidad de la fase externa, la rigidez de la película interfacial y la tensión superficial. Todos estos cambios reducen la estabilidad de la emulsión. En presencia de surfactantes aniónicos, un aumento de temperatura aumenta la afinidad de estos por la fase acuosa, mientras que lo inverso ocurre con surfactantes no-iónicos.

f) pH. La adición de ácidos o bases inorgánicos cambia radicalmente la formación de películas de asfáltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua-aceite. Ajustando el pH se puede minimizar la rigidez de la película que estabiliza la emulsión y aumentar la tensión superficial.

g) Envejecimiento de la interface. A medida que la interface envejece la adsorción de los surfactantes se completa y debido a las interacciones laterales entre las moléculas aumenta la rigidez de la película hasta un valor estable en unas 3 a 4 horas. Esta película o piel alrededor de la gota llega a ser más gruesa, más fuerte y más dura. Además, la cantidad de agentes emulsionantes se incrementa por oxidación, evaporación o por la acción de bacterias.

h) Salinidad de la salmuera. La concentración de la salmuera es un factor importante en la formación de emulsiones estables. Agua fresca o salmuera con baja concentración de sal favorecen la estabilidad de las emulsiones. Por el contrario, altas concentraciones de sal tienden a reducirla.

i) Tipo de aceite. Los crudos con aceite de base parafínica usualmente no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta forman emulsiones estables.

Ceras, resinas, asfaltenos y otros sólidos pueden influenciar la estabilidad de la emulsión. En otras palabras, el tipo de crudo determina la cantidad y tipo de emulsionantes naturales.

j) Diferencia de densidad. La fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia en densidades entre la gota y la fase continua. Aumentando la diferencia de densidad por incremento de la temperatura se logra aumentar la velocidad de sedimentación de las gotas y por ende, se acelera la coalescencia.

k) Presencia de cationes. Los cationes divalentes como calcio y magnesio tienen tendencia a producir una compactación de las películas adsorbidas, probablemente por efecto de pantalla electrostática de un lado, y por otro, la precipitación de sales insolubles en la interface.

1.8.12 PREVENCIÓN DE EMULSIÓN AGUA EN PETRÓLEO

Las emulsiones se forman en el aparataje de producción del pozo y en las instalaciones de superficie debido al cizallamiento, por lo que es recomendable eliminar la turbulencia y remover el agua del aceite lo más pronto posible. Algunos recomiendan inyectar el surfactante a fondo de pozo para prevenir la formación de la emulsión. Las recomendaciones anteriores no siempre son posibles lograrlas, por lo que en muchos casos es necesario prepararse para el rompimiento de la emulsión inevitablemente formada.

La mejor forma de deshidratar es evitar que se produzca la emulsión o por lo menos reducir al máximo las condiciones que favorezcan la emulsión, a saber la producción conjunta de varios fluidos y la agitación.

En los casos de bajo contenido de agua (< 10%) resulta ventajoso añadir agua en fondo de pozo antes que se produzca la emulsión porque así la emulsión formada será menos estable (el tamaño de gotas aumenta).

1.8.13 MECANISMO DE RUPTURA DE LA EMULSIÓN AGUA EN PETRÓLEO

Diversos estudios se han hecho sobre los mecanismos de ruptura de una emulsión W/O. Según el análisis de Jeffreys y Davies en 1971 estas etapas se reducen a dos:

Etapas 1. Acercamiento macroscópico de las gotas

Cuando las gotas de fase dispersa son más o menos grandes se aproximan por sedimentación gravitacional, gobernadas por las Leyes de Stokes (basada en la suposición de gotas esféricas rígidas, Ec. 1.8.13.1) o de Hadamard (movimiento

convectivo interno en las gotas y efecto de la viscosidad de la fase interna, Ec. 1.8.13.2), pero sí son menores de 5 μm está presente el movimiento Browniano.

$$V_s = \frac{2(\rho_1 - \rho_2)gr^2}{9\eta_e} = f_s \cdot r^2 \quad \text{Ec. 1.8.13-1}$$

$$V_H = V_s \frac{\left(1 + \frac{\eta_e}{\eta_i}\right)}{\left(1 + \frac{2}{3} \frac{\eta_e}{\eta_i}\right)} \quad \text{Ec. 1.8.13-2}$$

Donde:

V_s = velocidad de sedimentación de Stokes (cm/s).

V_H = velocidad de sedimentación de Hadamard (cm/s).

ρ_1 = densidad del agua (g/cm³).

ρ_2 = densidad del crudo (g/cm³).

g = aceleración de gravedad (cm/s²).

r = radio de las gotas de agua dispersas en el crudo (cm).

η_e = viscosidad de la fase externa (cp).

η_i = viscosidad de la fase interna (cp).

f_s = factor de Stokes (1/cm.s)

Una velocidad de sedimentación del orden de 1 mm por día es suficientemente baja para que el movimiento de convección térmica y el movimiento Browniano la compense. Esto indica que el problema de sedimentación puede volverse muy severo para crudos pesados o extrapesados, para los cuales la diferencia de densidad es poca y la viscosidad es alta.

De los parámetros incluidos en la Ec. 1.8.13-1, la viscosidad es la que presenta mayor influencia, producto de la gran sensibilidad de este parámetro ante variaciones en la

temperatura. En el Gráfico N°1.18.3-1 se muestra la variación de la velocidad de asentamiento con la temperatura en términos del factor de Stokes ($f_s = V_s/r^2$) para crudos de distintas gravedades API. Como puede verse, el efecto de la variación en la temperatura y la gravedad API en el factor de Stokes es drástico para crudos muy viscosos, lo que da lugar a diferencias de varios órdenes de magnitud en la velocidad de sedimentación cuando se considera una pequeña variación en la gravedad API o se incrementa la temperatura.

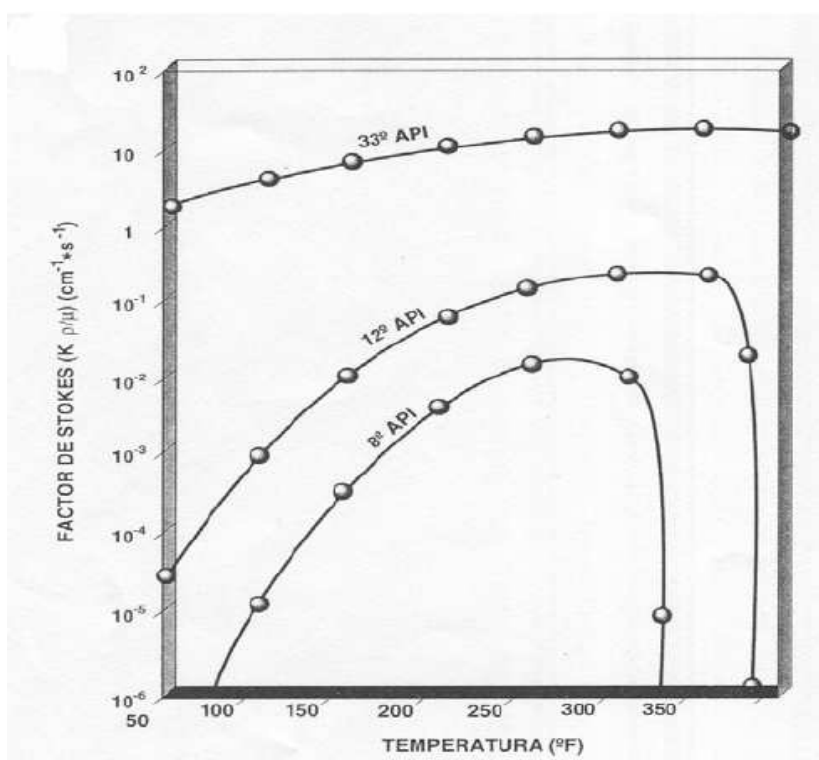


Gráfico N°1.8.13-1 Variación del factor de Stokes con la temperatura y la gravedad API.

Etapas 2. Drenaje de la película

Al final de la etapa anterior, las gotas se deforman y se genera una película intergota, dando inicio así a la segunda etapa del proceso llamada “drenaje de la película”,

donde están involucrados fenómenos interfaciales relacionados con la presencia de surfactantes adsorbidos.

Una vez que dos gotas se acercan, se produce una deformación de su superficie (adelgazamiento del orden de 0,1 micras o menos) y se crea una película de fluido entre las mismas, con un espesor alrededor de 500 Å.

La velocidad de drenaje de la película depende de las fuerzas que actúan en la interface de la película. Cuando dos gotas de fase interna de una emulsión se aproximan una a la otra debido a las fuerzas gravitacionales, convección térmica o agitación, se crea un flujo de líquido entre ambas interfaces y el espesor de la película disminuye.

El flujo de líquido de la película trae consigo moléculas de surfactantes naturales adsorbidas debido al flujo convectivo creando un gradiente de concentración en la interface.

Este gradiente de concentración produce una variación en el valor local de la tensión interfacial (gradiente de tensión) que genera una fuerza opuesta al flujo de líquido fuera de la película. El Gráfico N°1.8.13-2 (a), Efecto del drenaje de la película sobre la concentración de surfactantes naturales. (b) Efecto de la concentración superficial sobre la variación en la tensión interfacial en el interior de la película drenada.

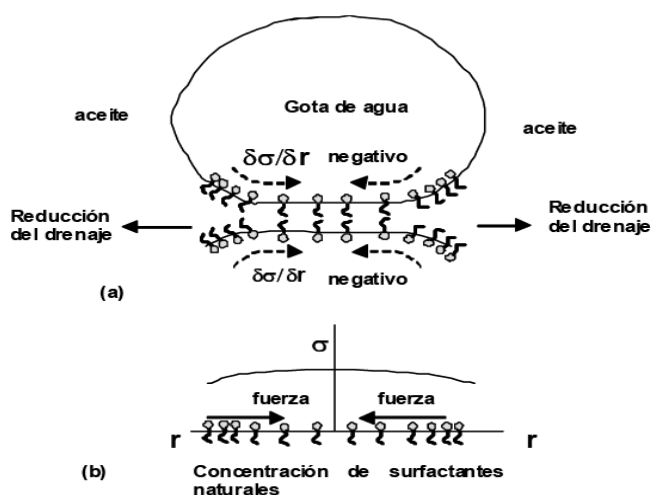


Gráfico N°1.8.13-2 Efecto del drenaje de la película (a) y (b)

El esfuerzo de corte asociado con el drenaje tiende a concentrar la mayor parte de las moléculas de surfactante natural fuera de la película y a disminuir su concentración en el interior de la película. Las moléculas de desemulsionantes son adsorbidas en los espacios dejados por los surfactantes naturales en la película.

Por la variación de la tensión interfacial con el tiempo, la tasa de adsorción de los desemulsionantes en la interface crudo/agua es más rápida que la de los surfactantes naturales del crudo. Cuando la película llega a ser muy delgada y debido a la proximidad de la fase dispersa, las fuerzas de atracción de Van der Waals dominan y ocurre la coalescencia.

Toda vez que ocurre el acercamiento de las gotas se pueden presentar varios tipos de interacciones entre ellas que retrasen o aceleren el drenaje de la película. Por ejemplo, cuando las gotas poseen en la interface una carga eléctrica, su acercamiento está inhibido por una repulsión de tipo eléctrico.

La mejor forma de eliminar estos efectos es anular las interacciones del surfactante natural, lo cual se logra mediante la formulación fisicoquímica.

En el Gráfico N°1.8.13-3 se observa una ilustración esquemática (a) la adsorción del surfactante deshidratante en la superficie libre de la película y (b) el efecto de la concentración superficial del surfactante natural y las moléculas de deshidratante sobre la variación de la tensión interfacial en el interior de la película drenada.

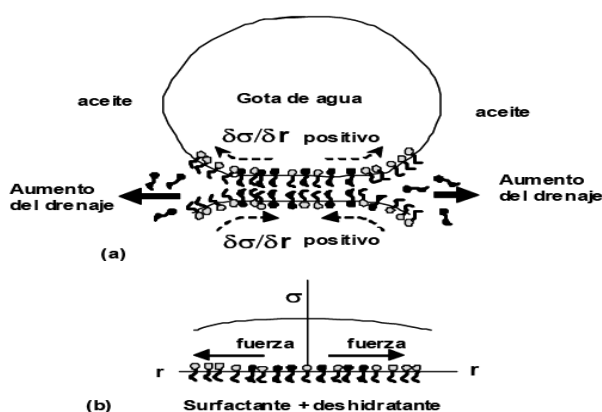


Gráfico N°1.8.13-3 Adsorción del surfactante (a) y (b).

1.8.14 PROCESO DE DESHIDRATACIÓN

El principal objetivo es obtener un petróleo bajo las especificaciones dadas de contenido de agua, usualmente por debajo de 1%. El proceso consiste en la separación paso a paso y en algunos casos simultáneos de los componentes del fluido.

1.8.15 ETAPAS DE SEPARACIÓN.

- El fluido producido es una mezcla de gas, petróleo, agua y algunas ocasiones sólidos.
- Separación gas líquido: el gas es separado de la fase líquida mediante un separador de gas. El proceso incluye caída de presión, expansión del gas, cambios bruscos de dirección del flujo mediante el choque contra barreras difusoras.

- Separación de agua-petróleo: el petróleo y el agua son separados por diferencia de densidades.
- La inclusión de temperatura incrementa la eficiencia de separación.
- Equipos como tanques de lavado, tratadores térmicos y tanques de sedimentación son usados.
- Separación de sólidos: usualmente su separación ocurre en los anteriores equipos por diferencia de peso.

El fluido de un yacimiento petrolero está formado por dos líquidos, agua salina y petróleo, y gas, los mismos que pueden venir mezclados o separados parcialmente de acuerdo a las condiciones de presión y temperatura en el sitio donde se encuentren. El primer equipo que va a liberar dichas fases en un alto porcentaje es el separador, que es un cilindro vertical u horizontal con unos dispositivos internos para obtener por la parte superior una corriente de gas con la menor cantidad de líquidos en suspensión; y, una corriente de líquido por la parte inferior con la menor cantidad de gas disuelto.

Las variables que favorecen la separación de fases son la temperatura, adición de demulsificantes y rompedores de espuma, tiempos de residencia o tratamiento mayores; y, dispositivos internos como deflectores, extractores de niebla, eliminadores de flujos intermitentes y otros.

La selección de un separador bifásico o trifásico en campos petroleros dependen de varios factores como cantidad de agua libre, relación gas-petróleo, sistemas de tratamiento de agua, tipo de instrumentación, que deben ser considerados para la producción actual y futura.

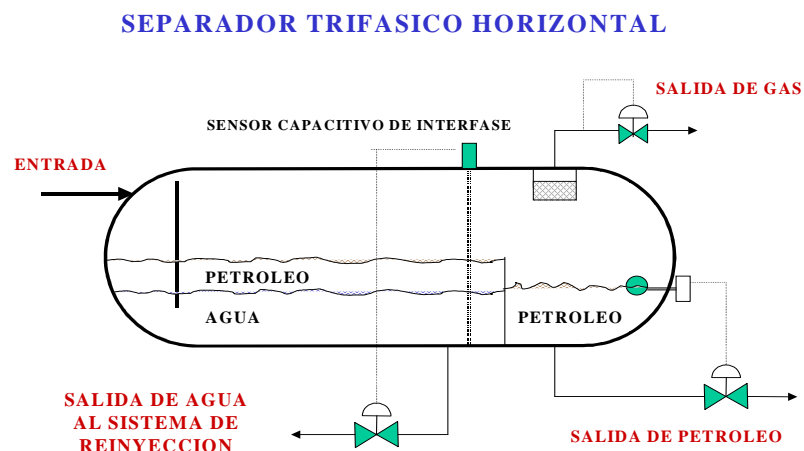
Es el equipo más importante de una estación de producción, se realiza la separación mayor de los tres fluidos del yacimiento: gas, emulsión (mezcla agua-petróleo) y agua salina.

La separación instantánea ocurre cuando se reduce la presión bruscamente en una mezcla de gas y petróleo, como resultado de este proceso se produce más gas que líquido. En la separación diferencial, el gas a medida que se libera es removido del sistema, obteniéndose una mayor producción de líquido que gas.

Los separadores se pueden clasificar por el tipo de construcción en: horizontales, verticales y esféricos.

Internamente está constituido por los siguientes dispositivos, ver Gráfico N°1.8.15-1

- Deflector: es una placa cóncava en donde chocan los fluidos y se esparcen a lo largo del diámetro del separador. Básicamente, sirve para disgregar las fases gas y líquido, y dentro de la fase líquida eliminar la mayor cantidad de gas en solución. Debe estar soportado firmemente en la estructura interna del separador, porque recibe impactos fuertes de pozos con flujo intermitente o producido por gas.



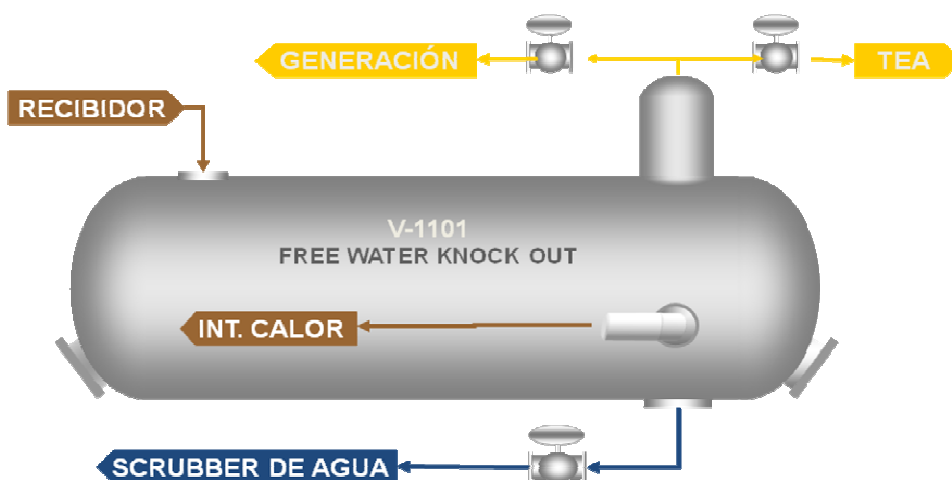


Gráfico N° 1.8.15-1 Tipos de separadores

- Extractores de niebla: eliminan las gotitas de líquido que arrastra la corriente de gas, formando caminos sinuosos. En la sección de asentamiento y almacenamiento se colocan dispositivos como placas deflectoras de diferente geometría, cuyo propósito es cortar posibles "oleajes" internos y ayudar a retener gotas de líquidos grandes que puede arrastrar la corriente de gas.
- Vertedero: localizada en la parte opuesta al ingreso del fluido; sirve para separar en dos compartimentos la parte inferior del equipo, que estará ocupada por los líquidos emulsión y agua, drenándose por la diferencia de densidades, el petróleo al compartimento de descarga.
- Controladores de nivel: tanto para el petróleo como agua, serán los instrumentos que enviarán las señales de apertura y cierre a las válvulas respectivas.

Para proceder a inyectar el agua de formación requiere que se mejore su calidad, pues esta trae consigo sustancias: arena, arcillas, etc, o compuestos como sales, óxidos, sulfuros, etc (formadores de emulsiones).

El agua que actualmente se inyecta en esta ocasión no es sometida a un tratamiento adecuado para mejorar la calidad de la misma, por lo que es necesario realizar una variante (introducción de un recipiente), para poder clarificar el agua de formación obtenida en este campo.



Gráfico N°1.8.15-2 Tanque de prueba

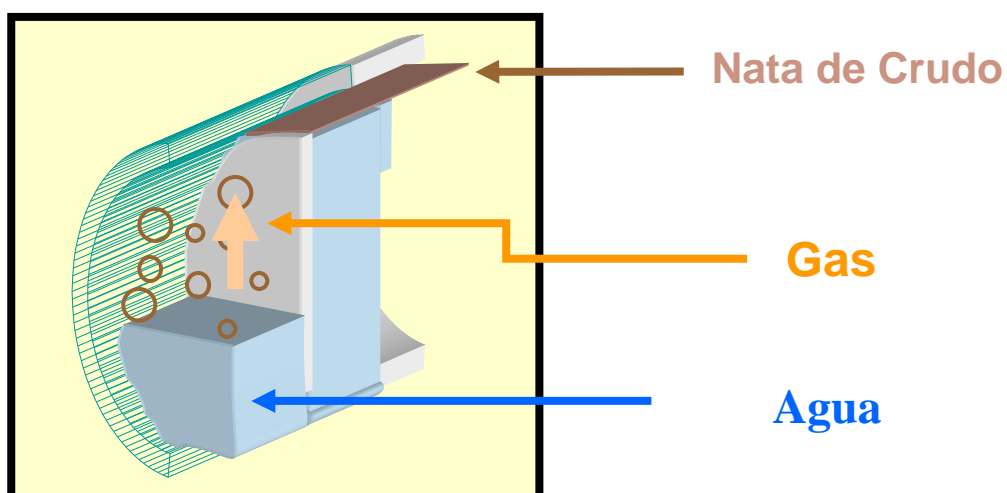


Gráfico N°1.8.15-3 Distribución en el interior del tanque

1.8.16 CLARIFICACIÓN DE AGUA

El Agua de formación por su naturaleza se encuentra llena de dispersiones, estas mismas en su mayoría se encuentran a manera de coloides dispersos. Es un sistema que contiene al menos un componente dentro del rango de granulometría de 1nm a 1 μ m, pero esto no es todo para distinguir entre un sistema coloidal o no.

Al menos un sistema contiene dos fases:

- Medio de dispersión (fase externa), ejemplo de emulsión crudo en agua
- Medio dispersante (fase interna), ejemplo de emulsión de agua en crudo y de lodo en crudo.

La dispersión coloidal esta tipificada por una gran superficie de radio entre el área y el volumen.

Las partículas en una dispersión acuosa obtiene cargas de la superficie, estas cargas de la superficie promueven la suspensión solido/liquido que es debido a la repulsión de la fuerza electrostática (aplicable a la emulsión crudo/agua).

Las emulsiones crudo/agua ser estabilizadas por:

Las superficies de materiales activos tales como: naftenos, asfaltenos, etc.

Partículas solidas incluyendo: arcilla, sólidos minerales, sales metálicas, ceras y precipitados de asfaltenos.

1.8.17 ESTRUCTURAS DE LAS EMULSIONES MÁS COMUNES

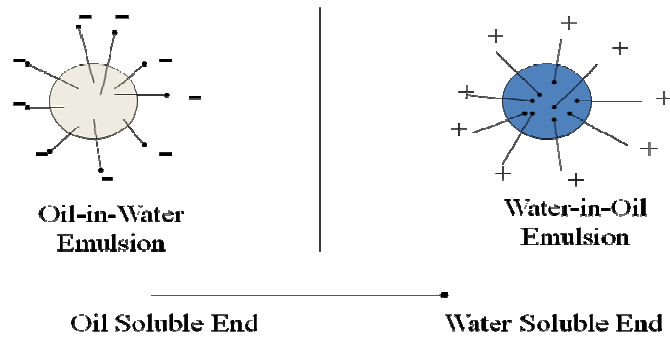


Gráfico N°1.8.17-1 Estructura de las emulsiones

1.8.18 DISPOSICIÓN DE LAS PARTÍCULAS EMULSIONADAS

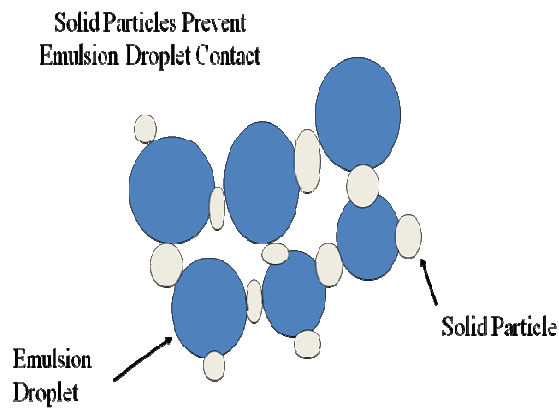


Gráfico N°1.8.18-1 Disposición de las partículas emulsionadas

1.8.19 MECANISMOS DE CLARIFICACION.

1.8.19.1 Operaciones de coagulación y floculación

Las aguas de formación así como potables o residuales, en distintas cantidades, contienen material suspendido, sólidos que pueden sedimentar en reposo, ó sólidos dispersados que no sedimentan con facilidad. Una parte considerable de estos sólidos que no sedimentan pueden ser coloides. En los coloides, cada partícula se encuentra estabilizada por una serie de cargas de igual signo sobre su superficie, haciendo que se repelan dos partículas vecinas como se repelen dos polos magnéticos. Puesto que esto impide el choque de las partículas y que formen así masas mayores, llamadas flóculos, las partículas no sedimentan. Las operaciones de coagulación y floculación desestabilizan los coloides y consiguen su sedimentación. Esto se logra por lo general con la adición de agentes químicos y aplicando energía de mezclado.

Los términos Coagulación y Floculación se utilizan ambos indistintamente en colación con la formación de agregados. Sin embargo, conviene señalar las diferencias conceptuales entre estas dos operaciones. La confusión proviene del hecho de que frecuentemente ambas operaciones se producen de manera simultánea. Para aclarar ideas definiremos Coagulación como la desestabilización de la suspensión coloidal, mientras que la Floculación se limita a los fenómenos de transporte de las partículas coaguladas para provocar colisiones entre ellas promoviendo su aglomeración. Por tanto:

Coagulación: Desestabilización de un coloide producida por la eliminación de las dobles capas eléctricas que rodean a todas las partículas coloidales, con la formación de núcleos microscópicos.

Floculación: Aglomeración de partículas desestabilizadas primero en microfloculos, y más tarde en aglomerados voluminosos llamados flóculos.

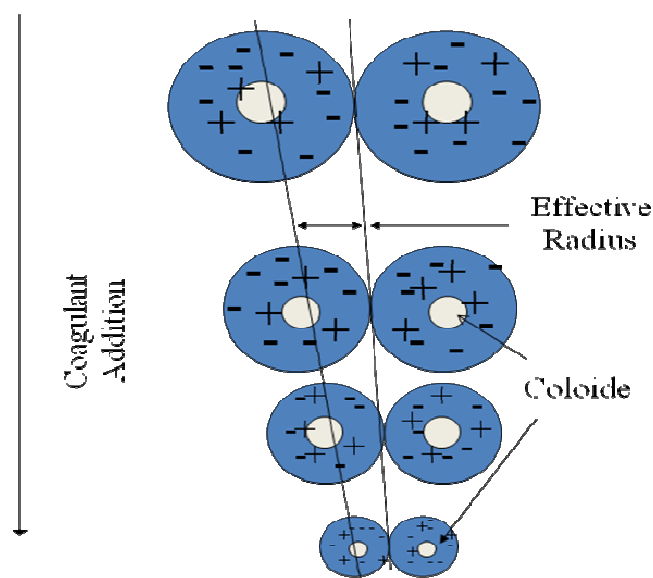


Gráfico N°1.8.19.1-1 Desestabilización del coloide

En la FIG. 1.8.19.1-1 se muestra como los coagulantes cancelan las cargas eléctricas sobre la superficie del coloide permitiendo la aglomeración y la formación de flóculos. Estos flóculos inicialmente son pequeños, pero se juntan y forman aglomerados mayores capaces de sedimentar. Para favorecer la formación de aglomerados de mayor tamaño se adicionan un grupo de productos denominados floculantes.

1.8.19.2 MECANISMO DE LA FLOCULACIÓN

Al igual que la coagulación, la floculación también sigue un mecanismo en la cual cumple algunas de las características para que de paso a la floculación.

- Agregación entre floculos
- Atadura de los floculos
- Coalescencia

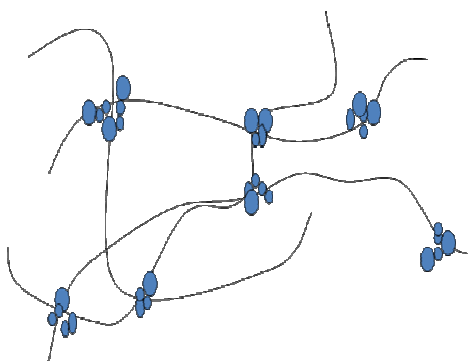


Gráfico N°1.8.19.2.-1 Compresión de la capa

Adicional detallaremos conjuntamente la aglomeración y la floculación en suspensiones acuosas coloidales.

1.8.20 ETAPAS BÁSICAS EN EL PROCESO DE COAGULACIÓN/ FLOCULACIÓN

1.8.20.1.- Formación de Coagulante. El agente de floculación es añadido al agua que se va a tratar e inmediatamente se disuelve e hidroliza.

1.8.20.2.- Coagulación (también llamada carga de neutralización o desestabilización de partículas). La carga positiva de los cationes coagulantes neutraliza las cargas negativas de la superficie típicamente encontradas en las partículas suspendidas.

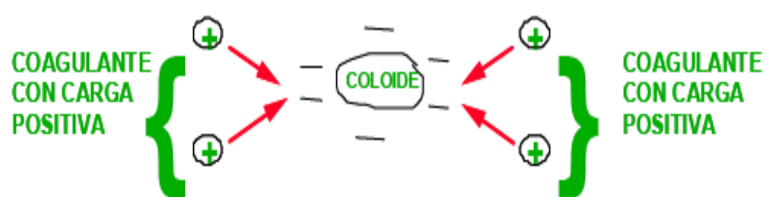


Gráfico N°1.8.20.2-1 Acción del coagulante

Esta etapa de neutralización se lleva a cabo en fracción de segundo y permite a las partículas suspendidas acercarse lo suficiente entre sí para empezar a formar el precipitado.

1.8.20.3.- Floculación (también llamada agrupación de partículas) La carga de la partícula ya no es importante. Un precipitado gelatinoso empieza a formarse y se vuelve una trampa “pegajosa” para el material suspendido en el agua.

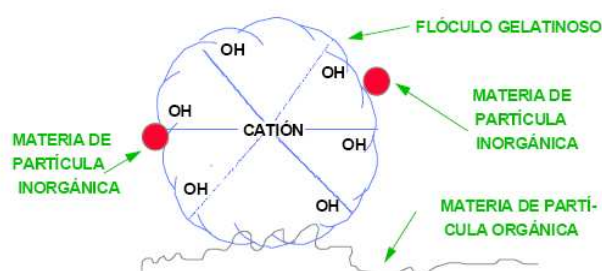


Gráfico N°1.8.20.3-1 Formación del floculo

Este proceso continua hasta formarse un macro-floculo. Bajo circunstancias adecuadas, el macro-floculo continúa formándose hasta que es lo suficientemente grande y pesado para su sedimentación y filtración.

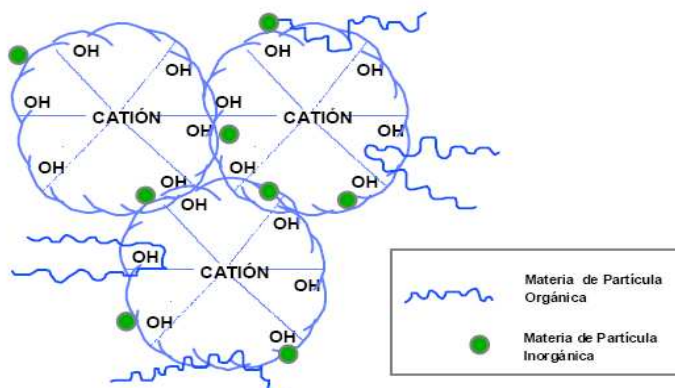


Gráfico N°1.8.20.3-2 Formación de los macrofloculos

1.8.20.4 MECANISMO DE AGLOMERACIÓN Y FLOCULACIÓN EN SUSPENSIONES COLOIDALES ACUOSAS

Este mecanismo se realiza de inmediato, y comienza con la desestabilización o neutralización de las cargas (Coagulación), para luego dar lugar a la reunión de todas las partículas pequeñas desestabilizadas (flóculos).

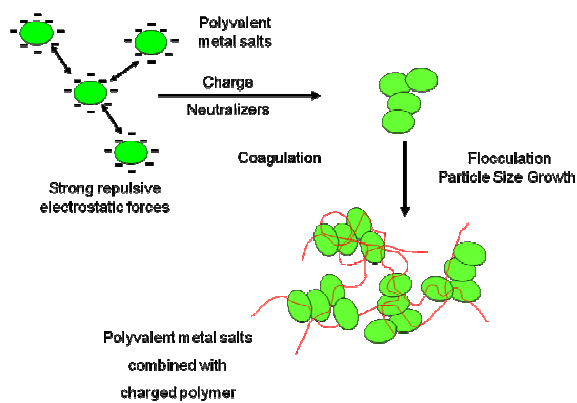


Gráfico N°1.8.20.4-1 Aglomeración y floculación de suspensiones coloidales

1.8.20.5 TRANSPORTE DE FLUIDOS

El agua es el fluido universalmente transportado en tuberías de un lugar a otro, estas tuberías y el equipo adicional usado para el transporte se denomina oleoducto.

Las características principales de este sistema de transporte, o recolección a saber: tamaño de tuberías, numero de ramificaciones, existencia de y tanques, etc. dependen del tamaño y la complejidad del campo.

1.8.20.5.1 Tuberías

El diámetro de tubería a usarse depende primordialmente del volumen a ser manejado, y su selección deberá representar la combinación más económica, tomando en consideración parámetros como presión de bombeo, poder de compresión y presión de trabajo. Por ejemplo un volumen de gas podrá ser transportado a través de una tubería de diámetro pequeño operando a alta presión y utilizando una gran presión de compresión.

A los fluidos se los transporta mediante tuberías que son de pared gruesa o tubos (pared delgada), mismos que tienen una sección transversal disponible en una diversidad de dimensiones, grosores de pared y materiales.

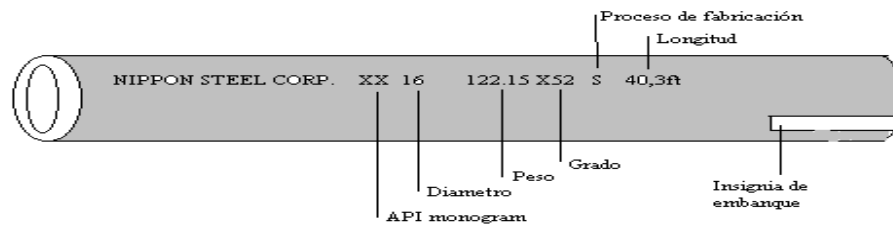


Gráfico N° 1.8.20.5.1-1 Identificación de tuberías

1.8.20.5.2 Válvulas

Es un dispositivo mecánico que sirve para controlar, retener, regular, o dar paso a cualquier fluido entubado.

Las válvulas se fabrican bajo la norma (ANSI B16-15, API 600 ET 602),

1.8.20.5.2.1 Tipos de Válvulas

Existe una gran variedad de válvulas, las más comunes son los siguientes:

Válvulas tipo compuerta.

Válvulas de retención.

Válvulas de globo.

Válvulas de macho

Válvulas de bola

Válvulas de mariposa.

Válvulas de diafragma

Válvulas reguladoras automáticas.

1.8.20.5.2.2 Válvulas tipo compuerta

Es utilizada para el flujo de fluidos limpios y sin interrupción, este tipo de válvula no es recomendable para estrangulamiento ya que posee un disco que se alterna en el cuerpo lo que causaría una erosión arruinando su funcionamiento.

En las válvulas de compuerta el área máxima del flujo es el área del círculo formado por el diámetro nominal de la válvula, debido a esto es que se recomienda el uso en posiciones extremas, o sea, completamente abierta o completamente cerrada, ya que de

ser así ofrecen la mínima resistencia al paso del fluido y así su caída de presión es muy pequeña.

1.8.20.5.2.2.1 Características generales.

- Cierra con un disco vertical plano, o de forma especial
- Se mueve verticalmente al flujo del fluido,
- Adecuada para el control todo-nada
- En posiciones intermedias tiende a bloquearse
- Muy poca resistencia al flujo de fluido cuando está en posición de apertura total



1.8.20.5.2.3 Válvulas de mariposa.

La válvula de mariposa consiste en un disco (llamado también chapaleta u hoja), un cuerpo con cojinetes y empaquetadura para sellamiento y soporte, un eje, y un disco de control de fluido.

Este tipo de válvula es recomendada y usada especialmente en servicios donde el fluido contiene gran cantidad de sólidos en suspensión, ya que por su forma es difícil que estos se acumulen en su interior entorpeciendo su funcionamiento.



CAPITULO II

2. PARTE EXPERIMENTAL.

La presente investigación sobre la clarificación de aguas de formación (Producción) se inicia con la recolección de datos de operación, así como las variables de proceso (Presión, fluido, volúmenes, etc.) y los valores de residual de aceite en agua con que se consta en el momento de iniciar la investigación. Todos estos datos se encuentran en los Anexos N° 3 y 6.

2.1 PROCESO DE CLARIFICACIÓN.

La presencia de petróleo disperso o emulsificado en agua siempre presenta problemas cuando reinyectamos agua producida. El petróleo en agua puede causar decrecimiento de la inyectividad en muchas maneras. Puede causar bloques de emulsión en la formación. Sirve como una excelente pega para ciertos sólidos, como el sulfuro de

hierro, el cual incrementa la eficiencia de taponamiento. Cuando el agua es reinyectada en un acuífero que no tiene saturación de petróleo inicial, el petróleo en el agua puede ser atrapado en los poros de la roca de formación alrededor del pozo. Esto crea una saturación de petróleo, que puede reducir la inyectividad. Un análisis de contenido de petróleo puede ser realizado en un agua, con el fin de encontrar su origen.

Antes de comenzar a describir la razón o razones por las cuales se reinyecta el agua de formación en el bloque en estudio; primero, se debe señalar que en el bloque existe una planta de tratamiento de crudo, en la cual una vez separada el agua de formación, ésta es enviada hacia los pozos de inyección con el objetivo de inyectarla en las diferentes formaciones.

El agua para la inyección a los pozos de inyección se abastece de los pozos productores de crudo.

El agua de formación que se obtiene del proceso de deshidratación, y que no es sino de una mezcla de todos los sitios donde se ha formado este tipo de agua, como del FWKO, Heater Treater's, Intercambidores Crudo-Agua. Esta mezcla se dirige a los tanques de almacenamiento para luego ser alimentado a unas bombas, las mismas que direccionan el fluido de agua producida a los pozos inyectoros (que son 2).

2.2 SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DEL PROCESO ACTUAL

El sistema de inyección de agua que existe en la actualidad como hemos representado en el Gráfico N°3.2-1 vemos como ocurre el mezclado de aguas de las diferentes partes del proceso de deshidratación del crudo.

Con los valores de residual de aceite en agua que son de 95 a 100 ppm de aceite en agua, lo que se dificulta el poder inyectar agua de formación en el pozo receptor por el taponamiento del pozo.

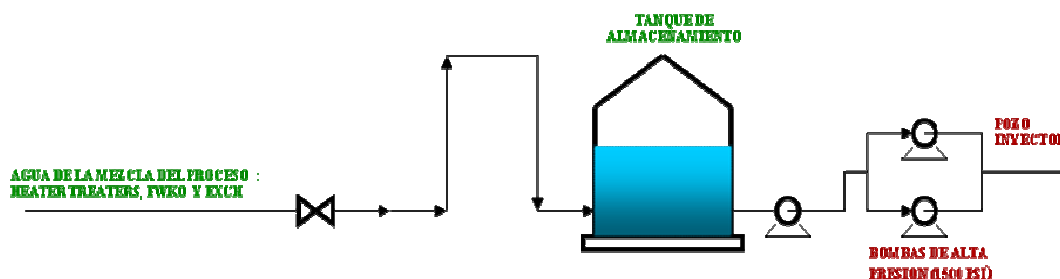


Gráfico N° 2.2-1 Inyección de agua en el proceso actual

Con estos datos de cómo es el proceso actual del proceso de clarificación de las aguas de formación en el campo, proseguimos nuestro trabajo de investigación para poder disminuir la cantidad de aceite en agua que contiene el fluido que se está inyectando a los pozos inyectoros.

2.3 INYECCIÓN DE AGUA MEJORADA EN EL PROCESO.

Es en el trayecto que se dirige el fluido desde la mezcla hacia los tanques de almacenamiento, donde hemos hecho la investigación de este trabajo y se ha colocado una dosis de clarificador, pero en las pruebas de laboratorio que son en botellas de 150 ml. (se ha colocado 0.25 a 0.30 ml), con este mismo concepto lo hemos recibido la mezcla de agua de formación en un tambor de plástico de 55 Gls, y previamente el clarificador ha entrado en contacto con el fluido de agua y se ha formado una mayor homogenización en el mezclador.

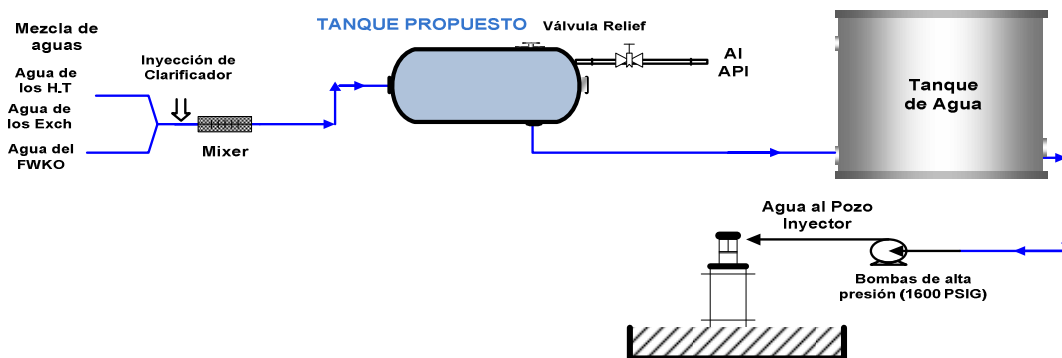


Gráfico N° 2.3-1 Sistema mejorado de inyección de agua

Este tambor funciona como un separador trifásico y luego de esta acción físico-química se produce la separación de agua, crudo y un poco de gas por diferencias de densidades

Este mismo principio se le ha de aplicar al proceso en lo posterior, pero lo cual nos hemos de valer de un recipiente de dimensiones mucho mayor de capacidad para que justifique la inversión de este aparato y se pueda tener réditos tanto económicos como en producción, ya que se consigue todo esto si se obtiene una agua de buena calidad la que va a ser inyectada. Se considera de buena calidad en nuestro caso, si se logra obtener de 55 a 65 ppm de aceite en agua, cosa que se logro al aplicar el clarificador RBW-6060, con estos datos experimentales y con un monitoreo continuo de cómo se ha venido inyectando el agua de formación a los pozos inyectoros detallaremos más adelante en tablas de datos y gráficos de cómo es el comportamiento de los diferentes valores de residual de aceite en agua en función de cada día que se hizo antes y durante el ensayo.

Para tener una comprensión mas clara detallamos gráficamente en la Gráfico N°3.3-2, el sitio donde se coloco el tambor de prueba y sus accesorios, para de esta manera disminuir la cantidad de aceite en agua con que se consta en la actualidad.



Gráfico N°2.3-2 Locación del tambor de prueba

2.4 DETERMINACIÓN DE ACEITE EN AGUA.

METODO : ESPECTROFOTOMETRICO.

TITULO : PROCEDIMIENTO PARA DETERMINACION DE RESIDUAL
DE ACEITE EN AGUA.

SEGURIDAD : Prendas protectoras reglamentarias en el Laboratorio.

PROPOSITO : Elaborar la curva de calibración y determinar el residual de aceite en
agua.

ALCANCE : Personal de servicio técnico.

2.4.1 FUNDAMENTO:

La determinación de la cantidad de aceite en agua es un método calorimétrico mediante la utilización del espectrofotómetro.

2.4.2 REACTIVOS UTILIZADOS:

CHCl₃ (Grado reactivo)

Agua destilada

Muestra de crudo.

2.4.3 MATERIALES Y EQUIPOS UTILIZADOS:

Espectrofotómetro

Papel filtro WATHMAN N°3

Pipetas Volumétricas de 1, 5 y 10 ml

Balones aforados de 100 ml. Uno para cada estándar.

Embudos de separación de 500 ml

2.4.4 PRECAUCIONES:

Todo material de vidrio a ser utilizado en este ensayo debe ser marcado correctamente.

Lavar los materiales con una solución al 15 % de HCl. El ácido debe ser removido después con agua destilada.

2.4.5 PREPARACIÓN DE CURVA DE CALIBRACIÓN:

Preparar solución estándar de concentración: 20, 30, 60, 100 y 133 ppm de la muestra de crudo. Se tomará una muestra de lo que sale del proceso hacia Baeza (con BSW de 0,3 %).

Pipetear 1 ml de muestra, poner en un balón y aforar con cloroformo hasta 100 ml. Esta es la solución madre de 10000 ppm.

De la muestra anterior tomamos 10 ml y aforamos a 100 ml con cloroformo, de donde esta solución tendrá 1000 ppm.

Para preparar las soluciones estándar, tomar los siguientes volúmenes y aforar a 100 ml con cloroformo.

TABLA N°2.4.5-1 Datos de la solución madre

Concentración (ppm)	Vol. Solución madre (ml)
20	2
30	3
60	6
100	10
133	13,3

2.4.6 PREPARACIÓN DE LA MUESTRA PATRÓN:

- Tomamos 1 ml de crudo (especificaciones BSW = 0,3 %), y aforamos a 100 ml con CHCl₃. Esta solución contendrá 10000 ppm.
- Preparamos los patrones para 20, 30, 60, 100 y 133 ppm.
- Hacemos las lecturas con absorbancia en el espectrofotómetro a 600 nm.
- Tabla de datos :

TABLA N° 2.4.6-1 Valores de Absorbancia vs Concentración

Conc. (ppm)	Absorbancia	
	Lectura	Corregida

0	0	0
20	0,0229	0,229
30	0,0374	0,374
60	0,0725	0,725
100	0,1111	1,111
133	0,1424	1,424

- Luego graficamos los valores obtenidos hasta alcanzar una ecuación linealizada. (Ver Anexo N° 6)
- De la solución estándar colocar 25 ml en una celda.
- El blanco se lo prepara colocando en una celda de 25 ml cloroformo hasta la línea de aforo.
- Colocar la muestra preparada con cloroformo en la celda de 25 ml y con esta poner a cero el espectrofotómetro ($\lambda = 600 \text{ nm}$).
- De la solución estándar colocar 25 ml en una celda hasta la línea de aforo.
- Leer en el espectrofotómetro el valor de la absorbancia a una $\lambda = 600 \text{ nm}$.
- Con los valores obtenidos para los diferentes estándares, graficamos la curva concentración vs absorbancia y obtener la correspondiente ecuación.

2.4.7 ECUACIÓN DE LA CURVA:

$$\text{Conc} = 95,22 * \text{Abs} - 4,967$$

Coefficiente de Correlación (R^2) = 0,9963

Donde :

Conc = Concentración de la muestra

Abs = Absorbancia

2.4.8 DETERMINACIÓN DEL RESIDUAL DE ACEITE EN AGUA.

- Tomar la muestra en recipiente de cristal, completamente limpio
- Colocar 350ml de muestra a analizar en un embudo de separación de 500 ml.
- Agregar 35 ml de cloroformo dentro del embudo de separación.
- Agitar vigorosamente durante 5 min. Y aflojar la llave de paso del embudo, para que evacuen los gases formados por la agitación,
- Repetir esta operación de 5 a 6 veces.
- Dejar en reposo el embudo hasta que se separen las dos fases (orgánica y acuosa).
- Recoger en una celda de 25 ml la capa orgánica (que se encontrará en la parte inferior del embudo). Como precaución colocar en todo el vástago del embudo un filtro (algodón) para que la porción a recoger esté libre de impurezas.
- Llevar la celda al espectrofotómetro y activar el botón Abs., leer directamente la absorbancia a una $\lambda = 600$ nm.
- El dato medido aplicar en la curva de calibración y reportar como ppm de aceite en agua.

NOTA: Se debe elegir "cero" y colocar manualmente a 600 nm la longitud de onda.

Bajo estas condiciones se harán las lecturas de Absorbancia.

2.5 PROCEDIMIENTO DE LA DETERMINACIÓN DE RESIDUAL DE ACEITE EN AGUA.

Comenzaremos desde el sitio la toma de muestra que es desde el sitio de las bombas de alta presión hacia el pozo inyector de agua. Anexo N°7

Aunque la toma de muestras se hizo en diferentes puntos, como lo indicamos anteriormente: entrada al proceso, agua del FWKO y de inyección.

A continuación vemos muy claramente de la calidad de agua que contamos en este campo, y de su aspecto en general.

El recipiente que se toma la muestra de agua de inyección debe ser de cristal, ya que la norma recomienda que sea de ese material y no de polietileno, ya que las partículas de crudo se adhieren mas fácilmente a las paredes de los envases de esta ultima característica (plástico).

Luego colocamos en el balón de separación la muestra de agua de inyección y el 10% de cloroformo.

Siguiendo el procedimiento para la determinación del residual de aceite en agua, colocamos el solvente (Cloroformo), en el porcentaje anotado (10%), del volumen total de muestra.

En el siguiente paso se procede a agitar vigorosamente por algunos minutos, y desfogando por algunas veces los gases que produce la agitación.

Luego dejamos que repose la muestra en el balón de separación, hasta ver bien definidas las dos capas: la acuosa y la orgánica (clorofórmica). Siguiendo el procedimiento realizamos la recolección de la capa orgánica (clorofórmica), que por ser más densa que el agua se encuentra en la parte inferior del balón de separación.

Luego se procede a encerrar el espectrofotómetro con una muestra en blanco, que para este caso es cloroformo.

Por último medimos la muestra de agua en ensayo y anotamos la lectura del espectrofotómetro.

Con todo lo expuesto anteriormente, en el procedimiento de la elaboración de la curva de calibración del residual de aceite en agua y valiéndonos de la gráfica, calculamos el valor de ppm de aceite en agua de cualquier muestra del campo.

2.6 TÉCNICAS

2.6.1 ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO DEL AGUA

Se utilizaron diferentes métodos en este trabajo de investigación, tales como el espectrofotométrico, gravimétrico, físico-químico y el volumétrico.

- El método espectrofotométrico para sus análisis se fundamenta en la longitud de onda que posee cada elemento.
- El método gravimétrico toma en cuenta para sus cálculos la diferencia de peso y el volumen utilizado.
- El método volumétrico toma en cuenta volúmenes.
- Y el método físico-químico determina algunas propiedades como: pH, temperatura, turbidez, etc y la cantidad de algunos elementos como Cl⁻, Fe, etc, respectivamente.

2.6.2

DUREZA TOTAL

TABLA 2.6.2-1 Dureza Total

* MÉTODO HACH

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
Se fundamenta en la capacidad del agua para consumir jabón. Contienen especialmente r sales de calcio, magnesio y en menor cantidad de estroncio y bario. Están disueltas generalmente en forma de carbonatos que por calentamiento se transforman en bicarbonatos, que es la causa de las incrustaciones en los sistemas petroleros.	<ul style="list-style-type: none"> - Titulador digital - Probeta de 100 ml - Pipeta de 1 ml - Vaso de precipitación de 250 ml - Agitador magnético - Magneto 	<ul style="list-style-type: none"> - Solución tampón Hardness-1 - Manver-2 - Agua destilada - Solución de EDTA (Acido etilen diamino teracetico) 	<ul style="list-style-type: none"> - Tomar 1 ml de muestra de agua en ensayo, y aforar con agua destilada hasta la línea de aforo de 100 ml. - Vierta en el vaso de precipitación. - Añadir 1 ml de Hardness -1 y un sobresito de Manver-2. - Titulare con el cartucho de EDTA, hasta el cambio de color de rojo a azul purpura. - Anota el volumen consumido

* HACH DIGITAL TITRATOR

2.6.3

ALCALINIDAD TOTAL

TABLA 2.6.3-1 Alcalinidad Total

*** MÉTODO HACH**

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
<p>Es la capacidad de una agua para neutralizar los ácidos solubles y constituye la suma de todas las bases titulables. Depende del contenido de carbonatos, bicarbonatos e hidróxidos, por lo que se puede tomar como una medida directa de la concentración de estos componentes.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Titulador digital - Probeta de 100 ml - Pipeta de 1 ml - Vaso de precipitación de 250 ml - Agitador magnético - Magneto 	<ul style="list-style-type: none"> - Bromocresol - Green - Ácido Sulfúrico 1.6 N - Agua destilada 	<ul style="list-style-type: none"> - Tomar 1 ml de muestra de agua en ensayo, y aforar con agua destilada hasta la línea de aforo de 100 ml. - Vierta en el vaso de precipitación. - Añadir el indicador Bromocresol-Green y titular con el ácido sulfúrico 1.6N hasta el cambio de coloración. - Anota el volumen consumido

* HACH DIGITAL TITRATOR

2.6.4 CLORUROS

TABLA 2.6.4-1 Cloruros

*** MÉTODO HACH**

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
Se fundamenta en la salinidad de las aguas en forma de iones cloruros (Cl ⁻), ya que es uno de los principales aniones presentes en el agua de formación. Pudiendo variar en sus valores dependiendo del campo.	<ul style="list-style-type: none"> - Titulador digital - Probeta de 100 ml - Pipeta de 1 ml - Vaso de precipitación de 250 ml - Agitador magnético - Magneto - Piseta 	<ul style="list-style-type: none"> - Dicromato de potasio (Chloride-2) - Nitrato de plata 1,128 N - Agua destilada 	<ul style="list-style-type: none"> - Tomar 1 ml de muestra de agua en ensayo, y aforar con agua destilada hasta la línea de aforo de 100 ml. - Vierta en el vaso de precipitación. - Añadir el indicador Chloride-2, titule con Nitrato de plata 1.128 N hasta obtener el punto de viraje cuando la solución cambie de color a ladrillo. - Anote el volumen utilizado. <p><i>Lectura del titulador * 0.5 * factor de dilución = Cantidad en mg/L Cl⁻</i></p>

* HACH DIGITAL TITRATOR

2.6.5 DUREZA CÁLCICA

TABLA 2.6.5-1 Dureza Cálcica

* MÉTODO HACH

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
Determina la cantidad de sales de calcio, expresadas como equivalentes de CaCO_3	<ul style="list-style-type: none"> - Titulador digital - Probeta de 100 ml - Pipeta de 1 ml - Vaso de precipitación de 250 ml - Agitador magnético - Magneto 	<ul style="list-style-type: none"> - Solución de Hidróxido de potasio 8N - Indicador Calver-2 - Agua destilada - Solución de EDTA (Acido etilen diamino teracetico) 	<ul style="list-style-type: none"> - Tomar 1 ml de muestra de agua en ensayo, y aforar con agua destilada hasta la línea de aforo de 100 ml. - Vierta en el vaso de precipitación. - Añadir 1 ml de Hidróxido de potasio 8N y un sobre de Calver-2. - Titulare con el cartucho de EDTA, hasta el cambio de color de rosa a lila. - Anotar el volumen consumido.

* HACH DIGITAL TITRATOR

2.6.6 DUREZA MAGNÉSICA

TABLA 2.6.6-1 Dureza Magnésica

Determinación de la Dureza magnésica, Calcio⁺⁺, Mg⁺⁺ y CO₃²⁻

DUREZA MAGNÉSICA (DM)	CALCIO (Ca ⁺⁺)	MAGNESIO (Mg ⁺⁺)	CARBONATOS (CO ₃ ²⁻)
$DT = DCa + DMg$ $DMg = DT - Dca$ DT = Dureza Total DCa = Dureza Cálctica DMg = Dureza Magnésica	$Ca^{++} = DCa * PM_{Ca}$ DCa = Dureza Cálctica PM _{Ca} = Peso Molecular Del Calcio (0.4)	$Mg^{++} = DMg * PM_{Mg}$ DMg = Dureza Magnésica PM _{Mg} = Peso Molecular del Magnesio (0.24)	$CO_3^{2-} = AT * 1.22$ AT = Alcalinidad Total

2.6.7 ANÁLISIS DE GASES

2.6.7.1 Determinación de CO₂

Tabla 2.6.7.1-1 Determinación de CO₂

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
------------	------------	-----------	----------------

<p>La cantidad de CO₂ que se halla disuelto en el agua influye en el pH, y por ende en la corrosividad del agua de producción.</p>	<p>- Kit de medición CHEMETRICS</p>	<p>- Fenolftaleina - Hidróxido de sodio</p>	<p>- Colocar la muestra de agua en el recipiente del kit. - Poner una pastilla (fenolftaleína), se titula con hidróxido de sodio y esperamos que se consuma totalmente. - Se compara el color en la tabla del kit para determinar el resultado.</p>
---	---	--	---

2.6.7.2 Determinación de O₂

TABLA 2.6.7.2-1 Determinación de O₂

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
<p>El oxígeno es uno de los gases que contribuyen a la</p>	<p>- Kit de medición CHEMETRICS</p>	<p>- Ampolla de prueba</p>	<p>- Colocar el colector de agua de aproximadamente 10 ml, en el</p>

<p>corrosividad del agua.</p> <p>Se determina en cantidades muy pequeñas (ppb), ya que no debe haber grandes cantidades de oxígeno en el agua de producción</p>	<p>- Colector de agua</p>		<p>punto de muestreo, dejando que circule libremente.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Introducir la ampolla completamente sellada dentro del colector y mantener sumergida. - Se rompe el extremo de la ampolla que esta sumergido para que entre una mínima cantidad de agua en ensayo a la ampolla. - Luego hacemos la comparación de la ampolla con los colores estándar y determinamos la cantidad de oxígeno en ppb.
---	---------------------------	--	---

TABLA 2.6.7.3-1 Determinación de H₂S

2.6.7.3 Determinación de H₂S

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
Al igual que la mayoría de los	- Kit de medición	- Pastilla de	- Colocar la muestra de agua en

<p>gases estos son perjudiciales para un proceso hidrocarburífero, ya que incrementa la corrosividad. Este gas está presente en agua de formación sea por productos de metabolismo de las BSR. El sulfuro de hierro sería generado como un producto de corrosión.</p>	<p>CHEMETRICS</p>	<p>ALKASERZER</p>	<p>el recipiente del kit.</p> <ul style="list-style-type: none">- Poner una o dos pastillas de Alkaseltzer y se espera a que se derrita totalmente.- Comparar los colores con los estándares en la tabla del kit, y determinar en ppm.
---	-------------------	-------------------	---

2.6.8 TEMPERATURA

TABLA 2.6.8-1 TEMPERATURA

MÉTODO ASTM 2550 B

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
La temperatura es la medida de la intensidad del calor, nos indica cuánta energía calorífica posee un cuerpo; los aparatos para medir la temperatura se denominan termómetros.	<ul style="list-style-type: none"> - Termometro de 0 a 100 °C - Vaso de precipitación de 250 ml 	<ul style="list-style-type: none"> - No se utiliza reactivo alguno. 	<ul style="list-style-type: none"> - En el vaso de precipitación colocar la muestra en ensayo. - Leer el valor directo.

FUENTE : STANDARD METHODS 2550 Edición 16

2.6.9 DETERMINACION DE HIERRO

TABLA 2.6.9-1 DETERMINACION DE HIERRO

MÉTODO HACH

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
------------	------------	-----------	----------------

<p>El hierro es el elemento inorgánico que se encuentra en agua de formación y en aguas naturales. Este elemento puede aumentar la concentración de material disuelto.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Espectrofotómetro HACH DR 2010 - Pipeta 10 ml. - Pizeta 	<ul style="list-style-type: none"> - Ferrover - Agua destilada 	<ul style="list-style-type: none"> - Tomar 1 ml de muestra de agua en ensayo, y aforar con agua destilada hasta la línea de aforo de 25 ml. de la celda - En el espectrofotómetro seleccionar el programa (265). - Seleccionar la longitud de onda específica para hierro (510 nm) - Encerar el espectrofotómetro con la misma muestra diluida - Agregar el sobre de Ferrover y esperar el tiempo de reacción. - Anotar el valor del espectrofotómetro
--	---	--	--

2.6.10

SULFATOS

TABLA 2.6.10-1

SULFATOS

MÉTODO HACH

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
<p>Estos se encuentran ampliamente distribuidos en la naturaleza y son</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Espectrofotómetro HACH DR 2010 	<ul style="list-style-type: none"> - Sulfa Ver-4 - Agua destilada 	<ul style="list-style-type: none"> - Tomar 25 ml de muestra de agua en ensayo y colocarlo en la celda.

<p>abundantes en las aguas duras.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Pipeta 10 ml. - Pizeta 		<ul style="list-style-type: none"> - En el espectrofotómetro seleccionar el programa (680). - Seleccionar la longitud de onda específica para hierro (450 nm) - Encerar el espectrofotómetro con la misma muestra diluida - Agregar el sobre de Sulfa-ver-4 . - Colocar la celda en el espectrofotómetro - Anotar el valor del espectrofotómetro
---------------------------------------	---	--	--

2.6.11 POTENCIAL HIDRÓGENO (pH)

TABLA 2.6.11-1 POTENCIAL HIDRÓGENO (pH)

MÉTODO ASTM 4500-HB

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
<p>Esta medida nos indica que tan ácida o que tan básica es una</p>	<p>- pH metro digital.</p>	<p>- Soluciones Buffer de pH 4, pH 7 y pH</p>	<p>- Verificar que el ph-metro estese calibrado con las</p>

<p>muestra de agua. Esta enmarcada dentro de un rango de 0 a 14. Siendo los valores de 1 a 6 ácido, 7 neutro y mayor a este valor la muestra de agua será basica.</p>	<p>- Vaso de precipitación de 250 ml</p>	<p>10.</p>	<p>soluciones buffer. - Colocar el electrodo dentro del vaso. - Leer directamente el valor en el pH-metro.</p>
---	--	------------	--

FUENTE : STANDARD METHODS 2550 Edición 17

2.6.12 TURBIDEZ

TABLA 2.6.12-1 TURBIDEZ

MÉTODO HACH

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
<p>El agua de inyección por su naturaleza contiene sólidos</p>	<p>- HACH DR-2010</p>	<p>- Agua de ensayo</p>	<p>- En el tubo de ensayo colocar la muestra de agua en ensayo.</p>

<p>suspendidos y disueltos ; y que de acuerdo a su cantidad nos determina que tan turbia esta una muestra de agua.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Pizeta - Tubos de ensayo 		<ul style="list-style-type: none"> - Colocar la muestra de agua en la celda del turbidímetro. - El aparato tiene diferentes escalas (0-1, 0-10 y 0-100), donde tiene que regularse con la escala que permita la lectura.
--	---	--	--

2.6.13 SÓLIDOS TOTALES

TABLA 2.6.13-1 SÓLIDOS TOTALES

MÉTODO ASTM 2540-B

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
<p>El total de sólidos es la cantidad de materia disuelta en un volumen dado de agua. Se puede calcular tomando la suma de todos los cationes y</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Filtro de membrana - Bomba de vacio - Membrana de 0,45 µm - Balanza analítica 	<ul style="list-style-type: none"> - Agua destilada 	<ul style="list-style-type: none"> - Pesar la membrana - Colocamos 250 ml de muestra de agua en ensayo en un vaso de precipitación. - Colocar la membrana ya pesada (P₁) en el filtro; cerramos y con ayuda del aire a presión de 20 psi

<p>aniones indicado en la parte del análisis del agua, o mediante evaporación de una muestra de agua, para después ser secada la muestra y por ultimo pasar sus residuos.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Vaso de precipitación de 250 ml - Estufa - Desecador 		<p>hacemos pasar el volumen de agua por la membrana.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Lavamos la membrana con agua destilada. - La membrana la sacamos y la ponemos a secar en al estufa por 30 min. a una temperatura de 35 a 40 °C. - Una vez seca la membrana, se coloca en el desaecador hasta que se haya enfriado y lo pesamos (P₂). Los cálculos lo realizamos por gravimetría.
---	--	--	--

FUENTE: STANDARD METHODS 2550 Edición 17

2.6.14 DETERMINACIÓN DE BS&W (Basic Sediments & Water)

TABLA 2.6.14-1 DETERMINACIÓN DE BS&W

MÉTODO ASTM D-4007-81

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
<p>Este método determina la cantidad de agua que tiene una muestra de crudo.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Centrifuga - Tubos cónicos para centrifuga 	<ul style="list-style-type: none"> - Solvente orgánico como: tolueno, xileno o JP1. - Demulsificante de acción rápida (F-47). 	<ul style="list-style-type: none"> - Volúmenes iguales de crudo y solvente se colocan en el tubo cónico y otro de contrapeso . - Adiciona 1 o 2 gotas de demulsificante de acción rapida.

		<ul style="list-style-type: none">- Muestra de crudo en estudio.	<ul style="list-style-type: none">- Se colocan los dos tubos en lados opuestos dentro de la centrifuga.- Taparlos y hacer funcionar la centrifuga por 10 min. Y a una temperatura de 140 °C.- Se lee el resultado en los tubos graduados, la lectura es directa.
--	--	--	--

2.7 DISEÑO DE UN SISTEMA DE CLARIFICACIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN EN EL CAMPO VILLANO

Conforme al programa de tesis presentado por Baker Petrolite a AGIP OIL con el objetivo de mejorar la calidad del agua de inyección en CPF, durante los meses de agosto y septiembre, se realizó la evaluación en laboratorio de los clarificadores tanto coagulantes, como floculantes, así como también se determinaron las concentraciones óptimas de estos químicos que dieron las mejores condiciones de calidad de agua: esto es, el valor más bajo en relación a la cantidad de aceite en agua que disminuyó de un promedio de 95 a 65 ppm.

Con los valores obtenidos durante el ensayo como los del tiempo de retención o de residencia del tanque propuesto (12,5 s), esto evidencia que es indispensable implementar este sistema de clarificación, que consta de un tanque de las dimensiones anteriormente descritas y un previo sistema pequeño de mezclado.

De la recopilación de datos del proceso mismo, se llegó a la conclusión de que no existe un sistema de clarificación del agua de formación, por lo que se tiene el problema en relación a la calidad del agua ya que tiene valores altos.

El proceso actual del campo Villano se limita a la mezcla de todas las aguas formadas en el proceso y estas se dirigen directamente al tanque de agua "A" y después al "B" previa dosificación de un determinado clarificador. Pero esto no es suficiente para obtener una buena calidad de agua de inyección.

Como detallamos en el Anexo N°1 se presenta el diagrama de del proceso en general del Campo Villano, y en el Gráfico N° 2.7.1-2 se presenta la modificación recomendada con la inserción del tanque propuesto (29 pies con 6 pulgadas de largo por 9 pies de diámetro).

2.7.1 TANQUE PROPUESTO

La figura N° 2.7.1-1, que a continuación presentamos se trata de un tanque separador trifásico: crudo, agua y gas), la función que cumple este recipiente es la de separar principalmente el crudo del agua (clarificación) mediante la aplicación previa de un clarificador y su posterior agitación (mezcla)

Gráfico N° 2.7.1-1 Esquema del tanque propuesto

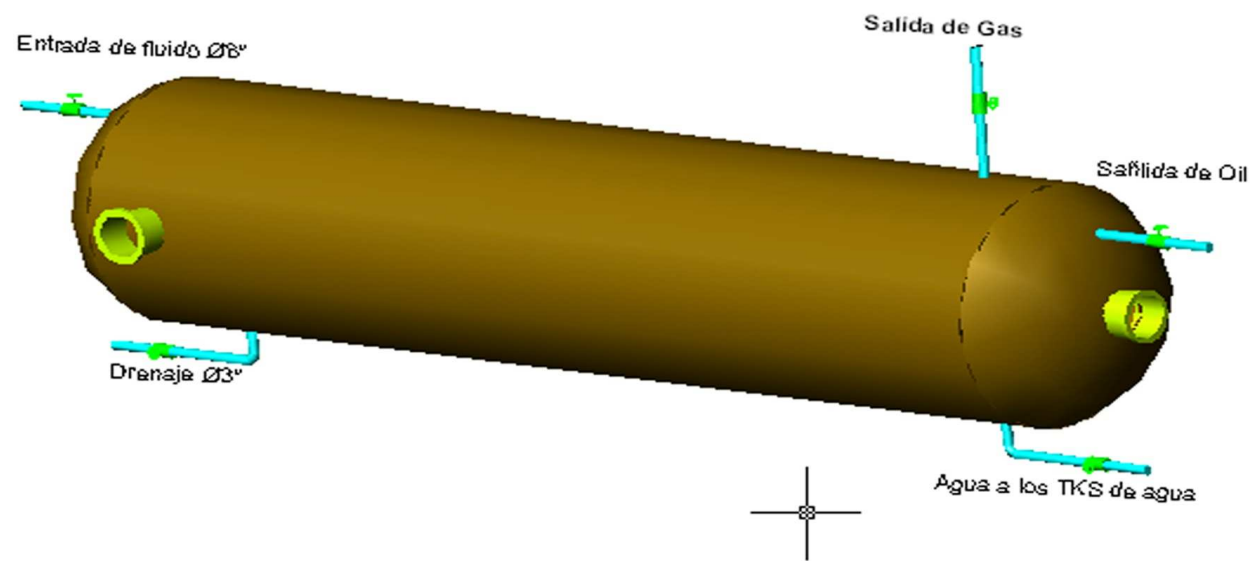
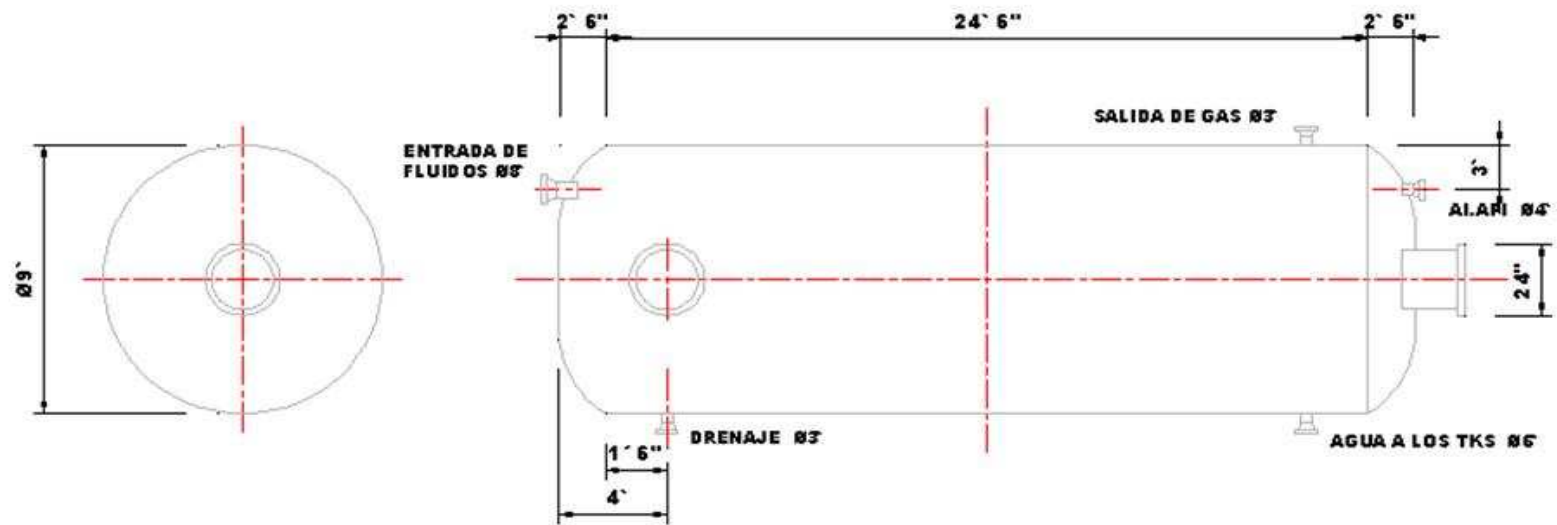


Gráfico N°2.7.1-2 Diseño estructural del tanque propuesto



2.7.2 LA CARCASA Y LOS DIFERENTES DISPOSITIVOS.

Para comenzar detallaremos sobre las características del cuerpo del recipiente en su totalidad, es decir de la carcasa:

El ESPESOR de la pared es de 0.500 inch.

MATERIAL de C.S (Carbono Steel), acero al carbón

Soporta una CAPACIDAD 72,000 Barriles

Todo estos materiales, deben cumplir las especificaciones A.N.S.I (American National Standards Institute), que es el organismo que regula la calidad de la elaboración de todos estos equipos con sus accesorios tales como: los cuellos a las entradas del fluido, los man way (orificio por donde se realiza la mantención del resipiente), relief(orificio en donde se coloca la válvula de seguridad por donde se realiza en venteo de los gases formados dentro del tanque), etc.

Tabla 2.7.2-1

Datos Técnicos del Separador Propuesto

Datos	Condiciones de diseño
Capacidad	72,000 BFPD
Presión Entrada	50 psig
Presión Salida	15 psig
Temperatura Entrada	160 °F
Temperatura Salida	160 °F
ANSI	300
Máxima corrosión permitida	0.125"
Tiempo de residencia	14,4 min

2.7.3 BRIDAS ASME/ANSI

Las bridas para tuberías según el estándar ASME/ANSI B16.5 o ASME/ANSI B16.47

Las clases de presión (*pressure classes* o *rating*, en inglés) se expresan en libras por pulgada cuadrada (*lb / in²* o, simplemente, el símbolo #).

Las clases más usuales son: 150#, 300#, 600#, 900#, 1500# y 2500#, aunque ASME B16.47 reconoce la clase 75# la cuál está pensada para presiones y temperaturas de trabajo de baja exigencia.

Cuanto mayor es la clase de presión de las bridas de una red de tuberías, mayor resistencia presentará dicha red al efecto conjunto de la presión y la temperatura. Así, por ejemplo, un sistema con clase 150# difícilmente soportaría unas condiciones de presión y temperatura de 30 bar y 150 °C, mientras que una clase 300# sería la ideal para esas condiciones. Cuanto mayor es la clase de tuberías de una brida, mayor es su precio, por lo que resultaría un gasto no justificado el empleo de unas bridas de 600# para este caso concreto.

Gráfico N° 2.7.3-1 Bridas y tuberías



2.7.4 VÁLVULA DE CONTROL

Control de la presión o temperatura en fluidos. Principalmente se fabrican en acero o inox. en normas DIN o ANSI, con diámetros hasta 12" y presiones hasta PN 160/ANSI 900. Conexiones mediante bridas, SW, BW, BSP o NPT



2.7.5 DISCOS EN OCHO

Los discos en ocho son elementos destinados a la obturación de tuberías en las que circulan fluidos, habitualmente gas o agua y que en determinadas circunstancias se deba dejar pasar el fluido a través de las tuberías. Están diseñados para ir intercalados entre dos bridas con sus correspondientes juntas. Para cambiar la función de obturación a paso del fluido, se debe despresurizar la tubería, aflojar las bridas e invertir el disco en ocho, quedando

el disco ciego en el exterior y el disco perforado entre las bridas. La superficie de los discos tiene un rayado fonográfico fino para mejorar la adhesión a las juntas de estanqueidad

Gráfico N°2.7.5-1 Discos en ocho**2.7.5.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS:**

Medidas: 1" a 20"

Resistencia: Fluidos hasta 150 o 300 libras

Adaptable a: Bridas ANSI 150 o ANSI 300

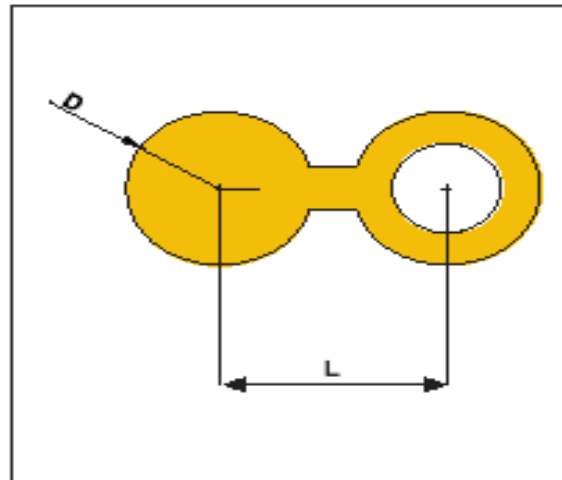
Material: Acero

2.7.5.2 COSTO DE LOS DISCOS EN OCHO

Tabla 2.7.5.2-1 COSTOS DISCO EN OCHO ANSI 300

ARTÍCULO	Ø inch	Espesor mm	D mm	L mm	USD\$
Disco en ocho ANSI 300	3	6	170	210	72
Disco en ocho ANSI 300	4	10	170	210	72
Disco en ocho ANSI 300	6	10	245	300	110
Disco en ocho ANSI 300	8	12	300	380	110

DIMENSIONES en mm



2.8 DIAGNOSTICO DEL PROCESO

2.8.1 CPF Generalidades

En CPF se recibe todo el fluido que es bombeado por las cuatro flowline pumps. Este fluido está actualmente compuesto por 30,000 BOPD, 48,000 BWPD y gas.

2.8.2 Producción

En la planta de tratamiento de crudo se realiza la separación de las tres fases hasta conseguir un valor menor a 0.5% de BSW aceptable para su despacho al SOTE. Para el efecto, consta de intercambiadores de calor, un separador de agua libre (Free Water Knock Out), cinco calentadores deshidratadores (Heater Treaters), un desgasificador de crudo (Degassing Vessel), bombas de transferencia de crudo, tanques de almacenamiento de crudo, tanques de almacenamiento de agua producida, bombas de inyección de agua, sistema de depuración del agua de inyección, sistema de recuperación de gas para utilidades, sistema de tratamiento de aguas residuales

provenientes de drenajes abiertos y cerrados, de generación eléctrica y aguas lluvia las cuales se recolectan al sistema API.

Adicionalmente, en diferentes puntos se inyectan químicos demulsificante y antiespumante para el tratamiento del crudo y anticorrosivo, inhibidor de incrustaciones y biocidas para la protección de las facilidades contra la corrosión. Para mejorar la calidad del agua se inyectan clarificadores.

Además se efectúa un continuo seguimiento en un laboratorio para determinar la eficiencia del tratamiento y la protección de las facilidades. Se realizan análisis de BSW, viscosidad, densidad API, residual de aceite en el agua de inyección en ppm, análisis fisicoquímicos del agua de producción, residual de químicos que previenen la corrosión y análisis bacteriológico para detener el crecimiento de bacterias sulforreductoras pues estas en su metabolismo generan H_2S , un gas que en presencia de CO_2 y oxígeno disuelto forma una mezcla corrosiva severa. Igualmente el H_2S es nocivo para la salud en concentraciones bajas, sobre los 500ppm puede causar muerte súbita.

El agua producida es almacenada en los tanques correspondientes para su desnatado y posterior inyección en pozos en la formación Hollin acondicionados para el efecto, mediante bombas booster y bombas de inyección de alta presión. Se inyecta baches de biocida, xileno y JP1 para mejorar la recepción de agua en el pozo, cuando se nota un decrecimiento en su capacidad de recepción de agua.

El gas liberado en el proceso de deshidratación del crudo, es utilizado para diferentes aplicaciones, entre ellas: como combustible para los quemadores de los Heater Treaters, como gas piloto para el encendido de los quemadores de los Heater Treater y la tea, como sello para los tanques de crudo y agua (Gas Blanket) para compensar las variaciones de presión en el interior de los mismos debido al desplazamiento del fluido

que almacene, como gas de purga para dos funciones: crear una presión positiva en el sistema de tea y evitar un vacío a fin de que la llama de la tea no regrese a la línea de gas pese a que hay un flame arrestor en el ingreso a la misma.

2.8.3 PROCESAMIENTO DEL CRUDO

2.8.3.1 Ingreso de fluido

La producción de los pozos tanto de Villano A como de Villano B, luego de una separación parcial de agua en Villano A, recorre una trayectoria aproximada de 44Km a través de una línea de flujo de 12" y 6 válvulas normalmente abiertas (NO) con accesorios ANSI 900. Toda la línea de flujo está equipada con transmisores de presión y temperatura del fluido. El conocimiento de las temperaturas de la línea de flujo permitirá tomar los correctivos necesarios para evitar problemas en el proceso, cuando por efecto de la lluvia el fluido se enfría por debajo de 100 °F.

Los potenciales problemas debido a bajas temperaturas pueden ser:

- Aumento de la viscosidad del crudo.
- Presionamiento de la línea, lo cual implica que en Villano se tenga que recircular el fluido de las bombas flowline al tanque de crudo a través de la válvula PV606. Pero notar que, no se puede recircular indiscriminadamente ya que un gran flujo provoca alta vibración en la bota pudiendo colapsarla, ni se debe sobrepasar un nivel de 10pies en el tanque, por lo que se requiere que este tanque esté siempre vacío.
- Potencialmente, puede haber un PSD por alta presión a la salida de Villano. Recordar que no es conveniente que los pozos se paren a menudo a fin de reducir el riesgo de que éstos no arranquen nuevamente; pues esto significa pérdida de producción y gastos de workover.

- Dificultad para la separación de las 3 fases gas, agua y crudo (falta de gas de utilidades, problemas de deshidratación del crudo BSW mayor al 0.5%, aumento de residual de aceite en agua de inyección).
- Formación de batch de agua y crudo en la línea, lo cual provoca presionamientos excesivos en Villano A.

Los correctivos para estos problemas pueden ser:

- Aumentar la dosis de inyección de demulsificante a la flowline en Villano.
- Recircular el crudo en Villano a través de la válvula PV606 y reducir la producción de los pozos hasta que termine el presionamiento.
- Incrementar el agua hacia el CPF para subir el corte de agua y con ello reducir la viscosidad del fluido.
- El fluido ingresa a la facilidad de proceso CPF por la válvula SDV201 (Válvula de bloqueo ante falla) a presión y temperatura variables que dependen de las condiciones climáticas y del químico indicados anteriormente que afectan a la línea.

Tabla 2.8.3.1-1 Valores registrados al ingreso a CPF

Variable	Valor máximo leído	Valor mínimo leído
Presión(psig)	255	118
Temperatura (°F)	145	85

2.8.3.2 Inyección de Químicos

- Demulsificante, su función es romper las emulsiones, disminuyendo la tensión superficial de las gotas de agua ya que destruye la película que se forma alrededor de ellas y de esta manera facilita la separación de agua del crudo.
- Inhibidor de corrosión, forma una película en el interior de la tubería con la finalidad de evitar que los agentes corrosivos como H_2S , CO_2 , O_2 disuelto afecten a la misma.
- Biocida, combate la proliferación de colonias de bacterias y de esta manera evitar la formación de H_2S que es altamente corrosivo y peligroso para la salud.
- Clarificador de agua de inyección, su función es atrapar las partículas de aceite dejando al agua con una mínima cantidad de aceite (ppm).
- Inhibidor de incrustaciones: Su función es evitar el depósito y acumulación de carbonato de calcio en los equipos y tuberías, ya que este actúa como un aislante pues tiene baja conductividad, esencialmente en los tubos de fuego de los Heaters Treaters, pues el depósito de carbonatos en estos tubos pueden provocar sobrecalentamientos.
- Xileno, es un hidrocarburo aromático que se utiliza como solvente que ayuda a limpiar la formación de los pozos de agua arrastrando el aceite que se impregne en los poros. Este químico se lo aplica en forma de batch en el agua de inyección.
- JP1, es un solvente que ayuda a limpiar la formación de los pozos de agua arrastrando el aceite que se impregne en los poros. Este químico se lo aplica en forma de batch en el agua de inyección.

- Secuestrante de oxígeno, atrapa el oxígeno disuelto en el agua mediante el agente reductor bisulfito de potasio, evitando que se forme una mezcla corrosiva en presencia de CO₂ y H₂S.

2.9 APROVECHAMIENTO DEL CALOR

En esta etapa, la mezcla crudo, agua y gas procedente de Villano ingresa con un rango de temperatura de 90°F a 130°F y se eleva a 155°F-165°F para:

- Optimizar la cantidad de energía utilizada en los quemadores de los Heater Treaters para el calentamiento del crudo.
- Favorecer la separación de las fases en el FWKO debido a la reducción de viscosidad y la inyección de químicos.

En el CPF se dispone de 8 intercambiadores de calor: 6 de tubo y carcasa y 2 de placas. Los fluidos que ceden calor por conducción son el agua separada primordialmente de los Heater Treaters y el crudo en especificaciones enviado desde el Deggasing Vessel.

2.9.1 INTERCAMBIADORES DE CALOR CRUDO/AGUA

2.9.1.1 Lado tubo: (Fluido de Villano)

El fluido proveniente de Villano y que pasó por el static mixer se bifurca para dirigirse a los intercambiadores de calor agua/crudo CF15EX1002A/B por líneas de 8" e ingresa al lado tubo de cada uno. Para monitorear la temperatura y presión del fluido se dispone de un indicador TI713A/B y un indicador de presión s/n*. También, en este punto se inyecta el químico antiespumante para evitar la formación de espuma en los recipientes posteriores del tratamiento.

El fluido sale del lado tubo de cada intercambiador por líneas de 8". Para monitorear la temperatura y presión del fluido de salida se dispone de un indicador TI712A/B, un indicador de presión s/n.

Se tiene una válvula PSV611A/B que se abrirá por sobrepresión para el caso de relevo térmico de este lado. Cabe notar que el ingreso y salida de crudo del intercambiador no tienen válvulas de control. Ambas salidas se unen a una línea común de 10" a través de la cual el fluido continúa hacia los intercambiadores de placas.

2.9.1.2 Lado carcasa: (Agua producida)

El agua producida de los Heater Treaters CF15-HF1-001A/B/C/D/E ingresa al lado carcasa de cada intercambiador de calor agua/crudo CF15EX1002A/B a través de una línea de 6" en la que se monitorea la temperatura y presión con un indicador TI710A/B y un indicador de presión s/n. Para el caso de una sobrepresión de las carcasas se dispone de las válvulas PSV610A/B, las cuales evacuarán el fluido al cabezal de relevo. La hoja técnica de las PSVs indican que estas son para servicio en caso de falla de los tubos, lo cual, sería un problema grave del intercambiador, ya que se contaminarían las corrientes, enviando crudo al sistema del agua, y el lado tubo es clase ANSI 300, y trabajara con mayores presiones que en el lado carcasa ANSI 150 por donde pasa el agua.

EL agua del lado carcasa de cada intercambiador sale a través de una línea de 6", tiene un control de presión que se realiza con el lazo PT610A/B, PIC610A/B y la válvula PV610A/B, con un set actual de 15psig. Actualmente por la cantidad de agua obtenida esta válvula permanece totalmente abierta. Ambas salidas se unen a una línea común de 6" por la cual el agua continúa hacia el Hydrocyclone Surge Drum CF16-VE1-001A.

Para evitar que el agua se enfríe demasiado lo que dificultaría la separación del residual de aceite contenido en el agua, se puede desviar una cantidad de este fluido a través de una válvula automática TV710 de 2", la cual se abre con la señal enviada por el controlador TIC710 cuando la temperatura de salida de agua detectada por el transmisor TT710, es menor que el set actual de esta válvula en 120°F.

Tanto el lado carcasa como el lado tubo de los intercambiadores pueden ser drenados al close drain para su mantenimiento.

Tabla 2.9.1.2-1 Datos técnicos de los Intercambiadores de calor Crudo/Agua

Datos	Valores Operacioneles
Capacidad lado carcasa (agua producida)	12000 BWPD
Capacidad lado tubo (fluido de Villano)	45000 BFPD
Presión - Temperatura lado carcasa	25psig a 200°F
Presión - Temperatura lado tubo	142psig a 138 °F
Máxima corrosión permitida en lado carcasa	0.125"
ANSI lado carcasa	150
ANSI lado tubo	300

2.9.2 INTERCAMBIADORES DE CALOR CRUDO/CRUDO

2.9.2.1 Lado tubo: (Fluido de Villano)

El fluido proveniente de los intercambiadores de placas se dirige a los intercambiadores de calor crudo/crudo CF15EX1001A/B/C/D por una línea de 8".

Este fluido se bifurca para ingresar al lado tubo de cada intercambiador a través de líneas de 6". Cada línea tiene un medidor de flujo FE411A/B/C/D, un indicador TI716A/B/C/D y un indicador de presión s/n para fines de monitoreo de estas variables.

La línea de salida de fluido del lado tubo de cada intercambiador es de 6" en la cual se ubica un indicador TI717A/B/C/D y un indicador de presión s/n para monitoreo de temperatura y presión y una válvula PSV612A/B/C/D que se abrirá por sobrepresión para el caso de relevo térmico de este lado desviando el fluido hacia el cabezal de relevo a través de una línea de 3". Cabe notar que el ingreso y salida de crudo del intercambiador no tienen control. Ambas salidas se unen a una línea común de 10" a través de la cual el fluido continúa hacia el Free Water Knock Out CF15-VE1-001A.

2.9.2.2 Lado carcasa: (Crudo con especificaciones)

El crudo con especificaciones proveniente del Degassing Vessel CF23-VE1-001 ingresa al lado carcasa de cada intercambiador de calor crudo/crudo CF15EX1002A/B a través de una línea de 6" en la que se dispone de un indicador TI714A/B/C/D y un indicador de presión s/n para monitorear la temperatura y presión del crudo.

La salida de crudo de cada intercambiador es de 6" en la cual están instalados un transmisor TT711A/B/C/D y un indicador de presión s/n para monitorear la temperatura y presión del crudo. En este punto, el fluido puede ser desviado a través de una válvula ROV211A/B/C normalmente cerrada, hacia el cabezal de crudo fuera de especificaciones. Ambas salidas se unen a una línea común de 8" por la cual el crudo continúa hacia los intercambiadores de placas.

Para evitar que el crudo con especificaciones se enfríe demasiado lo que dificultaría su transferencia hacia Sarayacu debido a un incremento de la viscosidad, se puede desviar

una cantidad de este fluido a través de una válvula automática TV711A/B/C/D la cual se abre con la señal enviada por el controlador TIC711A/B/C/D cuando la temperatura de salida de crudo con especificaciones detectada por el transmisor TT711A/B/C/D, es menor que el set actual de esta válvula a 120°F (fijado por el operador).

Tanto el lado carcasa como el lado tubo de los intercambiadores pueden ser drenadas al close drain para su mantenimiento.

Tabla 2.9.2.2-1

Datos técnicos de los Intercambiadores de calor Crudo/Crudo

Datos	Valores Operacionales
Capacidad lado carcasa (crudo con especificaciones)	7000 BOPD
Capacidad lado tubo (fluido de Villano)	22500 BFPD
Presión - Temperatura lado carcasa	65psig a 215 °F
Presión - Temperatura lado tubo	125psig a 146 °F
Máxima corrosión permitida en lado carcasa	0.125"
ANSI lado carcasa	150
ANSI lado tubo	300

2.10 SEPARADOR DE AGUA LIBRE (FWKO)

El fluido proveniente de los intercambiadores de calor Crudo/Crudo, ingresa al Free Water Knock Out CF15VE1001A por una línea de 10", en la que está instalado un transmisor TT703 para monitorear la temperatura del fluido, una válvula check y un cupón de corrosión. En el cupón se determina el nivel de corrosión que se puede presentar en la planta.

El crudo que se separa en el FWKO asciende hacia 4 cubetos acumuladores que hay en su interior. De cada cubeto sale el fluido por líneas de 4" que alimentan a un cabezal común de 16" y desde el cual se distribuye el fluido hacia los cinco Heater Treaters CF15-HF1-001A/B/C/D/E por líneas de 4" adicionales. En este punto el crudo tiene alrededor del 30% de BSW cuando el proceso está normal.

El control de nivel de crudo del FWKO se realiza con los lazos LT501/502/502/503/504, LIC501/502/502/503/504 y las válvulas FV001A/B/C/D/E a través de las cuales el fluido continúa a los Heater Treaters. Actualmente, algunas de estas válvulas son operadas en modo manual, ya que basta que una o dos válvulas controlen el nivel de los cubetos para que se produzca el efecto de vasos comunicantes entre los mismos y se garantice que solo líquido sea enviado a los Heater Treaters.

La fase agua tiene dos salidas. En la primera de 6" se dispone de una válvula ON/OFF SDV203, una válvula de control de nivel de agua LV500 que forma parte del lazo LT500 y LIC500 para el efecto y un transmisor PT609 para la seguridad de esta línea puesto que aguas abajo de la válvula SDV203 los accesorios son ANSI 150.

La segunda va directamente a los tanques correspondientes a través de una línea de 4" del sistema SANDJET por una válvula ON/OFF SDV204 controlada por la señal del transmisor LT500, se cierra por bajo nivel del agua.

El gas sale por la parte superior del FWKO a través una línea de 3" en la que está instalada la válvula PV606 que integra el lazo PT606 y PIC606A para el control de presión del vessel con un set actual de 80psig. Este set es variable y se puede operar hasta 110psig para remover más agua de este recipiente.

Luego el gas se dirige hacia el enfriador CF45-EX1-001A y posteriormente llega al fuel gas KO drum CF45-VE1-001A.

Este recipiente es un separador trifásico de primera etapa que permite separar crudo, agua y gas del fluido que proviene de los intercambiadores de calor crudo/crudo.

El fluido que ingresa al FWKO choca con una placa deflectora provocando la separación de las fases.

- El gas se separa por disminución de presión.
- El agua libre se separa de acuerdo a la ley de Stockes:

$$V_T = \frac{1,78 \times 10^{-6} (\Delta S.G)(d_m)^2}{\mu}$$

Donde:

V_T = Velocidad de la gota de agua retenida en la fase continua de crudo, ft/s

d_m = Diámetro de la gota de agua, micrones

$\Delta S.G$ = Diferencia entre la gravedad específica del crudo y agua

μ = Viscosidad dinámica.

De acuerdo a la ecuación:

- La velocidad se verá rápidamente afectada si se incrementa el tamaño de la gota. Esto se logra porque el fluido pasa por las placas coalescentes y uso de químico demulsificante.

- Una diferencia de gravedades específicas de fluidos no miscibles aumenta la velocidad de caída de agua, sin embargo vale considerar que cuando se tratan crudos pesados la densidad del crudo tiende a la del agua, por lo que el $\Delta S.G$ tiende a cero y por tanto la separación no es posible.
- A mayor viscosidad menor será la velocidad de caída de agua libre.

Tabla 2.10-1 Datos técnicos del Separador de agua libre (FWKO)

Datos	Valores operacionales
Capacidad	90,000 BFPD
Presión-Temperatura	74 psig a 153 °F
ANSI	300
Máxima corrosión permitida	0.125"
Tiempo de residencia	8,8 min

2.11 CALENTADOR DE FUEGO DIRECTO - DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO (HEATER TREATER)

Este equipo es el más importante del proceso, pues nos permite:

- Eliminar el contenido de agua que no fue separada en el FWKO por debajo del 0.5% de BSW.
- Continuar con la separación de gas.
- Disminuir la viscosidad para que facilite el bombeo de crudo hacia Sarayacu.

Consta de dos partes: lado calentador y lado deshidratador.

El fluido procedente del FWKO, es distribuido al lado calentador de cada treater

El fluido ingresa por la parte superior y se distribuye uniformemente por un espacio anular entre la pared interna del calentador y una pared paralela a esta, lo que permite que el fluido baje de forma laminar al fondo y ascienda cubriendo los tubos de fuego que transmiten calor al crudo por la combustión de gas, crudo o diesel. La transferencia de calor permite disminuir la viscosidad y aumentar la diferencia de gravedades específicas, lo que facilita la separación del agua y gas de la fase crudo

El crudo pasa por rebose al fondo del lado deshidratador que debe permanecer inundado y fluye hacia la parte superior pasando por el colchón de agua que se mantiene en la unidad, esto permite que el crudo se lave para que las gotas dispersas se junten entre sí y se depositen en el fondo de esta forma se elimina el agua remanente que no fue separada en el FWKO, completando el tratamiento de deshidratación del crudo.

Se utiliza corriente directa a 22000 V_{DC} para alimentar a las rejillas ánodo-cátodo y por efecto electrostático favorecer la coalescencia de las gotas de agua para reducir el BSW a menos de 0.5% de.

La salida de crudo con especificaciones es por lado deshidratador mediante una línea de 4", en la cual está instalado un transmisor TT725A/B/C/D/E para monitorear la temperatura del crudo y una válvula LV523A/B/C/D/E que es parte del lazo LT523A/B/C/D/E y LIC523A/B/C/D/E para el control de nivel de crudo del lado calentador, con un set actual de 50%. Luego el fluido continúa por una línea de 6" hacia el cabezal de ingreso al Degassing Vessel de 12".

Cada lado del vessel tiene una línea de salida de agua producida de 2" con un control de nivel de esta fase en cada una; esto es, el lazo LT521A/B/C/D/E,

LIC521A/B/C/D/E y válvula LV521A/B/C/D/E para el control en lado calentador y el lazo LT529A/B/C/D/E, LIC529 A/B/C/D/E y válvula V529A/B/C/D/E para el control en lado deshidratador.

Ambas salidas se unen a una línea común de 3" para dirigirse a los intercambiadores de calor agua/crudo A y B. En esta línea está colocado un totalizador de flujo FT421A/B/C/D (FT429E para el treater E) del agua separada en este recipiente, para contabilizar el agua separada en cada recipiente.

Tanto el lado calentador como el lado deshidratador pueden ser drenados al close drain para su mantenimiento.

El gas separado en este recipiente sale por un domo ubicado en la parte superior del treater a través de una línea de 4". La salida de gas es controlada para mantener la presión del treater mediante el lazo PT620A/B/C/D/E, PIC620A/B/C/D/E y la válvula PV620A/B/C/D/E. Actualmente los heatear treater pueden operar entre una presión de 50 a 60psig, pues es una presión suficiente para alcanzar el siguiente recipiente del proceso (Degassing Vessel) el mismo que opera a una presión de alrededor de 20psig.

Las válvulas de relevo PSV621A/B/C/D/E y PSV622A/B/C/D/E envían gas hacia el cabezal de tea de 8" por sobrepresión. Si bien la hoja técnica indica que el servicio de estas válvulas son Fire Relief, hay que notar que por las dos válvulas puede ser evacuado cerca de 22000BFPD. Por tanto se debe confirmar si la hoja técnica es correcta.

Para verificar el nivel de la interfase del calentador y deshidratador, se dispone de 5 toma muestras de 1" dispuestas a diferentes alturas de cada lado del vessel, las cuales dirigen las muestras del fluido hacia bandejas de recolección donde se puede visualizar el tipo de fluido y a que altura aproximada se encuentran las fases. Previo al ingreso a

las bandejas, cada muestra es enfriada con agua de utilidades en intercambiadores de calor. El fluido de cada bandeja es desalojado hacia el close drain.

Para los quemadores, se tienen 3 líneas de ingreso de combustible crudo, diesel y gas de 2".

Tabla 2.11-1

**Datos técnicos del Calentador de fuego directo - Deshidratador Electrostático
(HEATER TREATER)**

Datos	Valores Operacionales
Capacidad	5600BOPD
Presión - Temperatura	55psig a 212°F
ANSI	300
Máxima corrosión permitida	0.125"
Tiempo de residencia	127,8min

2.12 DEGASSING VESSEL

El crudo procedente del lado deshidratador de los Treaters con un BSW<0.5% ingresa al Degassing Vessel CF23-VE1-001 por una línea de 12" a través de una válvula ON/OFF SDV1001. Este crudo tiene aun gas disuelto que es liberado en el interior del Degassing debido a la expansión brusca (flashing) producida por el diferencial de presión al ingresar a un sistema de menor presión (22psig). Además, el choque del fluido con placas colocadas de forma alternada dentro del recipiente, contribuye a la separación del remanente de gas. Luego de este proceso el crudo cumple con las especificaciones requeridas para ser transferido hacia Baeza y el gas ingresa a un sistema de recuperación de gases y condensados.

Tabla 2.12-1 Datos técnicos del Degassing Vessel

Datos	Valores Operacionales
Capacidad	26000BOPD
Presión - Temperatura	22psig a 212°F
ANSI	300
Máxima corrosión permitida	0.125"

2.13 TANQUES DE CRUDO

Dentro de las facilidades de CPF existen 3 tanques de almacenamiento de los fluidos provenientes del proceso que llegan a tres cabezales de 8" y son desviados hacia un manifold que permite dirigir los fluidos por líneas y válvulas manuales de 8" hacia el tanque correspondiente:

- Tanque de crudo con especificaciones.
- Tanque de crudo fuera de especificaciones.
- Tanque de relevo de las válvulas del proceso.

Para direccionar el flujo como se indica, en el manifold de cada tanque hay válvulas manuales con posicionador: el mismo que permite visualizar que fluido está recibiendo cada tanque en un momento dado.

El fluido ingresa a la parte superior de la bota para separar la fase gaseosa y líquida, el gas se separa por la baja presión en el tanque, mientras que el crudo desciende hacia la parte inferior del tanque.

Tabla 2.13-1 Datos técnicos de los Tanques de Crudo A/B/C

Datos	Valores Operacionales
Capacidad	20000 BOPD
Presión - Temperatura	3.5"WC a 200°F
Tipo	API-650
Máxima corrosión permitida	0.125"
Número de unidades	3

2.14 TRATAMIENTO E INYECCIÓN DEL AGUA

El agua que se separa en el FWKO y en los Heaters Treaters, es enviada al sistema de tratamiento e inyección de agua que consiste de:

- Un hidrociclón
- Tres bombas de Hidrociclones A/B/C
- Dos hidrociclones A/B
- Un tanque de desnatado y reposo de agua B.
- Un tanque de desnatado y reposo de agua A.
- Cuatro bombas booster de agua.
- Tres bombas de inyección de alta presión de agua (WIP)
- Dos pozos inyectoros.

2.15 FWKO

El agua es desalojada a través de dos salidas:

- A través de la válvula ON/OFF SDV203 y LV 500 que controla el nivel en el FWKO, por una línea de 6"; y,

- Por la válvula ON/OFF SDV204, por una línea de 4".

El sistema de agua se vuelve CLASE ANSI 150 después de pasar por las válvulas manuales ubicadas antes de las SDV 203 y SDV 204.

La salida de agua que pasa a través de la válvula ON/OFF SDV204, es enviada directamente a los tanques de agua.

El flujo de agua que sale por la válvula SDV203 se bifurca en dos líneas:

- Línea de 6" que va directamente a los tanques de agua
- Línea de 4" que mediante una válvula manual que actualmente está abierta, permite el paso hacia el manifold de agua, que la une con las salidas de agua de los heater treaters para direccionar el agua hacia el lado carcasa de los intercambiadores de calor crudo/agua CF15-EX1-002 A/B.

2.16 HEATERS TREATERS

Tienen 2 salidas de agua:

- Lado Calentador por una línea de 2" a través de una válvula
- Lado deshidratador por una línea de 2" de igual manera a través de la una válvula

El agua que sale de los Heater treaters y un porcentaje del que sale del FWKO, corresponde al fluido que cede calor al pasar por los intercambiadores crudo/agua, después el agua ingresa al sistema de hidrociclones.

2.17 HIDROCICLONES

La función de los hidrociclones es separar el residual de aceite que tiene el agua. Esta separación se da por dos principios: la diferencia de gravedades específicas y un diferencial de presión.

El fluido ingresa al hidrociclón y choca con su pared interna, lo que genera una fuerza centrífuga que forma un vortex principal que se dirige al fondo del tubo y por la diferencia de gravedades específicas forma un vortex secundario que contiene aceite y sube internamente. El desalojo del aceite se conoce como reject.

El aceite desalojado va al drenaje cerrado, mientras que el agua se dirige a los tanques de agua.

Las salidas del agua de cada hidrociclón de 6" se unen a las salidas de agua que provienen del FWKO (SDV 203 y SDV 204). De esta manera toda el agua del proceso se alimenta al sistema de tanques para la separación final del crudo y agua.

2.18 TANQUES DE AGUA

Los tanques de agua cumplen dos funciones:

- Es el último lugar donde se puede disminuir el residual de aceite en agua; por la diferencia de densidades entre el aceite y el agua, que es favorecida por el tiempo de residencia, se forma una capa de crudo en la superficie de agua. El retiro de esta capa de crudo se la llama desnatado; y,
- Almacenar un nivel suficiente para dar a las bombas booster de agua el NPSH requerido para su operación dentro de sus curvas de diseño.

Los tanques de agua disponen de un juego de válvulas manuales en la entrada de los mismos, lo que permite realizar las siguientes opciones:

1. El skim tank B puede recibir y despachar agua,
2. El tanque A puede recibir y despachar agua,
3. Los tanques A/B pueden operar en paralelo,

4. El tanque B recibe el agua del proceso, permite en serie el paso al tanque A y este despacha el agua a las bombas booster.

Normalmente se opta por la opción N° 4

2.19 TANQUE DE AGUA "B"

La entrada al tanque de agua B cuenta con tres eductores, que consiste en un tubo venturi por el cual pasa el fluido de una presión mayor a una menor, que provoca una gran velocidad, creando un vacío que arrastra gas a través de una línea que sale de la parte superior del tanque de agua (gas blanket) y se une con el tubo venturi. El objetivo es que al entrar al tanque, el gas se eleve a través del agua arrastrando el residual de aceite disperso en el agua; el gas se adhiere a las partículas de oil y sube hacia la zona de desnatado en la parte superior del tanque.

Para facilitar la separación del residual de aceite del agua, el tanque de agua CF16-TK1-001B, posee dos techos en forma de cono en su interior, dejando un espacio anular entre el borde del cono y la pared del tanque.

El ingreso del agua se lo realiza por una tubería de 10" que pasa sobre el techo inferior del tanque (1,6m), hasta llegar al centro del tanque, el fluido sube por el interior de un tubo que sirve de soporte de los techos. Por medio de un dispersor, el agua se vierte sobre el techo superior (5,89m) por todas las direcciones. De esta manera el crudo se detiene en los techos y tiende a subir a la zona de desnatado. El residual de aceite por la diferencia de densidades específicas se separa del agua dentro del tanque y tiende a acumularse en la parte superior formando una capa de crudo. Esta capa es afectada por la altura del nivel del agua de las siguientes maneras:

- Cuando el nivel del agua está sobre el techo superior (5,89m), la capa de crudo sirve como un filtro que retiene el residual de aceite del agua que entra, el flujo desciende despacio, lo que permite aprovechar el tiempo de residencia del agua en el tanque para separar el aceite del agua.
- Cuando el nivel de agua esta bajo el techo superior, el flujo del agua que pasa por el techo cae bruscamente sobre la capa de crudo, lo que agita la película de crudo y lo arrastra hacia el fondo y luego hacia el tanque A.

La salida de agua se lo hace por una línea de 10" que esta debajo del techo inferior (1,6m) dispone de un brazo hidráulico. Actualmente por el gran volumen de agua producida, en el tanque B se han instalado 2 líneas de salida de 6" tomando el agua del fondo del tanque que tiene mayor tiempo de residencia y menor ppm de aceite residual que se une a la salida del brazo hidráulico para enviarlo al tanque B.

Cuando el nivel de agua del tanque B pasa los 589 cm, que por efecto de vasos comunicantes el agua es desalojado por el brazo hidráulico, manteniendo el nivel en dicha altura.

El control de nivel a 590 cm del tanque B se realiza con el lazo LT590, LIC590 y la válvula LV590, que regula el paso de agua para mantener el nivel a 589cm, cuando el nivel está sobre lo 589 cm la válvula está abierta y cuando el nivel baja de los 589 cm esta válvula se cierra, con lo que se recupera el nivel y se asegura el nivel para un desnatado óptimo del agua de producción.

Cuando el nivel del tanque B alcanza los 630 cm, la válvula LV 591A se abre permitiendo al flujo de agua dirigirse hacia el tanque de crudo A, donde se lo almacena temporalmente hasta que el nivel del tanque B descienda y pueda recibir el agua del tanque de *crudo A*.

Para este propósito se dispone una bomba que drena el agua del Tanque de Crudo A.

Tabla 2.19-1 Datos técnicos de la bomba de drenado del Tanque de Crudo A

Datos	Valores Operacionales
Capacidad	1371 BWPD
Diferencial Head	140 ft
ANSI	150
Máxima corrosión permitida	0.125"

2.20 TANQUE DE AGUA "A"

Es un tanque que recibe el agua del tanque B, como se mencionó anteriormente. El tanque no tiene dispositivos adicionales para mejorar la calidad de agua. Es un tanque de almacenamiento para dar presión de succión necesaria a las bombas booster de agua, tiene acoplada una línea de 6" de agua que se conecta a la salida principal del agua de 10" que alimenta a las bombas booster que a su vez alimentan a las bombas de inyección de agua (WIP).

Los tanques de agua A y B cuentan con la entrada de gas blanket, y un flame arrestor que cumplen las mismas funciones que en los tanques de crudo

2.21 BOMBAS BOOSTER DE AGUA

Las bombas Booster de agua succionan el agua producida del tanque A y la envían hacia las bombas WIP C y D para ser inyectada en el pozo N°1, y a la bomba Centrífuga (WIP E) para inyectarla al pozo N°2, operación que es posible ya que las bombas elevan la presión desde 3,7psig en la succión hasta 240psig a la descarga de cada bomba.

La succión de cada bomba booster de agua tiene instalados:

- Un indicador que sirve para monitorear la presión.
- Un Strainer de 8"
- Un transmisor de presión que sirve para monitorear el diferencial de presión entre la entrada y la salida del strainer, si existiera un gran diferencial de presión podría ser a causa de una obstrucción en el dispositivo.

Tabla 2.21-1 Datos técnicos de las Bombas Booster de Agua

Datos	Valores Operacionales
Capacidad	25029 BWPD
Differential Head	465 ft
Tipo	Centrífuga
Número de unidades	3

2.22 BOMBAS DE INYECCIÓN DE AGUA

En la actualidad se dispone de 2 bombas de inyección de agua (WIP) que se encuentran en paralelo o una en relevo de otra dependiendo de la cantidad de agua que se este separando en el proceso de deshidratación del crudo.

Estas bombas permiten que el agua obtenida en el proceso de deshidratación de crudo en CPF sea enviada con la presión suficiente para llegar hasta el pozo inyector N°1.

El cabezal de 10" que dirige el agua a las bombas de inyección (WIP) tiene instalado:

- Un indicador PID1046 para monitorear el diferencial de presión a la entrada y salida del strainer, de existir un gran diferencial puede ser a causa de obstrucciones.
- Un indicador PI1043 y un transmisor PT1043 para monitorear la presión del agua.
- Un indicador TI1036 y un transmisor TT1036 para monitorear la temperatura de la carcasa y los rodamientos de las bombas.

La línea de descarga de 8" de cada bomba dispone de:

- Un transmisor PT1024 que monitorea la presión de salida del agua.
- Un switch de flujo FS1043 que detecta el flujo mínimo requerido por la bomba.
- Un indicador PI1044 para monitorear la presión del agua.
- Una válvula check de 8"

El flujo agua se bifurca hacia:

1. Hacia el tanque de agua por una línea de 4", recirculando a través de la válvula de control PV1040.

2. O, por la línea de 8" que dirige el fluido con dirección al pozo inyector a través de la válvula automática PV694 controlada por nivel del Tanque de agua A.

Tabla 2.22-1 Datos técnicos de las Bombas de inyección de agua

Datos	Valores Operacionales
Capacidad	40,114 BWPD
Differential Head	3013 ft
Tipo	Centrífuga horizontal
Número de unidades	2

2.22.1 Recirculación de las bombas WIP

Cada bomba de inyección de agua tiene su respectiva recirculación:

2.22.1.1 Recirculación de la bomba WIP D

La recirculación de agua producida va por una línea de 4" y es controlada por presión mediante los lazos PT1025 y PT1026, PI1026 y PI1025 con la misma válvula PV1340 con un set actual de 1700psig. En esta condición, el agua continúa por la línea de 4" par unirse con la recirculación de las bombas booster de agua hasta llegar al tanque A de agua.

2.22.1.2 Recirculación de la bomba WIP C

La recirculación de agua producida va por una línea de 4" y es controlada por presión mediante el lazo PI s/n, PT s/n y válvula PV s/n. En esta condición, el agua continúa por la línea de 4" para unirse con la descarga de las bombas booster de agua hasta llegar a la succión de las bombas WIP.

2.22.2 Cabezal de descarga de las bombas WIP

El agua producida fluye por una línea de 10" hacia el pozo inyector N°1 y es controlada por presión mediante los lazos PT693 y PT692, PIC693 y PIC692 y la válvula PV694.

2.23 BOMBAS DE INYECCIÓN DE AGUA CENTRILIFT WIP

La descarga de las bombas Booster de agua alimenta a la succión de la bomba Centrilif que permite elevar la presión de inyección de 240 Psig a 2300 Psig, para poder inyectar el agua al Pozo N°2 por una línea de alta presión.

Tabla 2.23-1 Datos técnicos de las Bombas de inyección de agua Centrilift

Datos	Valores Operacionales
Capacidad	20000 BWPD
Differential Head	1900 ft
Tipo	Centrífuga horizontal
Número de etapas	54

2.24 COSTOS DEL SEPARADOR

2.24.1 Carcasa

El costo de un recipiente de estas características:

$$L = 29 \text{ ft y } 6 \text{ inch}$$

$$d = 9 \text{ ft}$$

$$\text{SUBTOTAL} = 500,000 \text{ USD\$}$$

2.24.2 Tubería

Material = ANSI 300

100 USD\$ x metro

$$\text{Tramo Uno } 30 \text{ m} \times 100 = 3,000 \text{ USD\$}$$

$$\text{Tramo Dos } 50 \text{ m} \times 100 = 5,000 \text{ USD\$}$$

$$\text{Codos } 10 \times 250 \text{ USD\$} = 2,500 \text{ USD\$}$$

$$\text{Instalación} = 1,000 \text{ USD\$}$$

$$\text{SUBTOTAL} = 11,500 \text{ USD\$}$$

2.24.3 Bridas

$$\text{De } 8'' = 1 \times 180 = 180 \text{ USD\$}$$

$$\text{De } 6'' = 1 \times 140 = 140 \text{ USD\$}$$

$$\text{De } 4'' = 1 \times 90 = 90 \text{ USD\$}$$

$$\text{De } 3'' = 2 \times 80 = 160 \text{ USD\$}$$

$$\text{SUBTOTAL} = 570 \text{ USD\$}$$

2.24.4 Ochos

De 8" = 1 x 110 = 110 USD\$

De 6" = 1 x 110 = 110 USD\$

De 4" = 1 x 72 = 72 USD\$

De 3" = 2 x 72 = 144 USD\$

 SUBTOTAL 436 USD\$

2.24.5 Válvulas

De 8" = 1 x 80,000 = 80,000 USD\$

De 6" = 1 x 30,000 = 30,000 USD\$

De 4" = 1 x 15,000 = 15,000 USD\$

De 3" = 1 x 15,000 = 15,000 USD\$

De 3" = 1 x 3,000 = 3,000 USD\$

 SUBTOTAL = 143,000 USD\$

2.24.6 Instrumentación

Medidores de nivel = 4 x 3,750 = 15,000 USD\$

Medidores de Presión = $4 \times 3,750 = 15,000 \text{ USD\$}$

Transmisores de Presión = $4 \times 4,500 = 18,000 \text{ USD\$}$

Transmisores de Temperatura = $4 \times 4,500 = 18,000 \text{ USD\$}$

Cablado, Iluminación, Instalación, = $34,000 \text{ USD\$}$

Calibración y Mano de obra de los eléctricos

SUBTOTAL = $100,000 \text{ USD\$}$

2.24.7 Obra Civil

Bases de concreto: Base = 26 m^3

Cubeto = 10 m^3

$500 \text{ USD\$/ m}^3 \times 36 \text{ m}^3 = 18,000 \text{ USD\$}$

* Pilotaje: $700 \text{ m} \times 30 \text{ USD\$/ m} = 21,000 \text{ USD\$}$

Estructura Metálica: $700 \text{ Kg} \times 3.50 \text{ USD\$/Kg} = 2,450 \text{ USD\$}$

SUBTOTAL = $41,450 \text{ USD\$}$

* Esta actividad corresponde a la soldadura de placas, empates de tuberías, etc.

2.24.8 Montaje Mecánico

Montaje del equipo (in situ), el precio es de *USD\$ 50,000* mas *USD\$ 10,000* con transporte desde el puerto hasta el sitio de montaje.

Cabe añadir a esto *USD\$ 50,000* como obra mecánica:

- Soldador, pintor
- Armador
- Ayudantes
- Supervisores

Con todos estos datos, se confirma que la capacidad de este recipiente (separador) es de 72,000 BPD.

El costo total de este recipiente puesto en el sitio de funcionamiento (planta), es de:

USD\$ 906,956

CAPITULO III

3. CALCULOS Y RESULTADOS

3.1 RECOPIACIÓN DE DATOS

Durante los meses del 2006 y el presente año, el tratamiento de clarificación del agua de inyección ha arrojado los siguientes promedios de residual de aceite en agua. A continuación detallamos los valores promedios obtenidos en los siguientes meses:

Tabla N°3.1-1 Recopilación de datos

<i>MES</i>	<i>ppm O/W CPF</i>	<i>MES</i>	<i>ppm O/W CPF</i>
Enero 2006	-	Enero 2007	91,5
Febrero	88	Febrero	90.1
Marzo	105	Marzo	80
Abril	101	Abril	85
Mayo	110	Mayo	88
Junio	96	Junio	82
Julio	89	Julio	82.4
Agosto	95	Agosto	70.3
Septiembre	91	Septiembre	71.6
Octubre	97	Octubre	74.9
Noviembre	86	Noviembre	77.0
Diciembre	96	* Dcmbre	38.2
<i>Promedio</i>	<i>95.8</i>	<i>Promedio</i>	<i>81.1</i>

* Estos datos no se tomaron en cuenta para el promedio anual ya que consta hasta el 12 de Diciembre del 2007.

Como se ve en el histórico del residual del aceite en agua en este tiempo ha variado desde 95.8 a 81.1 ppm aceite en agua. Y con estos datos nos hemos propuesto en el presente trabajo de investigación tratar de obtener un agua con valores de ppm de aceite en agua que vayan desde los 55 a 60 como residual de aceite agua.

Para lo que primero hemos realizado es la evaluación de los diferentes clarificadores con que consta la empresa BAKER PETROLITE. Y a continuación describimos en resumen el detalle de la estructura química de cada una de estos productos de clarificación que fueron utilizados en esta investigación.

Dentro de la toma de datos que se hizo en relación a las variables de proceso como son de fluido, presión, temperatura y de la cantidad en ppm de aceite en agua, se los encuentra en el Anexo N° 3.

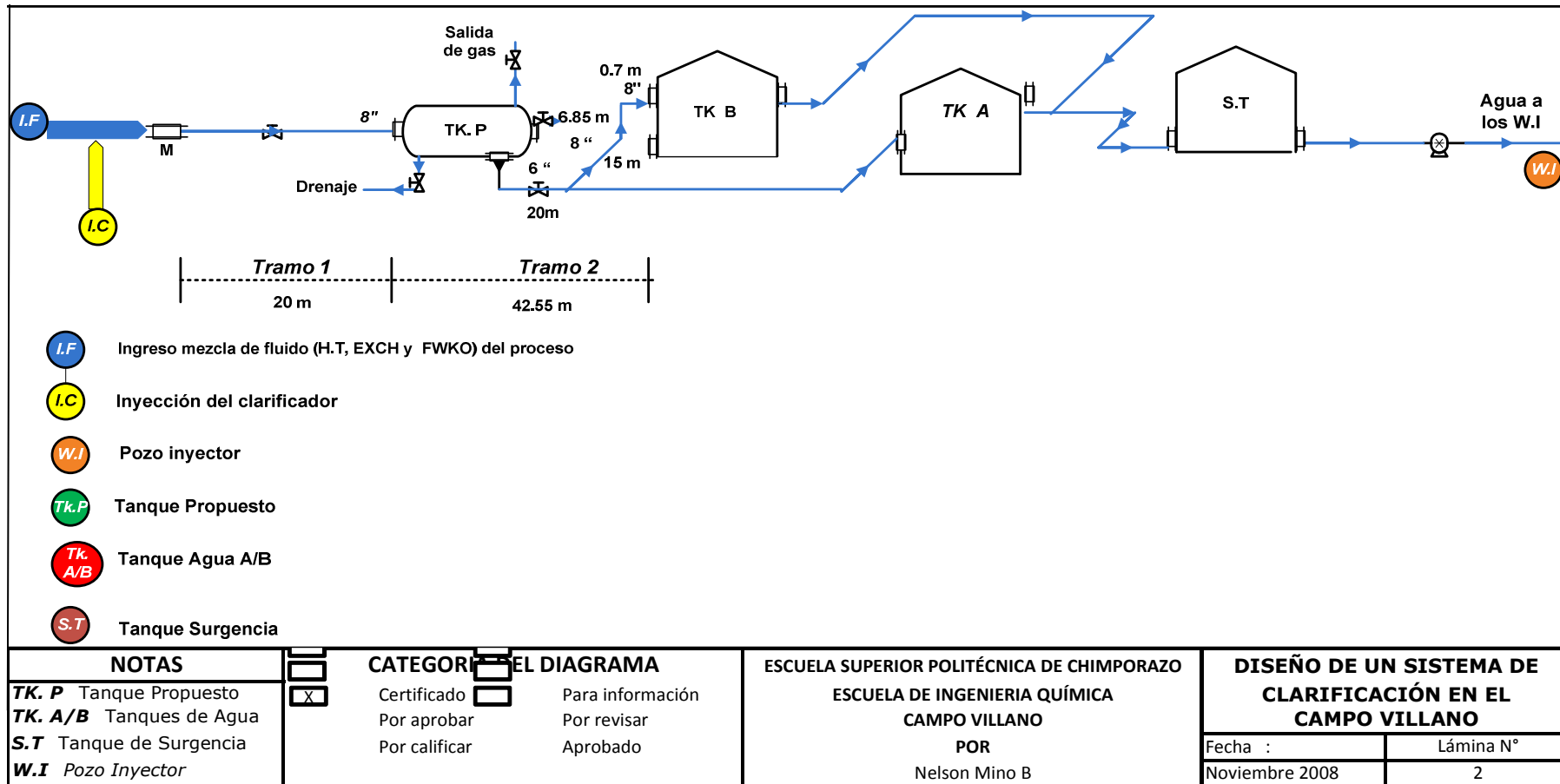
3.1.1 DETERMINACION DE LAS PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DE AGUA DE FORMACIÓN

Tabla 3.1.1-1 Determinación de las propiedades Físico-Químicas

PARÁMETROS	UNIDADES	CÁLCULOS
Conductividad	us/cm	Lectura directa
TDS (Measured)	(mg/l)	Lectura directa
pH Condiciones Normales	---	Lectura directa
Dureza Total	(mg/l) CaCO ₃	Digitos * Dilución
Dureza Cálcica	(mg/l) CaCO ₃	Digitos * Dilución
Dureza Magnésica	(mg/l) CaCO ₃	Dur Tot - Dur Ca
Alcalinidad Total	(mg/l) CaCO ₃	Digitos * Dilución
Alcalinidad Bicarbonatos	(mg/l) CaCO ₃	Alca. Tot * 1.22
Cl ⁻	(mg/l) Cl ⁻	Digitos *0.5* Dilución
SO ₄ ²⁻	(mg/l) SO ₄ ²⁻	Lectura HACH
Mg ²⁺	Mg ⁺⁺	Dur Magnésica * 0,24
Ca ²⁺	Ca ⁺⁺	Dur Calcica * 0,4
Fe ²⁺	(mg/l)Fe ⁺⁺	Lectura HACH
CO ₂ Water	(mg/l)CO ₂	Lectura directa
H ₂ S agua	(mg/l)H ₂ S	Lectura directa
Dissolved Oxygen	(ppb) O ₂	Lectura directa

3.1.3 DISEÑO DEL SISTEMA DE CLARIFICACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN DEL CAMPO VILLANO

3.1.3-1 Diseño del sistema de clarificación del agua de formación del Campo Villano



3.1.4 CARACTERISTICAS QUÍMICAS DE LOS CLARIFICADORES

3.1.4.1 FLW-129.

El clarificador de agua FLW-129 es una solución catiónica con alto peso molecular de una emulsión de polímeros en una base de solvente orgánico.

3.1.4.2 FLW-162.

El clarificador de agua FLW-162 es una solución con alto peso molecular de polímeros es una base de solvente orgánico.

3.1.4.3 RBW-6060.

El clarificador de agua RBW-6060 es una emulsión de polímero de latex aniónico usado en la clarificación de aguas de formación y de aguas de desecho industriales

5.1.4.4 RBW-213.

El clarificador de agua RBW-213 es un polielectrolito aniónico, usado en la clarificación de aguas de formación y aguas de desecho industriales.

3.1.5 AGUA DE INYECCIÓN.

El resultado en los valores de ppm de aceite que se ha estado inyectando al pozo ha marcado una variación que va desde los 88 hasta los 110 ppm., lográndose un promedio de 95.8.

En la actualidad la empresa que se encargada del tratamiento de deshidratación así, como de la calidad del agua, utiliza un promedio de 0.24 Gpd (24 Gpd diluido al 1%)

para tratar un flujo de agua de 62,000 BAPD que se inyecta aquí en CPF, dando una concentración de 0.10 ppm de clarificador utilizado.

Con estos antecedentes la compañía Baker Petrolite ha procedido a realizar pruebas para poder demostrar el comportamiento de algunos clarificadores (FL-129; RBW-213 y RBW-6060).

3.1.6 PREPARACIÓN DE LA MUESTRAS PATRÓN.

Como primer paso se prepara una solución madre al 1% (10,000 ppm), de esta se sigue haciendo diluciones hasta alcanzar una concentración de 100 ppm, de esta solución nos valdremos para poner en las botellas de 100 ml. con muestra de agua en ensayo las diferentes concentraciones (0.20, 0.25, 0.30 y 0.70 ppm).

3.1.6.1 CLARIFICADOR FL-129.

La prueba se realizó con agua que se separo del flujo de la llega al proceso, la misma que tiene *BS&W* de 62% en la parte superior y de 89% en la parte inferior de la tubería, la concentración de aceite en agua a la entrada al proceso fue de 122 ppm.

De los resultados obtenidos se puede concluir que la muestra se clarificaba poco con una dosis de 0.20 ppm y mucho mas con la de 0.25 a 0.30 ppm, por lo que se determino que no era necesario poner una dosis mayor a estas, igualmente el ensayo se volvió repetir con las mismas concentraciones, lográndose los mismos resultados. Se determino la concentración de aceite en agua (de la parte acuosa después de agitar con el clarificador), y nos dio 121 ppm.

El resultado de esta prueba se lo registró en una serie de fotos que estan en los anexos, donde se aprecia mucho más la diferencia entre las botellas que están claras y las que aún faltan clarificarse.

3.1.6.2 CLARIFICADOR RBW-213.

Se aplico el mismo procedimiento anterior en cuanto se refiere a la preparación de la solución patrón y las botellas con las muestras de agua en ensayo.

Cabe señalar que se tomo muestra de agua de la entrada al FWKO no sin antes someterse a una previa agitación en un dispositivo llamado MIXER (agitador), horizontal en el cual se somete a una fuerte agitación debido a la estructura interna de este dispositivo que permite que el paso se vuelva turbulento. Luego de tener esta agitación ingresa el agua al Fwko pero a su parte inferior donde se mezcla con el agua de este recipiente, para luego seguir el curso del proceso, que es mezclarse con las demás aguas formadas: como son de los Heater Treaters, Intercambiadores agua-crudo etc.

Para facilitar el ensayo se logró parar la inyección de clarificador por parte de la compañía proveedora de este químico, de esta manera se garantizo que no interferiria en el ensayo del clarificador RBW-213 y en los resultados.

El comportamiento del clarificador RBW-213 tuvo la misma tendencia del clarificador anterior, pero con la diferencia de que se repitió la prueba con una concentración mayor, como se ve en las fotos, se trabajo con concentraciones 10 veces mayor, es decir con 2, 3 4 y 6 ppm donde se vio que la muestra de agua es mucho mas clara.

De la misma manera se captó los resultados en fotos que están en los anexos correspondientes.

Para obtener más datos que confirmen la acción del clarificador, se procede a repetir la prueba pero esta vez a alta concentración (2, 3, 4 y 6 ppm), con el clarificador RBW-213. Siguiendo el trabajo de investigación se realizo un ensayo con muestra tomada a la salida del FWKO. Los resultados están en los anexos mostrados a continuación.

3.1.6.3 CLARIFICADOR RBW-6060.

Las pruebas fueron realizadas durante los días 20 al 22 de septiembre y del 23 a 25 de Octubre en los cuales, el valor del residual de aceite en agua es de 79 ppm. Además en estos días no se ha inyectado ningún clarificador de la compañía que se encarga de la inyección del clarificador.

Se aplico el mismo procedimiento anterior en cuanto se refiere a la preparación de la solución patrón y las botellas con las muestras de agua en ensayo.

Para facilitar el ensayo se logró suspender la inyección de clarificador por parte de la compañía encargada de la inyección del clarificador, de esta manera se garantizo que no interfiera en el ensayo del clarificador RBW-6060 y en los resultados.

El comportamiento del clarificador RBW-6060 tuvo la misma tendencia del clarificador anterior.

De la misma manera se captó los resultados en fotos que están a continuación en los Anexos N°19 hasta el Anexo N°48 que corresponde a los ensayos de muestra de agua de inyección así como a la salida del FWKO.

3.1.6.4 REPETICION DEL ENSAYO CON LOS CLARIFICADORES.

Se probó el efecto de aplicar una misma concentración de los clarificadores en el agua del proceso de CPF, y se observó cual químico daba el mejor resultado al compararlas simultáneamente.

Las pruebas se realizaron con una disolución de los clarificadores, todas con una concentración final de 10 ppm.

Para facilitar la observación de los resultados se emplea un sistema de calificación en el cual 1 corresponde al mejor y 3 al peor resultado, teniendo en cuenta para la evaluación la rapidez de separación y principalmente la calidad final del agua.

En la Tabla N° 3.2.1-3 se resumen los resultados observados al comparar la aplicación de los clarificadores en el agua proveniente de la entrada al proceso, a esta agua solo se le separó el crudo que llega de la parte superior.

Al comparar los mejores resultados entre sí, se observó que la aplicación del químico FLW 162 (0,25 ppm) fue el que más destacó.

La Tabla N° 3.2.1-4 representa los resultados de la prueba realizada con el agua que sale del FWKO.

En los Anexos N° 8 y 9, se juntaron todos los mejores resultados de la prueba a la llegada a CPF, en la cual se destaca la muestra de FLW-162 con 0.25 ppm de clarificador, lo que indica que fue el de mejor resultado.

Los últimos Anexos que mostramos se refieren a otro sitio de muestreo como es a la entrada del FWKO. De la misma manera se realizó el ensayo a diferentes concentraciones y se seleccionó el clarificador que mejores resultados demostró.

Al comparar los mejores resultados entre sí, se observó que la aplicación del químico FLW 162 (0,2 ppm) fue el que más destacó.

3.1.7 CÁLCULO DE LA DOSIS DE CLARIFICADOR EN LA PRUEBA DE BOTELLAS (Laboratorio).

Para realizar el cálculo de la dosis que utilizaremos en las pruebas de botellas en laboratorio, partiremos de la siguiente ecuación:

[1 solución al 1% --- equivale a ---- 10,000 ppm] Ec. 3.1.7-1

Se prepara una solución madre del 1% que equivale a 10,000 ppm, de aquí realizamos las respectivas diluciones hasta llegar a una solución patrón de 100 ppm, de esta dilución tomamos los volúmenes respectivos en las botellas de prueba de 180 ml, para obtener las dosis que amerita este trabajo de investigación, como desde una concentración baja (0,2 ; 0,3 ppm etc), hasta las pruebas que se realizaron con dosis altas (2, 3, y 6 ppm).

Los cálculos se inicia con la siguiente Ec.

$$[V_1 * C_1 = V_2 * C_2] \quad \text{Ec. 3.1.7-2}$$

Donde:

V_1 = Volumen ₁ condiciones iniciales

V_2 = Volumen ₂ condiciones finales

C_1 = Concentración ₁ condiciones iniciales

C_2 = Concentración ₂ condiciones finales

$$V_1 = \frac{100\text{ml} * 0,2 \text{ ppm}}{100 \text{ ppm}} = 0,2 \text{ ml}$$

Este cálculo se realiza para todas las concentraciones. Los volúmenes obtenidos colocamos en la botella de prueba y luego aforamos con agua de formación en estudio hasta 100 ml.

A continuación resumimos en la tabla los volúmenes obtenidos para su respectiva concentración.

3.1.8 CÁLCULO DE LA CANTIDAD DE QUÍMICO (CLARIFICADOR)

REQUERIDO.

Ecuación para tratamiento químico:

$$Q = \frac{P * V}{C} \quad \text{Ec. 3.1.8-1}$$

Donde Q = Cantidad de químico

P = ppm de químico

V = Volumen del sistema a ser tratado

C = Constante que usualmente es 10^6 o 23,809.5 cuando se trata de Barriles.

NOTA: las unidades de V = Q.

Para nuestro trabajo de investigación tenemos los siguientes datos

Q = Cantidad de químico

P = 0,3 ppm

V = 72,000 BPD

C = 23,809.5 cuando se trata de Barriles.

Remplazamos en la Ec. 5.1.9-1

$$Q = \frac{0.3 * 72,000}{23,809.5} \quad \Longrightarrow \quad Q = 0.91 \frac{gal}{día}$$

Lo que significa que necesitamos inyectar 0,91 GPD del clarificador seleccionado en laboratorio, para que nos pueda dar una agua de buena calidad y de esta manera ser inyectada sin ningún problema y facilite la inyección de agua de formación al pozo receptor.

3.1.9 CÁLCULO DEL BALANCE DE MASA

Tabla N°3.1.9-1 Datos para el balance de masa

FLUIDO	DENSIDAD (g/ cm ³)
Agua	0,9995
Oil	0,9315

Comenzamos el balance de masa con una base de 72,000 BPD

$$72000 \frac{bbls}{d} * \frac{42 gls}{1 bbls} = 3'024 ,000 \frac{gal}{d}$$

Balance de masa para una mezcla de fluido Q_1 a la entrada y Q_2 a la salida del sistema.



Cálculo de la cantidad de agua y aceite en la mezcla Q_1 :

Para los 90 ppm con que ingresa al sistema:

$$\begin{array}{l} \text{En } 10^6 \text{ gal mezcla} \text{ ----- } 90 \text{ gal oíl} \\ \text{En } 3'024,000 \text{ gal mezcla} \text{ ----- } X = \\ X = 272,16 \text{ gal oíl} \end{array}$$

Total de agua en la mezcla será:

$$3'024,000 \text{ gal mezcla} - 272,16 \text{ gal oíl} = 3'023,727.84 \text{ gal agua}$$

Para los 60 ppm con que sale del sistema:

$$\begin{array}{l} \text{En } 10^6 \text{ gal mezcla} \text{ ----- } 60 \text{ gal oíl} \\ \text{En } 3'024,000 \text{ gal mezcla} \text{ ----- } X = \\ X = 181,44 \text{ gal oíl} \end{array}$$

Total de agua en la mezcla será:

$$3'024,000 \text{ gal mezcla} - 181,44 \text{ gal oíl} = 3'023,818.56 \text{ gal agua}$$

Si tenemos una base de 72000 Barriles (3'024,000 galones) con que se proyecta el fluido a la entrada del sistema.

Realizamos los cálculos en porcentaje:

Para Q₁:

$$\begin{array}{l} 3'024,000 \text{ gal mezcla} \text{ ----- } 100 \% \\ 272,16 \text{ gal oíl} \text{ ----- } X = \\ X = 0,009 \% \text{ oil} \\ 100 - 0,009 = 99,991 \% \text{ agua} \end{array}$$

Para Q₂:

$$\begin{array}{l} 3'024,000 \text{ gal mezcla} \text{ ----- } 100 \% \\ 181,44 \text{ gal oíl} \text{ ----- } X = \\ X = 0,006 \% \text{ oil} \\ 100 - 0,006 = 99,994 \% \text{ agua} \end{array}$$



Agua 99,991
Oíl 0,009 %

Agua 99,994 %
Oíl 0,006 %

Cálculo del la masa de agua que hay en el fluido Q₁:

$$Q_{1\text{ agua}} = 0,9995 \text{ g/cm}^3 * 3'023,727.84 \text{ gal} * 3,78 \text{ l} / 1 \text{ gal} * 1000 \text{ cm}^3 / 1 \text{ l}$$

$$Q_{1\text{ agua}} = 1.13 \times 10^{10} \text{ g}_{\text{ agua}}$$

$$Q_{1\text{ agua}} = \mathbf{1.13 \times 10^7 \text{ Kg}_{\text{ agua}}}$$

Masa de oíl:

$$Q_{1\text{ oíl}} = 0,9315 \text{ g/cm}^3 * 272,16 \text{ gal} * 3,78 \text{ l} / 1 \text{ gal} * 1000 \text{ cm}^3 / 1 \text{ l}$$

$$Q_{1\text{ oíl}} = 958,294.41 \text{ g}_{\text{ oíl}}$$

$$Q_{1\text{ oíl}} = \mathbf{958,29 \text{ Kg}_{\text{ oíl}}}$$

De la misma manera realizamos el cálculo del la masa en el fluido Q₂:

$$Q_{2\text{ agua}} = 0,9995 \text{ g/cm}^3 * 3'023,818.56 \text{ gal} * 3,78 \text{ l} / 1 \text{ gal} * 1000 \text{ cm}^3 / 1 \text{ l}$$

$$Q_{2\text{ agua}} = 1.14 \times 10^{10} \text{ g}_{\text{ agua}}$$

$$Q_{2\text{ agua}} = \mathbf{1.14 \times 10^7 \text{ Kg}_{\text{ agua}}}$$

Masa de oíl:

$$Q_{2\text{ oíl}} = 0,9315 \text{ g/cm}^3 * 181,44 \text{ gal} * 3,78 \text{ l} / 1 \text{ gal} * 1000 \text{ cm}^3 / 1 \text{ l}$$

$$Q_{2\text{ oíl}} = 638,862.94 \text{ g}_{\text{ oíl}}$$

$$Q_{2\text{ oíl}} = \mathbf{638,86 \text{ Kg}_{\text{ oíl}}}$$

3.1.10 CANTIDAD DE ACEITE EN AGUA

Residual de aceite en agua promedio 74,9 ppm.

$$\begin{aligned} 74,9 \text{ BLS} & \text{-----} 1'000\ 000 \text{ BLS} \\ X & \text{-----} 72,000 \text{ BLS/ día} \\ X & = 5,39 \text{ BLS oil/ día} * \frac{(1 \text{ m})^3}{6,29 \text{ BLS}} \\ X & = 0,86 \text{ m}^3 \text{ oil/día} \end{aligned}$$

3.1.11 COSTO DE QUÍMICO EMPLEADO EN EL SISTEMA DE INYECCIÓN

3.1.11.1 CLARIFICADOR

Costo del clarificador: 13 USD\$/galón

Si sabemos que el valor de lo que se consume de químico es de 0,9 GPD, entonces realizamos el siguiente cálculo:

$$\begin{aligned} \text{Clarif} & = 0,9 \frac{\text{gal}}{\text{d}} * \frac{31 \text{ d}}{1 \text{ m}} = 27,9 \frac{\text{gal}}{\text{mes}} \\ \text{Clarif} & = 27,9 \frac{\text{gal}}{\text{mes}} * 13 \frac{\text{USD}}{\text{gal}} \\ X & = 362,7 \frac{\text{USD}}{\text{mes}} \end{aligned}$$

3.1.12 DIMENSIONAMIENTO DEL TANQUE

3.1.12.1 DATOS:

ν_w 140°F = Viscosidad cinemática del agua = 0,47 cSt *

ρ_w 140°F = Densidad del agua 0.9832 g/cm³*

ρ_o 140°F = Densidad del oil 0.9036 g/cm³ **

* Datos de "CAMERON HIDRAULIC DATA FLOW SERVER" a la temperatura de ingreso al recipiente. Pp: 4-4

** Realizamos el cálculo de la gravedad API del reporte diario de producción: 25.1 °API a 140 °F → 20.1 °API corregido a 60 °F.

Ec. 3.1.12.1-1

$$\rho_{API} = \frac{141.5}{\rho_r} - 131.5$$

Ec. 3.1.12.1-2

$$\rho_r = \frac{141.5}{\rho_{API+131.5}}$$

$$\rho_r = \frac{141.5}{25.1 + 131.5}$$

$$\rho_r = 0.9036 \frac{g}{cm_3}$$

Calculamos la viscosidad dinámica de agua a 170 °F:

$$\mu_w 140^\circ F = \rho_w 140^\circ F * \nu_w 140^\circ F$$

$$\mu_w 140^\circ F = (0,9832)(0.47) = 0.462 \text{ cP} = 0.000462 \text{ Pa.s}$$

$$0.462 \text{ cP} = 0.462 \times 10^{-2} \frac{g}{cm \cdot s} \times \frac{100 \text{ cm}}{1 \text{ m}} \times \frac{1 \text{ Kg}}{1000 \text{ g}} = 0.000462 \frac{\text{Kg}}{\text{m} \cdot \text{s}}$$

Ley de Stokes :

$$V_T = \frac{2g(\rho_w - \rho_o)r^2}{9\mu_w} \quad \text{Ec. 3.1.12.1-3}$$

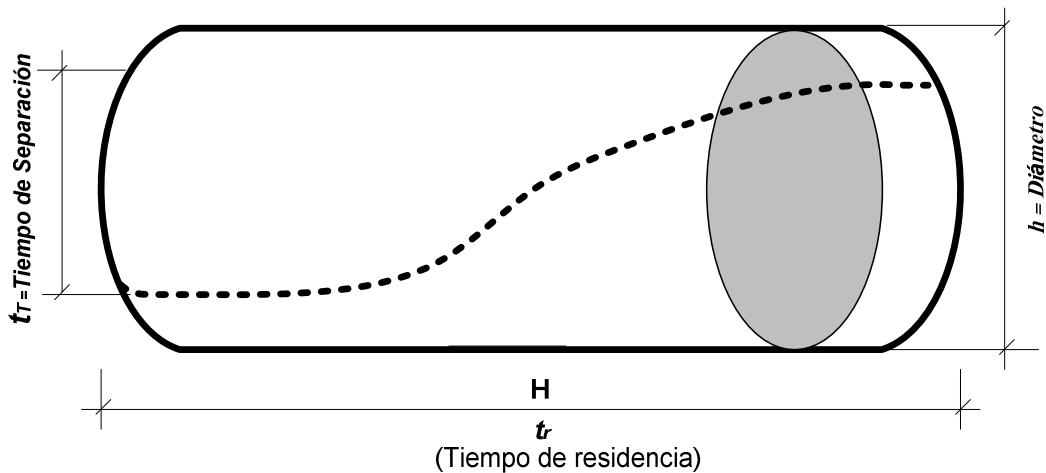
El diámetro de la partícula de agua se recomienda 500 μm

$$d_o = 500 \mu m = 500 \times 10^{-6} m$$

$$V_T = \frac{2(9.8)(983.2 - 903.6)(250 \times 10^{-6})^2}{9(0.000462)} = 0.0234 \frac{m}{s}$$

$$V_T = 0.0234 \frac{m}{s} \times \frac{3.28 ft}{1m} = 0.077 \frac{ft}{s}$$

Hacemos la relación de los tiempos de retención real y el teórico.




$$t_r = t_T$$



$$Q_T = V_H * A_H$$

$$V_T = f(\Delta\rho_w, \rho_o)$$


$$V = \frac{h}{t_T}$$

Tiempo de Retención

Ec. 3.1.12.1-4

$$t_r = \frac{h}{V_T}$$

T. de Retención Teórico

Ec. 3.1.12.1-5

$$t_T = \frac{h * A_H}{Q_w}$$

Si una gota de aceite llega a la interface, recorriendo una altura h , y en ese momento el agua en contacto con ella sale de la vasija entonces $t_r = t_T$.

Se hace la consideración de que $t_r = t_T$ entonces igualamos las ecuaciones 3.1.12.1-4 y 3.1.12.1-5 y despejamos V_T .

$$\text{Ec. 3.1.12.1-6} \quad \frac{h}{V_T} = \frac{h * A_H}{Q_w}$$

Velocidad horizontal para recipientes horizontales:

$$\text{Ec. 3.1.12.1-7} \quad V_H = V_T \frac{L}{h}$$

Donde:

V_H = Velocidad horizontal (ft/s)

V_T = Velocidad de Stokes (ft/s)

L = Longitud efectiva de asentamiento para el agua y el ascenso para el aceite, es decir la longitud libre (ft)

h = altura que recorre la gota de aceite hasta llegar a la interface

De la Ec. 3.1.13.1-6 despejamos A_H :

$$A_H = \frac{Q_w}{V_T}$$

Donde A_H = Área transv. que recorre la partícula de oíl a la a la altura H

Q_w = es el fluido total de agua ft^3/s

Calculamos el valor de Q_w :

$$Q_w = 72000 \frac{Bbl}{d} * \frac{1m^3}{6,29 Bbl} * \frac{(3,28)^3 ft^3}{1m^3} * \frac{1d}{24 h} * \frac{1h}{3600 s} = 4,67 \frac{ft^3}{s}$$

$$A_H = \frac{4,67 \frac{ft^3}{s}}{0,077 \frac{ft}{s}} = 60,71 ft^2$$

$$A_H = \pi R^2 \quad \Longrightarrow \quad R = \sqrt{\frac{A_H}{\pi}} = \sqrt{\frac{60,71 ft^2}{\pi}} = 4,4 ft$$

Ya calculado el radio del tanque, procedemos a determinar el diámetro del recipiente, que en este caso será igual a la altura h

$D = 2R$; Pero como $D=h$, entonces tenemos que:

$$h = 2R, \text{ por lo tanto } h = 2 \times 4,4 \text{ ft}$$

$$D = 8.8 \text{ ft}$$

De la Ec. 3.13.1.12.1-4 despejamos el t_r , con la consideración de que $t_r = t_H$

$$t_r = t_H = \frac{h}{V_T} \quad t_r = \frac{8.8 \text{ ft}}{0,077 \text{ ft / s}} = 114.3 \text{ s}$$

De la expresión de velocidad horizontal tenemos:

$$V_H = \frac{L}{t_r} = \frac{Q_T}{A_H}$$

Calculamos el valor de Q_T que es el fluido total:

$$Q_T = 100 \% * \frac{72000 \text{ BPD}}{36\%} = 200,000 \frac{\text{BBLs}}{d}$$

$$Q_T = 200,000 \frac{\text{BBLs}}{d} \times \frac{1 \text{ m}^3}{6.29 \text{ BBLs}} \times \frac{(3.28 \text{ ft})^3}{(1 \text{ m})^3} \times \frac{1 d}{24 h} \times \frac{1 h}{3600 s} = 12.98 \frac{\text{ft}^3}{s}$$

$$V_H = \frac{Q_T}{A_H} \quad \Rightarrow \quad V_H = \frac{12.98 \text{ ft}^3 / s}{60.71 \text{ ft}^2} = 0.21 \frac{\text{ft}}{s}$$

De la expresión de velocidad lineal despejamos el valor de L :

$$V_H = \frac{L}{t_r} \quad \Rightarrow \quad L = V_H * t_r$$

$$L = 0.21 \text{ ft / s} * 114.3 \text{ s}$$

$$L = 24.4 \text{ ft}$$

3.2 RESULTADOS

3.2.1 ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO DEL AGUA DE FORMACIÓN

Tabla 3.2.1-1 Análisis Físico-Químico del Agua de Formación



Baker Petrolite

**ANALISIS FISICO-QUIMICO
AGUAS DE PROCESO**

Date	7-Nov-07		
Eng. Name	N. Mino		
Location	CPF		
Field	AOE		
Sample Name	UNIDADES	W.I	MIX
Conductividad	uS/cm	1518	1740
TDS (Measured)	(mg/l)	932	928
pH Condiciones Normales	---	7.97	7.93
Dureza Total	(mg/l)	140.0	145.0
Dureza Cálcica	(mg/l)	125.0	130.0
Dureza Magnesica	(mg/l)	15.0	15.0
Alcalinidad total	(mg/l)	220.0	220.0
Cl	(mg/l)	472.5	475
Bicarbonates	(mg/l HCO3)	268.4	268.4
SO ₄ ²⁻	(mg/l)	1	1
Mg ²⁺	(mg/l)	3.6	3.6
Ca ²⁺	(mg/l)	50	52
Na ⁺	(mg/l)*	344.0	343.0
Fe ²⁺	(mg/l)	0.34	0.37
CO ₂ Water	(mg/l)	215	210
H2S agua	(mg/l)	1.00	2.00
Dissolved Oxygen	(ppb)	30	30
Scale Inh. Residual	(ppm)	47.95	46.97
Water/Day	(BWPD)	55,292	56,100
Temp	(°F)	158	167
Pressure	(psia)	1487	21
mpy COR 95			
* Saturation index CaCO3		0.87	1.0
* PTB CaCO3 (Amount of Scale in lb/1000bbl)		15.2	18.8
Interpretation Results (index CaCO3)		Slight Problem	Probem
Interpretation Results by Patton (PTB CaCO3)		Few Scale	Few Scale

* Valores obtenidos mediante el programa WASEQ

3.2.2 TIEMPOS DE RETENCIÓN

Tabla 3.2.2-1 Tabla de datos y tiempo de retención

FECHA	NIVELES DE LOS TANQUES			INYECCIÓN DE AGUA (BAIPD)	VOLUMENES DE LOS TANQUES			TIEMPO DE RESIDENCIA			TIEMPO DE RESIDENCIA			Tiempo Residen. Tot. (h)	Rolw en CPF (ppm)
	TK. Agua "A" (cm)	TK. Agua "B" (cm)	S. TANK (cm)		TK. Agua "A" (BLS)	TK. Agua "B" (BLS)	S. TANK (BLS)	TK. Agua "A" (día)	TK. Agua "B" (día)	S. TANK (día)	TK. Agua "A" (h)	TK. Agua "B" (h)	S. TANK (h)		
1-Oct-07	619	652	457	54,556	4,178	4,399	3,105	0.077	0.081	0.057	1.8	1.9	1.4	3.2	68
2-Oct-07	621	654	491	55,422	4,192	4,412	3,336	0.076	0.080	0.060	1.8	1.9	1.4	3.3	80
3-Oct-07	625	651	474	52,997	4,219	4,392	3,221	0.080	0.083	0.061	1.9	2.0	1.5	3.4	65
4-Oct-07	626	651	448	53,220	4,225	4,392	3,044	0.079	0.083	0.057	1.9	2.0	1.4	3.3	65
5-Oct-07	626	639	489	52,756	4,325	4,311	3,322	0.082	0.082	0.063	2.0	2.0	1.5	3.5	71
6-Oct-07	625	656	513	51,790	4,218	4,426	3,486	0.081	0.085	0.067	2.0	2.1	1.6	3.6	64
7-Oct-07	626	650	486	53,264	4,325	4,385	3,302	0.081	0.082	0.062	1.9	2.0	1.5	3.4	65
8-Oct-07	627	651	471	53,220	4,232	4,392	3,200	0.080	0.083	0.060	1.9	2.0	1.4	3.4	69
9-Oct-07	627	655	447	54,205	4,232	4,419	3,037	0.078	0.082	0.056	1.9	2.0	1.3	3.2	101
10-Oct-07	627	654	497	55,336	4,232	4,412	3,377	0.076	0.080	0.061	1.8	1.9	1.5	3.3	83
11-Oct-07	627	651	449	55,750	4,232	4,392	3,051	0.076	0.079	0.055	1.8	1.9	1.3	3.1	83
12-Oct-07	626	650	445	55,891	4,325	4,385	3,024	0.077	0.078	0.054	1.9	1.9	1.3	3.2	75
13-Oct-07	625	648	446	56,660	4,218	4,372	3,030	0.074	0.077	0.053	1.8	1.9	1.3	3.1	83
14-Oct-07	627	653	445	55,561	4,232	4,405	3,024	0.076	0.079	0.054	1.8	1.9	1.3	3.1	74
15-Oct-07	627	651	442	58,139	4,232	4,392	3,003	0.073	0.076	0.052	1.7	1.8	1.2	3.0	83
16-Oct-07	627	651	443	57,514	4,232	4,392	3,009	0.074	0.076	0.052	1.8	1.8	1.3	3.0	87
17-Oct-07	627	651	442	56,002	4,232	4,392	3,003	0.076	0.078	0.054	1.8	1.9	1.3	3.1	89
18-Oct-07	626	651	476	56,760	4,325	4,392	3,234	0.076	0.077	0.057	1.8	1.9	1.4	3.2	78
19-Oct-07	625	652	453	59,036	4,219	4,399	3,078	0.071	0.075	0.052	1.7	1.8	1.3	3.0	79
20-Oct-07	624	648	468	56,189	4,212	4,372	3,179	0.075	0.078	0.057	1.8	1.9	1.4	3.2	86
21-Oct-07	620	645	520	58,210	4,185	4,351	3,533	0.072	0.075	0.061	1.7	1.8	1.5	3.2	80
22-Oct-07	627	656	467	54,795	4,232	4,426	3,173	0.077	0.081	0.058	1.9	1.9	1.4	3.2	79
23-Oct-07	628	657	474	57,072	4,239	4,432	3,221	0.074	0.078	0.056	1.8	1.9	1.4	3.1	78
24-Oct-07	627	654	478	57,628	4,232	4,411	3,248	0.073	0.077	0.056	1.8	1.8	1.4	3.1	70
25-Oct-07	625	652	538	57,843	4,218	4,399	3,655	0.073	0.076	0.063	1.8	1.8	1.5	3.3	66
26-Oct-07	627	650	477	37,955	4,232	4,385	3,241	0.112	0.116	0.085	2.7	2.8	2.0	4.7	65
27-Oct-07	633	654	547	40,409	4,272	4,412	3,717	0.106	0.109	0.092	2.5	2.6	2.2	4.7	62
28-Oct-07	628	652	511	43,555	4,239	4,399	3,472	0.097	0.101	0.080	2.3	2.4	1.9	4.2	63
29-Oct-07	633	658	466	44,840	4,273	4,439	3,166	0.095	0.099	0.071	2.3	2.4	1.7	4.0	69
30-Oct-07	633	657	491	44,538	4,273	4,432	3,336	0.096	0.100	0.075	2.3	2.4	1.8	4.1	67
31-Oct-07	628	649	544	74,664	4,239	4,378	3,696	0.057	0.059	0.050	1.4	1.4	1.2	2.6	69

3.2.3 CALIDAD DEL AGUA

Tabla N° 3.2.3-1 A la entrada al proceso

Conc. ppm	CLARIFICADOR			
	FLW-162	RBW-6060	RBW-213	
0.1	3	1	2	
0.2	2	1	3	
0.25	1	2	3	
0.3	2	1	3	
0.4	2	1	3	
0.5	2	1	3	
1.0	1	3	2	

Tabla N° 3.2.3-2 A la salida del FWKO

Conc. ppm	CLARIFICADOR			
	FLW-162	RBW-6060	RBW-213	
0.1	3	2	1	
0.2	1	1	3	
0.3	1	2	3	
0.4	2	1	3	
0.5	2	1	3	
0.6	1	2	3	
0.7	1	2	3	

3.2.4 CONCENTRACIONES

Tabla N° 3.2.4-1 Datos de Concentraciones

V ₁ (ml)	C ₁ (ppm)	V ₂ (ml)	C ₂ (ppm)
0.2	100	100	0.2
0.3	100	100	0.3
0.4	100	100	0.4
0.6	100	100	0.6
2	100	100	2
3	100	100	3
4	100	100	4
6	100	100	6

3.2.5 BALANCE DE MASA

Tabla N° 3.2.5-1 Balance de masa

FLUIDO	Q ₁ (Kg)	Q ₂ (Kg)
Agua Formación	1.13x10 ⁷	1.14x10 ⁷
Oil	958,29	638,86
TOTAL	11'424'958.38	11'424'934.68

3.2.6 DIMENSIONAMIENTO DEL TANQUE

Ley de Stokes :

$$V_T = 0.077 \frac{ft}{s}$$

Fluido total de agua:

$$Q_w = 4.67 \frac{ft^3}{s}$$

Área transversal que recorre la partícula de oil una altura h :

$$A_H = 60,71 ft^2$$

Radio y diámetro o altura del tanque propuesto:

$$r = 4.4 ft$$

$$D = h = 8.8 ft$$

Tiempo de retención:

$$t_r = 114.3 s$$

Fluido total:

$$Q_T = 12.98 \frac{ft^3}{s}$$

Velocidad Horizontal:

$$V_H = 0.21 \frac{ft}{s}$$

Longitud del tanque propuesto:

$$L = 24.4 ft$$

CAPITULO IV

4. DISCUSIONES Y RESULTADOS

- El tiempo de residencia que se demora el fluido dentro del tanque de prueba es de 114,3 segundos, tiempo suficiente para que entre en contacto el clarificador con el fluido, y de esta manera obtener una buena separación de las partículas de crudo que se encuentran en el seno del fluido.
- De los análisis Físico-Químico realizado a las muestras de agua de inyección y de la mezcla se estableció que los parámetros (Alcalinidad, dureza, sulfatos y en especial el residual de aceite en agua), no sufrían variación antes de ingresar al tambor, así como después de salir del mismo. El valor que se vio que sufrió cambios fue en el residual de aceite en agua, donde disminuía en un 36%.
- La optimización del sistema de clarificación se logro, primeramente con el estudio del proceso en general luego con la recopilando datos sobre fluidos, volúmenes de agua en los tanques, presión y temperatura y los valores de la cantidad de aceite en agua que constaba antes del trabajo de investigación, como los previstos con los parámetros que debe funcionar el tanque propuesto. El diseño del recipiente se baso mediante cálculos del tiempo de retención que tendría el fluido dentro del tanque, la velocidad horizontal que está en función del largo del recipiente o lo que es lo mismo, la distancia que recorre la partícula de crudo en atravesar todo el recipiente. Así como la velocidad de Stokes que está en función de la diferencia de gravedad de los dos medios que forman una emulsión (agua y oíl).

Con los conceptos sobre la ley de Stokes y datos de referencias bibliográficas, como la determinación de la viscosidad cinemática del agua (0,462 cP), de "CAMERON HIDRAULIC DATA FLOW SERVER", se logro determinar el diámetro (o altura=9.0 ft) y el largo (L=29. ft con 6 inch) del recipiente propuesto.

- A parte se logro armar el recipiente con todos sus accesorios como: las bridas para tuberías según los estándares (ASME/ANSI), capaces de soportar presiones de operación, dentro de estas tenemos las de clase ANSI 300# que soportaría presiones de 50 psig y temperaturas de 150°F (65,6 °C).

Las válvulas de control de de presión o temperatura se escogió las que cumplían las normas ANSI. La válvula que se escogió es la de compuerta, ya que esta se utiliza para flujo de fluidos limpios y sin interrupción, propios para nuestra propuesta de investigación, ya que el fluido con que se va a contar es en su mayoría agua con poca cantidad de crudo.

Sobre la calidad de las tuberías, se determino mediante tablas de las propiedades de dichas tuberías, las mismas que deberían cumplir con las normas ASTM/API para soportar las condiciones de fabricación: como de presión y de temperatura y ser resistentes a la corrosión.

- Todos estos datos de investigación y trabajo han servido para lograr dimensionar el tanque que nos servirá para poder colocar en el proceso y lograr obtener una agua de buena calidad, y de esta manera cumplir lo propuesto en este estudio investigativo.

CAPITULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Luego de realizar un análisis prospectivo de la planta de procesos en CPF, se vio que el agua de formación producido en el mismo, tenía valores no adecuados para ser inyectados.

Con los ensayos realizados en laboratorio se logro determinar la dosis exacta de químico: calificador 0,3 ppm que se debe aplicar al recipiente propuesto.

Conforme a los resultados de esta evaluación de los diferentes clarificadores (RBW-213, FLW-129 y RBW-6060), se llego a la conclusión de que los tres tienen sus bondades, pero el que mejores resultados demostró es el FL-129 ya que a bajas concentraciones de 0.20 a 0.30 ppm también se obtiene buena calidad de agua.

- Con la caracterización físico-química del agua que se procede a inyectar en los pozos receptores (inyectores), se estableció que de de todos los parámetros que se tomaron en cuenta no variaban antes ni después del trabajo de investigación, salvo la cantidad de aceite en agua que contenía el fluido de inyección, que como ya se explico, disminuía de 95 a 60 ppm.
- En general las condiciones de tratamiento para el agua de producción han alcanzado promedios de 95 ppm en estos últimos días antes de realizar el presente trabajo de investigación. La optimización del proceso de clarificación se dio de una manera satisfactoria ya que se logro el objetivo de disminuir de 95 a 60 ppm el residual de aceite en agua con que se planteo el presente trabajo.
- Como explicamos en una parte de la Tesis hubo que tomaren cuenta el costo económico que representa el realizar trabajos de limpieza en la parte interna del pozo inyector mediante la utilización de una píldora de solventes y químico

(biocida), la misma que se realiza por lo menos tres veces al mes, lo que representa un gran costo económico.

- En el proceso mismo se ha logrado introducir un recipiente de plástico (tambor), donde se realizó el trabajo de ensayo de laboratorio. Se concluyó que la cantidad de residual de aceite en agua en el proceso actual es de más o menos 95 ppm y con la introducción del dispositivo de prueba se logró disminuir a 60 ppm de residual de aceite en agua. Lo que se logró optimizar el proceso de clarificación, para de esta manera bajar costos de producción, ya que se ahorra en el tratamiento químico con solventes, debido a la buena calidad de agua de producción que se obtiene.
- Al realizar los cálculos de ingeniería sobre el dimensionamiento para la elaboración del recipiente mucho más grandes, para proponer a la empresa interesada, se determinó algunas consideraciones como el sitio en donde debería colocarse y lo más importante las dimensiones con que debería contar este recipiente, para soportar un fluido proyectado de 72,000 barriles por día. Según los cálculos se definieron las dimensiones del tanque propuesto: largo = 29,5 ft y diámetro = 9,0 ft.
- El tiempo de residencia del fluido dentro del recipiente propuesto que se calculó fue de 114,35 s, tiempo que se demora en que las partículas de crudo (fase externa) se separen del agua (fase interna), y pueda abandonar esta fase el tanque propuesto.
- El costo de los químicos empleados para la clarificación del agua de formación en el campo sería de: 362.7 \$/mes de clarificador, pero como se debe manejar una margen mucho mayor de consumo para que la clarificación del agua de

formación, sea más efectiva tendríamos que proponer este nuevo costo que sería de 1,218.7 \$/mes, ya que se haría el cálculo con una dosis de 1 ppm.

- El costo del tanque propuesto que alcanzan algunos miles de dólares (906,956 USD), se justifica ya que esta inversión puede ser recuperada en unos pocos años, a más del beneficio que representa reducir el nivel de taponamiento en el fondo del pozo inyector, y el ahorro en el aspecto económico de la empresa.

5.2 RECOMENDACIONES

- De las pruebas realizadas en el laboratorio con los diferentes clarificadores que proveyó la empresa Baker Petrolite , se recomienda la utilización de aquellos seleccionados por su rendimiento, como son: el FLW-162 y RBW-6060, y que puede trabajar en concentraciones bajas (0,25 y 0,3 ppm).
- Luego de haber comprobado que el residual de aceite en agua ha disminuido de 95 a 60 ppm de aceite en agua, se recomienda en lo posterior la utilización de un recipiente igual al utilizado en la prueba de laboratorio, pero de dimensiones mucho mayores, ya que se deberá tomar en cuenta el fluido de agua que en ese tiempo se tenga. El principio de funcionamiento será el mismo sino que con dimensiones mucho mayores, porque el fluido de agua de formación ya no será solo de 55 galones sino alcanzara algunos miles de barriles de agua de formación a ser tratadas.
- Si se desea incorporar al sistema de producción un recipiente (de dimensiones mayores), cuyo costo sería de algunos miles de dólares, estos serán recuperados en poco tiempo, si se compara con el costo que representa el realizar tratamientos químicos cada mes, y se garantiza por algún tiempo obtener una agua de buena calidad, lo que permitiría una mejor inyectabilidad y evitaría que se presione el pozo inyector. Existiendo mayor producción de petróleo que es lo que interesa en este campo de producción petrolero.

RESUMEN

En este trabajo de investigación se logró optimizar el proceso de clarificación de agua de formación en el campo petrolero, por intermedio de la empresa BakerPetrolite en el campo Villano; lo que se logro disminuyendo el valor de residual de aceite en agua de 95 a 65 ppm, de esta manera se obtuvo una mayor inyectabilidad y por ende una mayor producción de crudo.

Se utilizaron ensayos de laboratorio, se inicio con la recolección de datos que se obtuvo antes y después del trabajo de investigación.

Los resultados se basaron en la obtención de una agua de buena calidad para poder ser inyectado en los pozos inyectoros con valores inferiores a los 60 ppm.

Los cálculos de ingeniería realizados se baso en la determinación de la dosis de clarificador que se utilizo en la prueba de botellas (laboratorio), determinación de la dosis de clarificador que se aplico en el tambor de prueba $Q = 1,5 \times 10^{-5} \text{ gpd}$; y por último el cálculo del balance de masa que se aplica en el recipiente de prueba.

Se plantea la necesidad de construir un equipo de dimensiones mucho mayores (29 pies 6 pulgadas de largo por 9 pies de altura), que las del recipiente de prueba, para ser instalado en el proceso, y pueda tratar volúmenes de agua de formación mucho mayores.

Los resultados de este trabajo de investigación han mostrado consecuentemente lo importante que la empresa trabaje con este recipiente para disminuir estos sólidos indeseables, garantizando un agua de buena calidad.

SUMMARY

In this work of investigation one managed to optimize the process of water clarification of formation in the petroleum field, through the company Baker Petrolite in the camp Villano; which is achieved diminishing the value of residual of oil in water from 95 to 65 ppm, this way a major injectabilidad was obtained and for ende a major production of crude oil.

Laboratory essays were used, I initiate with the compilation of information that was obtained earlier and after the work of investigation.

The results were based on the securing of a water of good quality injectors been able to be injected into the wells with low values to 60 ppm.

The calculations of engineering realized I base in the determination of the dose of clarifier that is used in the test of bottles (laboratory), determination of the dose of clarifier that GPD applied to himself in the drum of test $Q = 1,5 \times 10^{-5}$, and finally the calculation of the balance of mass that is applied in the receptacle of test.

There appears the need to construct a team of much major dimensions (29,5 ft of length for 9,0 ft of height), that those of the receptacle of test, to be installed in the process, and it could treat much major volumes of water of formation

The results of this work of investigation the important thing has showed consistently that the company works with this receptacle to diminish solid undesirable these, guaranteeing a water of good quality.

BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFIA GENERAL

1. MC CABE, W. L., SMITH, J. C., MARRIOTT, P., Operaciones Unitarias en Ingeniería Química, Sexta Edición, Impreso en México, Editorial Mc Graw-Hill 2002.
2. THEODORE J. WILLIAMS. Procesos Industriales. Primera Edición 1971. Editorial Alhambra, S.A. Madrid España.
3. BRITO, H. Texto básico de fenómenos de transporte I: Riobamba: s.edit., 2004 pp, 62-64

BIBLIOGRAFIA ESPECÍFICA

1. PATTON, C., Aplied Water Technology., Second Edition., C.C. Patton & Associates., Publisher by Campbell Petroleum Series., Septiembre 1998.
2. MELLADO, J., Evaluacion de la inyeccion de agua en el yacimiento centenario Neuquen Parte 1y 2 Petrotecnia 1992.
3. Thakur Ganesh y Satter Abdus., Integrated Water flood Asset Managen ,Penn Well Publishing Company ,Tulsa Oklahoma ,1998.
4. BECHER, P., Emulsionns : Teory and Practice, Ed. 3, American Chemical Society, Washington, D.C., 2001

BIBLIOGRAFIA INTERNET

- Canadian Association of Petroleum Process Techical Report. Off Shore Produced Water Waste Management., Agust 2004
- Produced Water Research. Pdf
- Management of Produced Water on Off Shore Oil Installations., Prepared by: Paul Ekins., Robin Vanner and James Firebran. March 2005.
- A White Paper Describing Produced Water from Production of crude oil, Natural gas, y Coal Bed Mathane.
Prepared by: Argonne National Laboratory ., John A. veil., Markus G. Puder., Deborah Elcock., Robert J. Redweik, Jr., January 2004
- Titulo : Deshidratación de Crudo., Principios y Tecnología
Autor : Shirley Marfisi y Jean Luois Salager
Referencia : Cuaderno FIRP N°853 PP.
Editado y publicado por: Laboratorio FIRP, Escuela de Ingeniería Química., Universidad de los Andes., Merida-Venezuela., 2004

ANEXOS

VALORES TOMADOS

ANEXO N° 1

Fecha	ENTREGA	EN EL PROCESO							BIPD en el Proceso	Ro/w Proc. (ppm)
	% BS&W	P.Salida PSI	T.Salida °F	P. Llegada PSI	T. llegada °F	% BSW LINEA	BFPD al Proceso			
1-Aug-07	0.302	1625	211	209	105	72	89511	65745	69	
2-Aug-07	0.302	1610	210	213	118	72	89622	64934	67	
3-Aug-07	0.402	1615	208	210	114	74	90193	62248	76	
4-Aug-07	0.402	1626	210	217	120	73	89950	66179	72	
5-Aug-07	0.352	1580	209	214	120	72	90765	63311	81	
6-Aug-07	0.252	1577	208	213	120	72	90117	63342	70	
7-Aug-07	0.302	1655	209	219	120	72	90281	63264	67	
8-Aug-07	0.357	1638	209	212	117	72	89212	64507	73	
9-Aug-07	0.323	1598	209	209	119	72	89140	62266	74	
10-Aug-07	0.310	1610	208	209	117	72	90288	62894	70	
11-Aug-07	0.405	1590	209	216	107	73	90123	64484	70	
12-Aug-07	0.406	1642	209	219	118	72	90132	63457	69	
13-Aug-07	0.308	1635	211	215	118	72	90216	60130	68	
14-Aug-07	0.306	1617	211	212	118	72	90165	61617	70	
15-Aug-07	0.306	1669	210	210	121	72	90216	67184	70	
16-Aug-07	0.256	1654	210	212	123	72	89497	63544	73	
17-Aug-07	0.306	1626	211	210	123	70	88125	59451	72	
18-Aug-07	0.326	1580	212	222	124	69	85711	57638	72	
19-Aug-07	0.406	1577	210	222	124	69	85137	60751	76	
20-Aug-07	0.356	1655	208	217	124	69	85554	57860	69	
21-Aug-07	0.307	1642	209	210	126	63	80260	51740	68	
22-Aug-07	0.257	1615	209	213	125	65	77440	50543	66	
23-Aug-07	0.206	1605	208	219	128	65	78311	48765	73	
24-Aug-07	0.300	1638	209	212	127	65	78913	49828	74	
25-Aug-07	0.305	1598	209	209	128	66	79644	49954	65	
26-Aug-07	0.306	1610	207	209	120	65	82755	52246	74	
27-Aug-07	0.330	1590	211	216	128	65	82872	57638	72	
28-Aug-07	0.381	1642	210	219	126	63	76804	50869	70	
29-Aug-07	0.358	1635	208	215	129	72	76572	46479	71	
30-Aug-07	0.355	1610	209	212	127	60	75008	44050	59	
31-Aug-07	0.307	1590	209	210	127	60	75389	45294	59	
PROM	0.326	1617.9	209.4	213.7	121	69.10	85,416.9	58,135.9	70.29	

VALORES TOMADOS									ANEXO Nº 2
Fecha	ENTREGA	EN EL PROCESO						BIPD en el Proceso	Ro/w Proc. (ppm)
	% BS&W	P.Salida PSI	T.Salida °F	P. Llegada PSI	T. llegada °F	% BSW LINEA	BFPD al Proceso		
1-Sep-07	0.304	1655	211	210	129	64	75878	42457	79
2-Sep-07	0.412	1642	210	213	128	65	75929	47211	75
3-Sep-07	0.310	1615	209	195	128	64	79002	46841	64
4-Sep-07	0.429	1561	277	190	129	64	77163	46421	81
5-Sep-07	0.409	1582	211	193	123	65	83493	54674	77
6-Sep-07	0.309	1551	210	196	126	65	81331	63342	73
7-Sep-07	0.306	1609	210	221	129	74	79963	52519	71
8-Sep-07	0.326	1625	211	220	131	66	82337	48798	61
9-Sep-07	0.406	1628	212	228	125	66	85952	56815	70
10-Sep-07	0.306	1630	210	224	129	67	83872	54309	73
11-Sep-07	0.256	1630	208	235	128	65	83771	54055	72
12-Sep-07	0.256	1608	209	211	128	65	87151	56264	66
13-Sep-07	0.356	1610	209	217	127	66	84994	54643	70
14-Sep-07	0.356	1611	208	214	129	66	84429	55652	81
15-Sep-07	0.346	1620	209	213	129	68	87304	54356	79
16-Sep-07	0.356	1615	209	219	132	63	87703	56873	79
17-Sep-07	0.306	1600	207	212	131	64	87244	52236	73
18-Sep-07	0.406	1605	211	209	128	65	88522	53493	65
19-Sep-07	0.406	1605	210	209	129	66	87793	53331	70
20-Sep-07	0.404	1615	208	216	132	66	85098	51219	65
21-Sep-07	0.432	1605	209	219	127	65	88128	53798	69
22-Sep-07	0.405	1638	209	215	132	65	87638	51735	67
23-Sep-07	0.388	1598	208	212	131	65	86884	51744	76
24-Sep-07	0.4	1610	209	210	129	65	87450	54177	65
25-Sep-07	0.455	1628	209	212	126	65	87252	54394	77
26-Sep-07	0.352	1630	207	210	129	65	87851	52246	74
27-Sep-07	0.33	1630	211	212	132	65	88088	53355	66
28-Sep-07	0.38	1608	210	215	132	65	87708	53955	67
29-Sep-07	0.353	1610	208	217	134	65	86907	52784	75
30-Sep-07	0.379	1611	207	210	131	65	85907	52079	67
PROM	0.361	1612.8	211.5	212.6	129.1	65	84,758.1	52,859.2	71.57

VALORES TOMADOS									ANEXO N° 3
Fecha	ENTREGA	EN EL PROCESO							Ro/w Proc. (ppm)
	% BS&W	P.Salida PSI	T.Salida °F	P. Llegada PSI	T. llegada °F	% BSW LINEA	BFPD al Proceso	BIPD en el Proceso	
1-Oct-07	0.352	1615	211	212	131	65	87227	54556	68
2-Oct-07	0.38	1635	209	210	133	65	86951	55422	80
3-Oct-07	0.404	1620	210	201	129	66	87426	52997	65
4-Oct-07	0.354	1620	210	190	131	66	88126	53220	65
5-Oct-07	0.324	1598	211	193	132	65	87072	52756	71
6-Oct-07	0.304	1610	212	196	133	66	86821	51790	64
7-Oct-07	0.304	1590	210	221	132	66	87735	53264	65
8-Oct-07	0.324	1642	208	220	129	65	87861	53220	69
9-Oct-07	0.434	1635	209	228	133	64	86548	54205	101
10-Oct-07	0.406	1617	210	224	93	64	87294	55336	83
11-Oct-07	0.495	1669	210	235	130	65	87363	55750	83
12-Oct-07	0.406	1654	209	211	133	66	87573	55891	75
13-Oct-07	0.38	1626	208	217	116	65	87598	56660	83
14-Oct-07	0.355	1580	209	214	131	66	88755	55561	74
15-Oct-07	0.437	1577	208	213	131	66	88180	58139	83
16-Oct-07	0.428	1655	209	219	129	66	87905	57514	87
17-Oct-07	0.412	1642	209	212	108	66	88660	56002	89
18-Oct-07	0.410	1615	209	209	128	66	88660	56760	78
19-Oct-07	0.488	1605	207	219	130	66	88698	59036	79
20-Oct-07	0.405	1638	211	215	131	66	88621	56189	86
21-Oct-07	0.377	1598	210	212	129	66	88793	58210	80
22-Oct-07	0.404	1610	208	210	126	66	88728	54795	79
23-Oct-07	0.405	1590	209	212	131	66	89096	57072	78
24-Oct-07	0.3	1605	209	210	130	66	88823	57628	70
25-Oct-07	0.404	1638	208	222	131	66	88608	57843	66
26-Oct-07	0.434	1598	209	222	129	67	75206	37955	65
27-Oct-07	0.304	1610	209	217	130	62	63459	40409	62
28-Oct-07	0.278	1628	207	210	130	61	72677	43555	63
29-Oct-07	0.28	1630	208	213	129	62	74036	44840	69
30-Oct-07	0.233	1630	209	219	117	60	71364	44538	67
31-Oct-07	0.356	1625	209	212	129	66	79833	48972	69
PROM	0.374	1619.7	209.1	213.5	127.5	65.1	84949.0	53,184.3	74.9

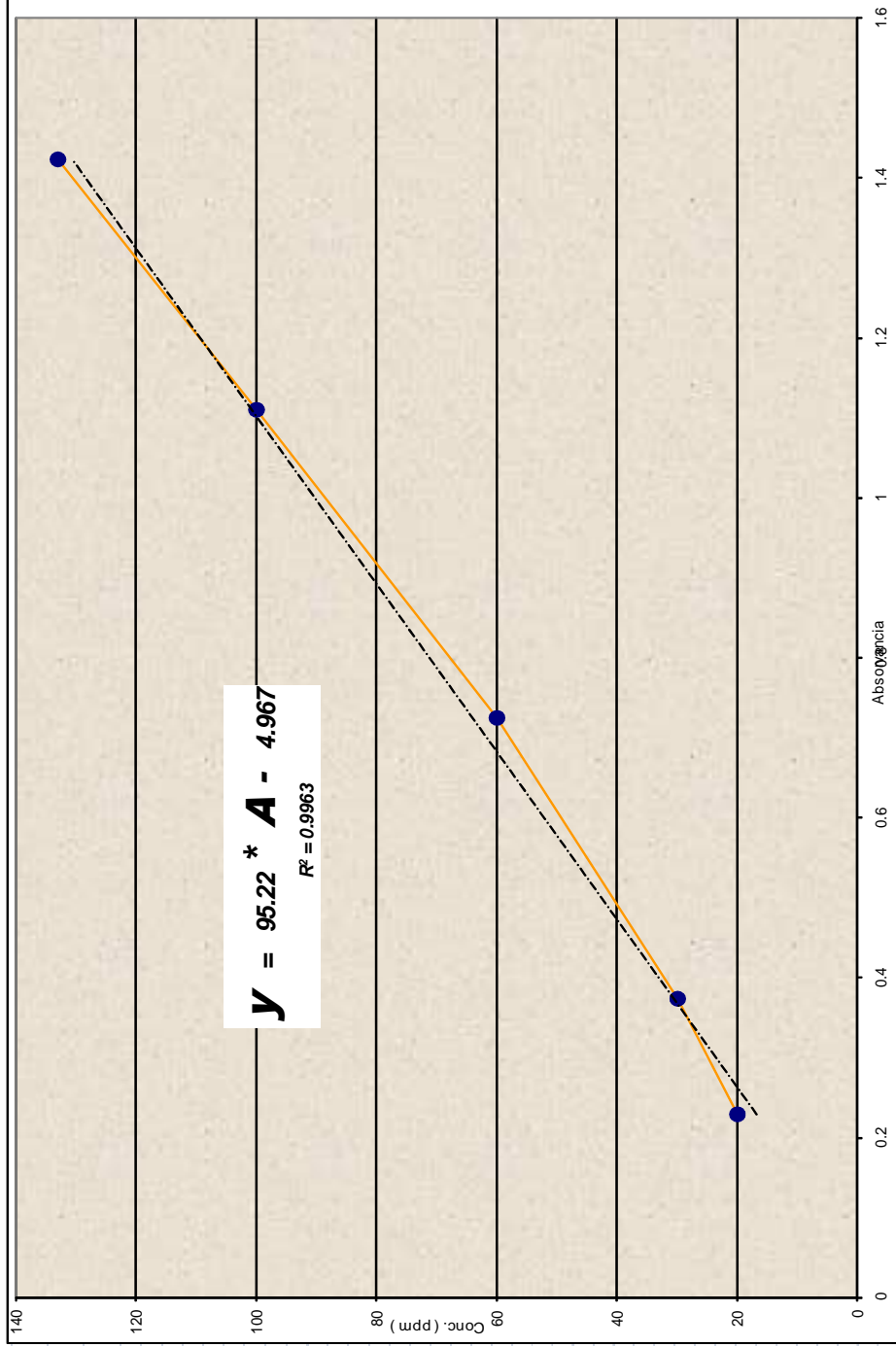
VALORES TOMADOS									ANEXO Nº 4
Fecha	ENTREGA	EN EL PROCESO						BIPD en el Proceso	Ro/w Proc. (ppm)
	% BS&W	P.Salida PSI	T.Salida °F	P. Llegada PSI	T. Llegada °F	% BSW LINEA	BFPD al Proceso		
1-Nov-07	0.36	1615	210	220	117	66	89684	57631	91
2-Nov-07	0.378	1609	207	215	130	66	85140	56261	76
3-Nov-07	0.479	1598	207	212	124	64	85243	53784	91
4-Nov-07	0.427	1610	210	196	126	63.5	86862	65949	89
5-Nov-07	0.405	1590	208	221	125	64	88488	57757	83
6-Nov-07	0.48	1605	210	220	128	65	88668	58292	93
7-Nov-07	0.354	1553	209	228	127	64.5	87730	54489	91
8-Nov-07	0.405	1580	208	224	128	63.5	80177	52328	85
9-Nov-07	0.302	1580	209	235	120	64	79872	59546	75
10-Nov-07	0.278	1564	209	211	128	65.5	80069	49927	71
11-Nov-07	0.258	1561	209	217	126	66	81583	50576	71
12-Nov-07	0.386	1582	208	214	129	66	84563	53595	78
13-Nov-07	0.384	1551	209	213	132	67	85472	53314	77
14-Nov-07	0.309	1609	209	219	131	68	91141	58849	75
15-Nov-07	0.359	1625	207	212	128	66	91096	61527	74
16-Nov-07	0.409	1580	211	209	129	67	90486	60226	77
17-Nov-07	0.359	1577	210	209	132	68	89971	59799	83
18-Nov-07	0.359	1655	210	216	127	68	90675	57860	73
19-Nov-07	0.411	1638	209	219	132	68	90719	51740	67
20-Nov-07	0.391	1598	208	224	131	68	90784	50543	74
21-Nov-07	0.358	1610	209	230	129	66	91313	48765	74
22-Nov-07	0.385	1590	208	211	126	66	91386	49828	71
23-Nov-07	0.455	1642	209	217	124	68	90469	49954	73
24-Nov-07	0.5	1635	211	214	126	68	90498	52246	87
25-Nov-07	0.503	1617	210	213	125	68	90055	57638	69
26-Nov-07	0.58	1669	208	219	128	68	89728	49954	79
27-Nov-07	0.511	1654	209	219	127	68	90547	52246	75
28-Nov-07	0.412	1620	209	215	131	68	90681	57638	75
29-Nov-07	0.433	1628	208	212	128	68	90668	50869	59
30-Nov-07	0.353	1630	209	210	133	68	90514	53479	55
PROM	0.399	1605.8	208.9	216.5	127.6	66.5	88,142.7	54,887.0	77.0
1-Dec-07	0.457	1560	209	219	126	68	90681		53
2-Dec-07	0.353	1601	207	224	130	68	90815	56815	37
3-Dec-07	0.306	1625	210	235	131	68	90640	54309	31
4-Dec-07	0.306	1619	207	224	129	68	90421	54055	46
5-Dec-07	0.406	1624	211	213	126	68	90349	56264	35
6-Dec-07	0.356	1582	210	219	131	68	88775	54643	34
7-Dec-07	0.326	1620	208	220	130	68	90632	55652	36
8-Dec-07	0.410	1635	211	228	131	67	89854	54356	38
9-Dec-07	0.406	1620	209	230	129	68	90107	56873	41
10-Dec-07	0.305	1635	211	211	125	67	90278	52236	33
11-Dec-07	0.358	1626	208	217	128	68	90301	53493	36
PROM	0.395	1613.4	209.2	221.8	128.7	67.8	90,259.4	54,869.6	38.2

CURVA DE CALIBRACION DE RESIDUAL DE ACEITE EN AGUA, CON CLOROFORMO METODO MASICO (mg/L)

12 de Agosto 2007

Abs	Conc.	TRANS.
	ppm	% T
0.229	20	59.1
0.374	30	41.8
0.725	60	18.8
1.111	100	7.75
1.424	133	3.77

L. Onda	λ = 600 nm
BSW	0.30%
API	20.1

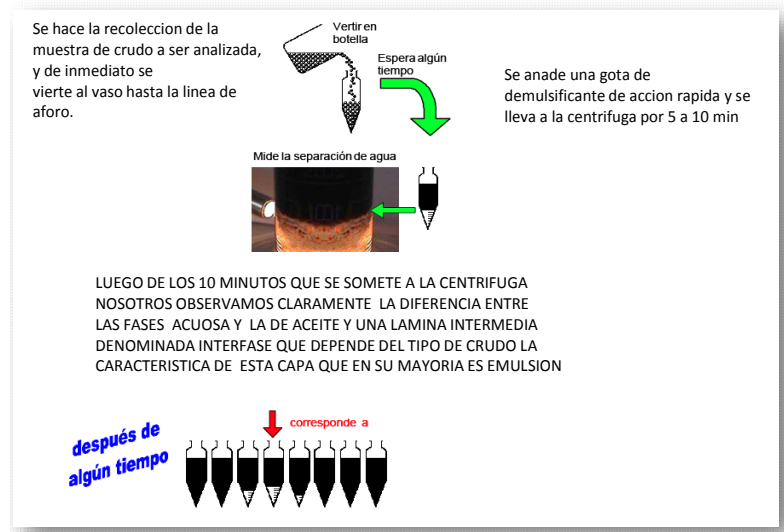


NOTA : El volumen de muestra para para realizar el análisis debe ser exactamente de 300 mL de agua de producción.
El volumen de Cloroforomo(CHCl₃) debe ser exactamente de 30 mL.

Anexo N° 6 Toma de muestra



Anexo N° 7 Medición del BS&W



Anexo N °8 Resultado mejores muestras a la entrada al proceso



Anexo N° 9 Resultados mejores muestras a la salida del FWKO



Anexo N°10 Tabla de aforo de Tanques de agua

AGIP OIL ECUADOR B. V.											WS10-TK1-001 A		
WELL PAD A - BLOQUE 10					TANQUES DE AGUA								
Cm	Barriles	Cm	Barriles	Cm	Barriles	Cm	Barriles	Cm	Barriles	Cm	Barriles		
360	2,458.13	420	2,856.77	480	3,255.41	540	3,654.11	600	4,050.89	660	4,449.89		
361	2,464.77	421	2,863.41	481	3,262.05	541	3,660.76	601	4,057.54	661	4,456.54		
362	2,471.41	422	2,870.05	482	3,268.69	542	3,667.41	602	4,064.19	662	4,463.19		
363	2,478.06	423	2,876.70	483	3,275.34	543	3,674.06	603	4,070.84	663	4,469.84		
364	2,484.70	424	2,883.34	484	3,281.98	544	3,680.71	604	4,077.49	664	4,476.49		
365	2,491.35	425	2,889.99	485	3,288.63	545	3,687.36	605	4,084.14	665	4,483.14		
366	2,497.99	426	2,896.63	486	3,295.27	546	3,694.01	606	4,090.79	666	4,489.79		
367	2,504.63	427	2,903.27	487	3,301.91	547	3,700.66	607	4,097.44	667	4,496.44		
368	2,511.28	428	2,909.92	488	3,308.56	548	3,707.31	608	4,104.09	668	4,503.09		
369	2,517.92	429	2,916.56	489	3,315.20	549	3,713.96	609	4,110.74	669	4,509.74		
370	2,524.57	430	2,923.21	490	3,321.85	550	3,720.61	610	4,117.39	670	4,516.39		
371	2,531.21	431	2,929.85	491	3,328.49	551	3,727.26	611	4,124.04	671	4,523.04		
372	2,537.85	432	2,936.49	492	3,335.13	552	3,733.91	612	4,130.69	672	4,529.69		
373	2,544.50	433	2,943.14	493	3,341.78	553	3,740.56	613	4,137.34	673	4,536.34		
374	2,551.14	434	2,949.78	494	3,348.42	554	3,747.21	614	4,143.99	674	4,542.99		
375	2,557.79	435	2,956.43	495	3,355.07	555	3,753.86	615	4,150.64	675	4,549.64		
376	2,564.43	436	2,963.07	496	3,361.71	556	3,760.51	616	4,157.29	676	4,556.29		
377	2,571.07	437	2,969.71	497	3,368.35	557	3,767.16	617	4,163.94	677	4,562.94		
378	2,577.72	438	2,976.36	498	3,375.00	558	3,773.81	618	4,170.59	678	4,569.59		
379	2,584.36	439	2,983.00	499	3,381.64	559	3,780.46	619	4,177.24	679	4,576.24		
380	2,591.01	440	2,989.65	500	3,388.29	560	3,787.11	620	4,183.89	680	4,582.89		
381	2,597.65	441	2,996.29	501	3,394.93	561	3,793.76	621	4,190.54	681	4,589.54		
382	2,604.29	442	3,002.93	502	3,401.57	562	3,800.41	622	4,197.19	682	4,596.19		
383	2,610.94	443	3,009.58	503	3,408.22	563	3,807.06	623	4,203.84	683	4,602.84		
384	2,617.58	444	3,016.22	504	3,414.86	564	3,813.63	624	4,210.49	684	4,609.49		
385	2,624.23	445	3,022.87	505	3,421.51	565	3,820.28	625	4,217.14	685	4,616.14		
386	2,630.87	446	3,029.51	506	3,428.15	566	3,826.93	626	4,223.79	686	4,622.79		
387	2,637.51	447	3,036.15	507	3,434.79	567	3,833.58	627	4,230.44	687	4,629.44		
388	2,644.16	448	3,042.80	508	3,441.44	568	3,840.23	628	4,237.09	688	4,636.09		
389	2,650.80	449	3,049.44	509	3,448.08	569	3,846.88	629	4,243.74	689	4,642.74		
390	2,657.45	450	3,056.09	510	3,454.73	570	3,853.53	630	4,250.39	690	4,649.39		
391	2,664.09	451	3,062.73	511	3,461.37	571	3,859.66	631	4,257.04	691	4,656.04		
392	2,670.73	452	3,069.37	512	3,468.01	572	3,866.24	632	4,263.69	692	4,662.69		
393	2,677.38	453	3,076.02	513	3,474.66	573	3,872.82	633	4,270.34	693	4,669.34		
394	2,684.02	454	3,082.66	514	3,481.30	574	3,879.39	634	4,276.99	694	4,675.99		
395	2,690.67	455	3,089.31	515	3,487.95	575	3,885.97	635	4,283.64	695	4,682.64		
396	2,697.31	456	3,095.95	516	3,494.59	576	3,892.54	636	4,290.29	696	4,689.29		
397	2,703.95	457	3,102.59	517	3,501.23	577	3,899.12	637	4,296.94	697	4,695.94		
398	2,710.60	458	3,109.24	518	3,507.88	578	3,905.70	638	4,303.59	698	4,702.59		
399	2,717.24	459	3,115.88	519	3,514.52	579	3,912.27	639	4,310.24	699	4,709.24		
400	2,723.89	460	3,122.53	520	3,521.17	580	3,918.85	640	4,316.89	700	4,715.89		
401	2,730.53	461	3,129.17	521	3,527.81	581	3,925.42	641	4,323.54	701	4,722.54		
402	2,737.17	462	3,135.81	522	3,534.45	582	3,932.00	642	4,330.19	702	4,729.19		
403	2,743.82	463	3,142.46	523	3,541.10	583	3,938.58	643	4,336.84	703	4,735.84		
404	2,750.46	464	3,149.10	524	3,547.74	584	3,945.15	644	4,343.49	704	4,742.49		
405	2,757.11	465	3,155.75	525	3,554.39	585	3,951.73	645	4,350.14	705	4,749.14		
406	2,763.75	466	3,162.39	526	3,561.03	586	3,958.30	646	4,356.79	706	4,755.79		
407	2,770.39	467	3,169.03	527	3,567.67	587	3,964.88	647	4,363.44	707	4,762.44		
408	2,777.04	468	3,175.68	528	3,574.32	588	3,971.46	648	4,370.09	708	4,769.09		
409	2,783.68	469	3,182.32	529	3,580.96	589	3,978.03	649	4,376.74	709	4,775.74		
410	2,790.33	470	3,188.97	530	3,587.61	590	3,984.61	650	4,383.39	710	4,782.39	mm	FRACCIONES
411	2,796.97	471	3,195.61	531	3,594.26	591	3,991.18	651	4,390.04	711	4,789.04	1	0.66
412	2,803.61	472	3,202.25	532	3,600.91	592	3,997.76	652	4,396.69	712	4,795.69	2	1.33
413	2,810.26	473	3,208.90	533	3,607.56	593	4,004.34	653	4,403.34	713	4,802.34	3	1.99
414	2,816.90	474	3,215.54	534	3,614.21	594	4,010.99	654	4,409.99	714	4,808.99	4	2.66
415	2,823.55	475	3,222.19	535	3,620.85	595	4,017.64	655	4,416.64	715		5	3.32
416	2,830.19	476	3,228.83	536	3,627.51	596	4,024.29	656	4,423.29	716		6	3.98
417	2,836.83	477	3,235.47	537	3,634.16	597	4,030.94	657	4,429.94	717		7	4.65
418	2,843.48	478	3,242.12	538	3,640.81	598	4,037.59	658	4,436.59	718		8	5.31
419	2,850.12	479	3,248.76	539	3,647.46	599	4,044.24	659	4,443.24	719		9	5.98

Anexo N°11 Propiedades de las tuberías



TUBERIA DE ACERO AL CARBONO
API 5L / ASTM A53 / A106

www.vemacero.com

Diámetro Nominal NPS		Diámetro Exterior Real		Espesor de Pared		Identificación		Peso del Tubo		ASTM A53 PRESION DE PRUEBA			
Pulgadas in.	Milímetros mm.	(in.)	mm.	Pulgadas (in.)	Milímetros (mm.)	Weight Class	Schedule	lb/ft	kg/m	Grado A		Grado B	
										psi	Kg/cm2	psi	Kg/cm2
1/2	15	0.840	21.3	0.109	2.77	STD	40	0.85	1.27	700	49	700	49
				0.147	3.73	XS	80	1.09	1.62	850	60	850	60
3/4	20	1.050	26.7	0.113	2.87	STD	40	1.13	1.69	700	49	700	49
				0.154	3.91	XS	80	1.47	2.20	850	60	850	60
1	25	1.315	33.4	0.133	3.38	STD	40	1.68	2.50	700	49	700	49
				0.179	4.55	XS	80	2.17	3.24	850	60	850	60
1-1/4	32	1.660	42.2	0.140	3.56	STD	40	2.27	3.39	1200	84	1300	91
				0.191	4.85	XS	80	3.00	4.47	1800	127	1900	134
1-1/2	40	1.900	48.3	0.145	3.68	STD	40	2.72	4.05	1200	84	1300	91
				0.200	5.08	XS	80	3.63	5.41	1800	127	1900	134
2	50	2.375	60.3	0.154	3.91	STD	40	3.65	5.44	2300	162	2500	176
				0.218	5.54	XS	80	5.02	7.48	2500	176	2500	176
2-1/2	65	2.875	73	0.203	5.16	STD	40	5.79	8.63	2500	176	2500	176
				0.276	7.01	XS	80	7.66	11.41	2500	176	2500	176
				0.375	9.52	-	160	-	-	2500	176	2500	176
				0.552	14.02	XXS	-	-	-	2500	176	2500	176
3	80	3.500	88.9	0.125	3.18	-	-	4.51	6.72	1290	91	1500	105
				0.156	3.96	-	-	5.57	8.29	1600	112	1870	131
				0.188	4.78	-	-	6.65	9.92	1930	136	2260	159
				0.216	5.49	STD	40	7.58	11.29	2220	156	2500	176
				0.250	6.35	-	-	8.68	12.93	2500	176	2500	176
				0.281	7.14	-	-	9.66	14.40	2500	176	2500	176
4	100	4.500	114.3	0.125	3.18	-	-	5.84	8.71	1000	70	1170	82
				0.156	3.96	-	-	7.24	10.78	1250	88	1460	103
				0.188	4.78	-	-	8.66	12.91	1500	105	1750	123
				0.219	5.56	-	-	10.01	14.91	1750	123	2040	143
				0.237	6.02	STD	40	10.79	16.07	1900	134	2210	155
				0.250	6.35	-	-	11.35	16.90	2000	141	2330	164
				0.281	7.14	-	-	12.66	18.87	2250	158	2620	184
				0.312	7.92	-	-	13.98	20.78	2500	176	2800	197
				0.337	8.56	XS	80	14.98	22.32	2700	190	2800	197
				0.438	11.13	-	120	19.00	28.32	2800	197	2800	197
				0.531	13.49	-	160	22.51	33.54	2800	197	2800	197
				0.674	17.12	XXS	-	27.54	41.03	2800	197	2800	197
				5	125	5.563	141.3	0.188	4.78	-	-	10.79	16.09
0.219	5.56	-	-					12.50	18.61	1420	100	1650	116
0.258	6.55	STD	40					14.62	21.77	1670	117	1950	137
0.281	7.14	-	-					15.85	23.62	1820	128	2120	149
0.312	7.92	-	-					17.50	26.05	2020	142	2360	166
0.344	8.74	-	-					19.17	28.57	2230	157	2600	183
6	150	6.625	168.3	0.188	4.78	-	-	12.92	19.27	1020	72	1190	84
				0.219	5.56	-	-	14.98	22.31	1190	84	1390	98
				0.250	6.35	-	-	17.02	25.36	1360	96	1580	111
				0.280	7.11	STD	40	18.97	28.26	1520	107	1780	125
				0.312	7.92	-	-	21.04	31.32	1700	120	1980	139
				0.344	8.74	-	-	23.08	34.39	1870	131	2180	153
				0.375	9.52	-	-	25.02	37.28	2040	143	2380	167
				0.432	10.97	XS	80	28.57	42.56	2350	165	2740	193
				0.562	14.27	-	120	36.39	54.20	2800	197	2800	197
				0.719	18.26	-	160	45.35	67.56	2800	197	2800	197
0.864	21.95	XXS	-	53.16	79.22	2800	197	2800	197				

Anexo N° 12 Propiedades de las tuberías



TUBERIA DE ACERO AL CARBONO
API 5L / ASTM A53 / A106

www.vemacero.com

Diámetro Nominal NPS		Diámetro Exterior Real		Espesor de Pared		Identificación		Peso del Tubo		ASTM A53 PRESION DE PRUEBA			
Pulgadas in.	Milímetros mm.	(in.)	mm.	Pulgadas (in.)	Milímetros (mm.)	Weight Class	Schedule	lb/pie	kg/m	Grado A		Grado B	
										psi	Kg/cm ²	psi	Kg/cm ²
8	200	8.625	219,1	0.188	4.78	-	-	16.94	25.26	780	55	920	65
				0.203	5.16	-	-	18.26	27.22	850	60	1000	70
				0.219	5.56	-	-	19.66	29.28	910	64	1070	75
				0.250	6.35	-	20	22.36	33.31	1040	73	1220	86
				0.277	7.04	-	30	24.70	36.81	1160	82	1350	95
				0.312	7.92	-	-	27.70	41.24	1300	91	1520	107
				0.322	8.18	STD	40	28.55	42.55	1340	94	1570	110
				0.344	8.74	-	-	30.42	45.34	1440	101	1680	118
				0.375	9.52	-	-	33.04	49.20	1570	110	1830	129
				0.406	10.31	-	60	35.64	53.08	1700	120	2000	141
				0.438	11.13	-	-	38.30	57.08	1830	129	2130	150
				0.500	12.70	XS	80	43.39	64.64	2090	147	2430	171
				0.594	15.09	-	100	50.95	75.92	2500	176	2800	197
				0.719	18.26	-	120	60.71	90.44	2800	197	2800	197
				0.812	20.62	-	140	67.76	100.92	2800	197	2800	197
0.875	22.22	XXS	-	72.42	107.88	2800	197	2800	197				
0.906	23.01	-	160	74.69	111.27	2800	197	2800	197				
10	250	10.750	273,0	0.188	4.78	-	-	21.21	31.62	630	44	730	51
				0.203	5.16	-	-	22.87	34.08	680	48	800	56
				0.219	5.56	-	-	24.63	36.67	730	51	860	60
				0.250	6.35	-	20	28.04	41.75	840	59	980	69
				0.279	7.09	-	-	31.20	46.49	930	65	1090	77
				0.307	7.80	-	30	34.24	51.01	1030	72	1200	84
				0.344	8.74	-	-	38.23	56.96	1150	81	1340	94
				0.365	9.27	STD	40	40.48	60.29	1220	86	1430	101
				0.438	11.13	-	-	48.19	71.87	1470	103	1710	120
				0.500	12.70	XS	60	54.71	81.52	1670	117	1950	137
				0.594	15.09	-	80	64.43	95.97	1990	140	2320	163
				0.719	18.26	-	100	77.03	114.70	2410	169	2800	197
				0.844	21.44	-	120	89.29	133.00	2800	197	2800	197
				1.000	25.40	XXS	140	104.13	155.09	2800	197	2800	197
				1.125	28.57	-	160	115.65	172.21	2800	197	2800	197
12	300	12.750	323,8	0.203	5.16	-	-	27.20	40.55	570	40	670	47
				0.219	5.56	-	-	29.31	43.63	620	44	720	51
				0.250	6.35	-	20	33.38	49.71	710	50	820	58
				0.281	7.14	-	-	37.42	55.75	790	56	930	65
				0.312	7.92	-	-	41.45	61.69	880	62	1030	72
				0.330	8.38	-	30	43.77	65.18	930	65	1090	77
				0.344	8.74	-	-	45.58	67.90	970	68	1130	79
				0.375	9.52	STD	-	49.52	73.78	1060	75	1240	87
				0.406	10.31	-	40	53.52	79.70	1150	81	1340	94
				0.438	11.13	-	-	57.59	85.82	1240	87	1440	101
				0.500	12.70	XS	-	65.42	97.43	1410	99	1650	116
				0.562	14.27	-	60	73.15	108.92	1590	112	1850	130
				0.688	17.28	-	80	88.63	132.04	1940	136	2270	160
				0.844	21.44	-	100	107.32	159.86	2390	168	2780	195
				1.000	25.40	XXS	120	125.49	186.91	2800	197	2800	197
1.125	28.57	-	140	139.68	208.00	2800	197	2800	197				
1.312	33.32	-	160	160.27	238.68	2800	197	2800	197				

Anexo N° 13 Especificaciones de los metales

CARACTERISTICAS

Las formas y dimensiones de los accesorios están construídos según Norma ANSI, B.16.11

Accesorios roscados según Normas: ANSI B 2.1 (NPT— WHITWORTH GAS (BSPT)
API S B

ESPECIFICACION DE LOS MATERIALES

ASTM	GRADO	CLASIFI- CACION	COMPOSICION QUIMICA							
			Carbono C %	Mangan. Ma %	Fósforo P %	Azufre S %	Silicio Si %	Niquel Ni %	Cr %	Mo %
A-105		Carbon Steel 0	MAX 0.35	- 0.60 + 1.05	MAX 0.040	MAX 0.050	MAX (0.35)			
A-181	I	"	" 0.35	" 0.90	" 0.050	" 0.050	" (0.35)			
"	II	"	" 0.35	" 0.90	" 0.050	" 0.050	" (0.35)			
A-182	F1	1/2 Mo	" 0.30	0.5 0.85	" 0.045	" 0.045	0.15 0.35			0.44 0.65
"	F5	5cr- 1/2Mo	" 0.15	0.30 0.60	" 0.030	" 0.030	MAX 0.50	MAX 0.50	4.0 6.0	0.44 0.65
"	F9	9cr-1 Mo	" 0.15	0.30 0.60	" 0.030	" 0.030	0.5 1.00		8.0 10.0	0.90 1.10
"	F11	1 1/4 cr-1	0.10 0.20	0.30 0.80	" 0.040	" 0.040	0.5 1.00		1.00 1.50	0.44 0.65
"	F304	18cr-8 Ni	" 0.08	MAX 2.00	" 0.040	" 0.030	" 1.00	8.00 11.00	18.00 20.00	
"	F316	18cr-8 Ni Mo	" 0.08	" 2.00	" 0.045	" 0.030	" 1.00	10.00 14.00	16.00 18.00	2.00 3.00

PRESIONES Y TEMPERATURAS

SERIE 2000

42 kg/cm² a 482° C
140 kg/cm² a 38° C

SERIE 3000

84 kg/cm² a 482° C
210 kg/cm² a 38° C

SERIE 6000

140 kg/cm² a 482° C
420 kg/cm² a 38° C