

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN DESHIDRATADOR DE AGUA LIBRE ASOCIADO A UN CALENTADOR DE CRUDO, ACOPLADO A UN EQUIPO ELECTROSTÁTICO EN EL CAMPO TIPISHCA

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS

JORGE ALBERTO VERA MERA

javm777@hotmail.com

DIRECTOR: ING. EDUARDO RODRÍGUEZ

edu_ocp@hotmail.com

Quito, Enero 2011

DECLARACIÓN

Yo, Vera Mera Jorge Alberto, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

Jorge Alberto Vera Mera

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Vera Mera Jorge Alberto, bajo mi supervisión.

Ing. Eduardo Rodríguez
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A mis padres que durante toda mi vida me han apoyado para que salga adelante.

A los ingenieros Eduardo Rodríguez, Pedro Zuñiga, José Cepeda y Gerardo Barros quienes aportaron y me ayudaron con sus conocimientos para el desarrollo de este proyecto.

Jorge Vera M.

DEDICATORIA

Le dedico todo el esfuerzo y trabajo realizado en el presente proyecto a mis padres, por estar siempre a mi lado y ayudarme incondicionalmente.

Jorge Vera M.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA	V
CONTENIDO	VI
ÍNDICE DE MAPAS	XI
ÍNDICE DE TABLAS	XI
ÍNDICE DE FIGURAS	XIII
ÍNDICE DE ANEXOS	XVI
RESUMEN	XVII
PRESENTACIÓN	XVIII
SIMBOLOGÍA	XIX
CAPÍTULO I	1
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO TIPISHCA	
1.1 ANTECEDENTES	1
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	2
1.3 GEOLOGÍA	3
1.3.1 INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL	3
1.3.2 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LOS YACIMIENTOS	4
1.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE FLUIDO	7
1.4.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS	7
1.4.1.1 Porosidad	7
1.4.1.2 Saturación	7
1.4.1.3 Permeabilidad	7
1.4.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	9
1.4.2.1 Factor volumétrico	9
1.4.2.2 Viscosidad	9
1.4.2.3 GOR	9
1.4.2.4 Gravedad API	9
1.5 DESCRIPCIÓN DE RESERVAS	11
1.5.1 RESERVAS PROBADAS	11

1.5.2 RESERVAS REMANENTES.....	11
1.5.3 RESERVAS PROBABLES	11
1.5.4 FACTOR DE RECOBRO	11
1.6 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN	13
1.6.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	13
1.6.2 PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN	14
1.7 ESTADO DE LOS POZOS	18
CAPÍTULO II.....	22
SITUACIÓN ACTUAL DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO TIPIISHCA	
2.1 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	22
2.1.1 MANIFOLD.....	22
2.1.2 SEPARADORES.....	23
2.1.2.1 Partes de un separador	24
2.1.2.1.1 Sección de separación primaria.....	24
2.1.2.1.2 Sección de separación secundaria	24
2.1.2.1.3 Sección extractora de niebla.....	24
2.1.2.1.4 Sección de acumulación de líquido.....	24
2.1.2.2 Elementos internos de un separador	25
2.1.2.2.1 Deflectores.....	25
2.1.2.2.2 Eliminadores de niebla.....	25
2.1.2.2.3 Rompe olas.....	25
2.1.2.2.4 Placas antiespuma.....	25
2.1.2.2.5 Sistema Sand Jet.....	26
2.1.2.3 Clasificación de los Separadores de acuerdo a su forma.....	26
2.1.2.3.1 Separadores Horizontales.....	26
2.1.2.3.2 Separadores Verticales.....	28
2.1.2.4 Tiempo de retención	31
2.1.2.5 Separador de prueba.....	32
2.1.2.6 Separadores de producción.....	32
2.1.2.7 Dispositivos de control.....	32
2.1.2.7.1 Presión.....	33
2.1.2.7.2 Nivel.....	33

2.1.2.7.3 Dispositivos de Seguridad.....	33
2.1.3 BOTA DE GAS.....	34
2.1.4 TANQUES DE LAVADO	34
2.1.4.1 Componentes de un tanque de lavado	35
2.1.4.1.1 Línea de entrada.....	35
2.1.4.1.2 Tubo conductor.....	35
2.1.4.1.3 Cuerpo del tanque.....	35
2.1.4.1.4 La válvula de descarga de agua	36
2.1.4.1.5 La línea de descarga.....	36
2.1.5 TANQUES DE ALMACENAMIENTO	36
2.1.5.1 Clasificación de los tanques de almacenamiento de petróleo y/o sus derivados	37
2.1.6 TANQUE DE ALIVIO.....	37
2.1.7 BOMBAS.....	37
2.1.7.1 Bombas para reinyección de agua	37
2.1.7.2 Bomba para recirculación	38
2.1.7.1 Bombas para transferencia de crudo.....	38
2.1.8 UNIDAD RECUPERADORA DE VAPORES (VRU)	39
2.1.9 K.O. DRUM	39
2.1.10 SISTEMA LACT	40
2.1.11 SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN Y ADQUISICIÓN DE DATOS (SCADA)	41
2.1.12 SISTEMA DE AIRE DE INSTRUMENTOS.....	41
2.1.13 GENERACIÓN ELÉCTRICA	42
2.1.14 LÍNEAS DE FLUJO	42
2.1.15 SISTEMA CONTRAINCENDIOS (SCI)	42
2.1.16 SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS.....	43
2.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO EN LA ESTACIÓN TIPISHCA.....	43
2.3 ESTADO ACTUAL DE LOS EQUIPOS DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN TIPISHCA.....	45
CAPÍTULO III.....	47
ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN DESHIDRATADOR EN EL CAMPO TIPISHCA	

3.1 DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS	47
3.1.1 EMULSIONES.....	48
3.1.1.1 Clasificación de las emulsiones.....	49
3.1.1.2 Agente emulsificante	50
3.1.1.3 Agente desemulsificante.....	51
3.1.1.4 Estabilidad de las emulsiones.....	51
3.1.1.5 Ruptura de las emulsiones	53
3.1.1.5.1 Floculación.....	53
3.1.1.5.2 Coalescencia.....	54
3.2 MÉTODOS DE TRATAMIENTO PARA LA DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS	54
3.2.1 TRATAMIENTO GRAVITACIONAL.....	55
3.2.2 TRATAMIENTO QUÍMICO	56
3.2.2.1 Pruebas de botella.....	58
3.2.2.1.1 Procedimiento	58
3.2.2.2 Dosificación	59
3.2.3 TRATAMIENTO TÉRMICO	60
3.2.4 TRATAMIENTO ELÉCTRICO	63
3.3 EQUIPOS UTILIZADOS EN LA DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS.....	69
3.3.1 SEPARADORES GRAVITACIONALES	69
3.3.1.2 Eliminadores de agua libre	69
3.3.2 CALENTADORES Y TRATADORES TÉRMICOS	71
3.3.2.1 Calentadores	71
3.3.2.1.1 Calentadores de tipo Directo.....	72
3.3.2.1.1.1 Calentadores de tipo Indirecto	73
3.3.2.2 Tratadores térmicos.....	75
3.3.2.2.1 Tratador térmico vertical.....	75
3.3.2.2.2 Tratador térmico horizontal	77
3.3.3 TRATADORES ELECTROSTÁTICOS	81
3.3.4 DESHIDRATADOR DE AGUA LIBRE ASOCIADO A UN CALENTADOR DE CRUDO, ACOPLADO A UN EQUIPO ELECTROSTÁTICO.	85
3.3.4.1 Funcionamiento	86

3.3.5 COMPARACIÓN ENTRE LOS DIFERENTES EQUIPOS PARA DESHIDRATACIÓN DE CRUDO	93
3.4 CÁLCULO DE PARÁMETROS PARA SELECCIÓN DEL DESHIDRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO	94
3.4.1 CASO 1	95
3.4.2 CASO 2	95
3.4.3 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE CALENTAMIENTO	96
3.5 SELECCIÓN DEL DESHIDRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO	98
CAPÍTULO IV	102
ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL PROYECTO	
4.1 INGRESOS	104
4.2 EGRESOS	106
4.2.1 DESHIDRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO	106
4.2.2 SCRUBBER	107
4.2.3 POZOS NUEVOS	107
4.3 FLUJO NETO DE CAJA	108
4.4 INDICADORES FINANCIEROS	109
4.4.1 VALOR ACTUAL NETO	109
4.4.2 TASA INTERNA DE RETORNO	110
4.4.3 RELACIÓN COSTO BENEFICIO	111
4.4.4 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	112
CAPÍTULO V	114
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
5.1 CONCLUSIONES GENERALES	114
5.2 CONCLUSIONES ESPECÍFICAS	115
5.3 RECOMENDACIONES	117
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	119
ANEXOS	120

ÍNDICE DE MAPAS

MAPA 1.1

MAPA DE UBICACIÓN DEL BLOQUE 27.....2

MAPA 1.2

MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO TIPISHCA.....3

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1

PROPIEDADES PETROFÍSICAS POR YACIMIENTO DEL CAMPO TIPISHCA...8

TABLA 1.2

PROPIEDADES PETROFÍSICAS POR YACIMIENTO DEL CAMPO VINITA.....8

TABLA 1.3

PROPIEDADES PETROFÍSICAS POR YACIMIENTO DEL CAMPO BLANCA.....8

TABLA 1.4

CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO PRODUCIDO DEL CAMPO TIPISHCA.....10

TABLA 1.5

CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO PRODUCIDO DEL CAMPO VINITA.....10

TABLA 1.6

CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO PRODUCIDO DEL CAMPO BLANCA.....10

TABLA 1.7

RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DE LAS ARENAS PRODUCTORAS.....12

TABLA 1.8

RESERVAS GENERALES DE LOS CAMPOS DEL BLOQUE 27.....13

TABLA 1.9

VALORES DE LA PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL BLOQUE 27 SIN CONSIDERAR LA PERFORACIÓN DE NUEVOS POZOS.....15

TABLA 1.10

VALORES DE LA PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL BLOQUE 27 CONSIDERANDO LA PERFORACIÓN DE NUEVOS POZOS.....16

TABLA 1.11	
ESTADO DE LOS POZOS DEL CAMPO TIPISHCA.....	19
TABLA 1.12	
ESTADO DE LOS POZOS DEL CAMPO BLANCA.....	20
TABLA 1.13	
ESTADO DE LOS POZOS DEL CAMPO BLANCA.....	20
TABLA 1.14	
PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS DEL BLOQUE 27.....	21
TABLA 2.1	
TIEMPO DE RETENCIÓN PARA SEPARADORES BIFÁSICOS.....	31
TABLA 2.2	
TIEMPO DE RETENCIÓN PARA SEPARADORES TRIFÁSICOS.....	31
TABLA 2.3	
SITUACIÓN ACTUAL DE LOS EQUIPOS DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN TIPISHCA.....	46
TABLA 3.1	
HISTORIA DEL USO DE DESEMULSIFICANTES.....	57
TABLA 3.2	
TABLA DE LAS CAPACIDADES DE UN DESHIDRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO.....	92
TABLA 3.3	
COMPARACIÓN ENTRE LOS DIFERENTES EQUIPOS PARA DESHIDRATACIÓN DE CRUDO.....	93
TABLA 3.4	
CALOR REQUERIDO POR EL SISTEMA DE CALENTAMIENTO DEL DESHIDRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO.....	97
TABLA 3.5	
VALORES DE PRODUCCIÓN OBTENIDOS CON EL SISTEMA ACTUAL Y CON LA IMPLEMENTACIÓN DEL DESHIDRATADOR.....	99
TABLA 4.1	
PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO POR DÍA.....	103

TABLA 4.2	
PRODUCCIÓN ACTUAL MÁS LA PRODUCCIÓN INCREMENTAL DE LOS NUEVOS POZOS PROYECTADA HASTA EL AÑO 2022.....	105
TABLA 4.3	
INVERSIONES.....	107
TABLA 4.4	
FLUJO NETO DE CAJA.....	108
TABLA 4.5	
VALOR ACTUAL NETO.....	110
TABLA 4.6	
TASA INTERNA DE RETORNO.....	111
TABLA 4.7	
RELACIÓN COSTO BENEFICIO.....	113
TABLA 4.8	
PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN.....	113

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1	
COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL BLOQUE 27.....	6
FIGURA 1.2	
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.....	14
FIGURA 1.3	
PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE FLUIDO TOTAL SIN CONSIDERAR LA PERFORACIÓN DE NUEVOS POZOS.....	17
FIGURA 1.4	
PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE FLUIDO TOTAL CONSIDERANDO LA PERFORACIÓN DE NUEVOS POZOS.....	17
FIGURA 2.1	
SISTEMA SAND JET PARA SEPARADORES HORIZONTALES.....	26
FIGURA 2.2	
SEPARADOR HORIZONTAL BIFÁSICO.....	27

FIGURA 2.3	
SEPARADOR HORIZONTAL TRIFÁSICO.....	28
FIGURA 2.4	
SEPARADOR VERTICAL BIFÁSICO.....	29
FIGURA 2.5	
SEPARADOR VERTICAL TRIFÁSICO.....	30
FIGURA 2.6	
ESQUEMA DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN TIPISHCA.....	45
FIGURA 3.1	
EMULSIÓN AGUA EN PETRÓLEO.....	49
FIGURA 3.2	
REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LA ESTABILIZACIÓN DE UNA GOTA DE AGUA POR AGENTES EMULSIFICANTES EN EL PETRÓLEO CRUDO.....	50
FIGURA 3.3	
PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE LA PRUEBA DE BOTELLA....	59
FIGURA 3.4	
COMPOSICIÓN Y POLARIDAD DE UNA MOLÉCULA DE AGUA.....	63
FIGURA 3.5	
MOVIMIENTO DE UNA GOTA DE AGUA ENTRE DOS ELECTRODOS DE POLARIDAD DUAL.....	66
FIGURA 3.6	
PERFIL CORRIENTE - VOLTAJE EN FUNCION DEL TIEMPO, DURANTE LA DESHIDRATACIÓN ELECTROSTÁTICA DE UNA EMULSIÓN AGUA EN PETRÓLEO.....	67
FIGURA 3.7	
ESQUEMA DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN ELECTROSTÁTICA.....	68
FIGURA 3.8	
ELIMINADOR DE AGUA LIBRE HORIZONTAL.....	70
FIGURA 3.9	
ELIMINADOR DE AGUA LIBRE VERTICAL.....	71
FIGURA 3.10	
CALENTADOR DE TIPO DIRECTO.....	72

FIGURA 3.11	
CALENTADOR DE TIPO INDIRECTO.....	73
FIGURA 3.12	
INTERCAMBIADOR DE CALOR.....	74
FIGURA 3.13	
TRATADOR TÉRMICO VERTICAL.....	76
FIGURA 3.14	
TRATADOR TÉRMICO HORIZONTAL.....	77
FIGURA 3.15	
TRATADOR TÉRMICO HORIZONTAL.....	78
FIGURA 3.16	
CONTROL DE TEMPERATURA EN UN TRATADOR TÉRMICO VERTICAL.....	79
FIGURA 3.17	
CONTROL DE TEMPERATURA EN UN TRATADOR TÉRMICO HORIZONTAL.....	80
FIGURA 3.18	
DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO.....	82
FIGURA 3.19	
SISTEMA DE CONTROL ELÉCTRICO DEL DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO.....	83
FIGURA 3.20	
DESHIDRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO.....	86
FIGURA 3.21	
CURVAS DE PÉRDIDA DE VOLUMEN Y GRAVEDAD API VS TEMPERATURA.....	89
FIGURA 3.22	
EFFECTO DE UN CAMPO ELÉCTRICO EN LA COALESCENCIA.....	90
FIGURA 3.23	
TEMPERATURAS DE OPERACIÓN PARA UN DESHIDRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO.....	91
FIGURA 3.24	
UBICACIÓN DEL DESHIDRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO DENTRO DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN TIPISHCA.....	100

FIGURA 3.25	
ESQUEMA DEL DESIDRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO.....	101
FIGURA 4.1	
PRECIO DEL PETRÓLEO DURANTE LOS MESES DE OCTUBRE Y NOVIEMBRE DEL 2010.....	102
FIGURA 4.2	
PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ACTUAL MÁS LA PRODUCCIÓN DE LOS NUEVOS POZOS.....	106
FIGURA 4.3	
PERIODO DE RECUPERACION DE LA INVERSIÓN (FNCK VS TIEMPO).....	113

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO No 1	
CLASIFICACIÓN, FECHA DE PERFORACIÓN Y ESTADO DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL BLOQUE 27.....	121
ANEXO No 2	
PLATAFORMAS BLOQUE 27.....	122
ANEXO No 3	
LÍNEAS DE TRANSPORTE DE CRUDO.....	123
ANEXO No 4	
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN ANUAL DE PETRÓLEO DEL BLOQUE 27.....	124
ANEXO No 5	
FIGURAS VARIAS.....	125
ANEXO No 6	
FOTOGRAFÍAS DEL MANIFOLD Y TANQUES DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN TIPISHCA.....	128

RESUMEN

En el presente Proyecto de Titulación, se realiza un estudio para la implementación de un deshidratador de agua libre asociado a un calentador de crudo, acoplado a un equipo electrostático en el campo Tipishca, con la finalidad de incrementar la eficiencia del proceso de separación de agua, gas y petróleo en la Estación de Producción de este campo.

El capítulo I empieza con una descripción general del campo, en la que se presenta información como su ubicación, litología, propiedades petrofísicas y de los fluidos, reservas remanentes, historial de producción, y las proyecciones de producción las cuales nos ayudarán a conocer el caudal máximo a manejar durante los próximos años hasta el 2022.

En el capítulo II se realiza una descripción de las facilidades de producción actuales de la Estación de Producción Tipishca, indicando el funcionamiento, características principales, dimensiones y capacidades de cada uno de los equipos presentes en esta.

En el capítulo III se revisan conceptos sobre las emulsiones y sobre la deshidratación de crudos. También se exponen los métodos de tratamiento para la deshidratación de crudos, y los equipos utilizados para esto, con sus respectivas ventajas y desventajas. Al final de este capítulo se realiza un análisis del deshidratador a implementar.

En el capítulo IV se desarrolla un análisis técnico económico donde se indican los costos del proyecto, y se determina la factibilidad de ejecución del mismo.

Por último, en el capítulo V, se presentan las conclusiones y recomendaciones del proyecto.

PRESENTACIÓN

El agua que es producida conjuntamente con el crudo desde los yacimientos en los campos del oriente ecuatoriano, se encuentra presente en cantidades que sobrepasan, en la mayoría de los casos, el 80% de la producción total. Además en algunos campos, el petróleo producido es pesado (menor a 22,3° API), lo que dificulta el proceso de separación de agua, gas y petróleo.

Es por esto que EP Petroecuador ha visto la necesidad de implementar un equipo separador de nueva tecnología, que sea compacto, que reduzca los costos de producción de crudo, y que permita incrementar la eficiencia en el tratamiento de separación de agua, gas y petróleo dentro de las facilidades de superficie de nueva generación.

Siendo así que este proyecto permitirá conocer las ventajas y desventajas de la implementación de un deshidratador de agua libre asociado a un calentador de crudo, acoplado a un equipo electrostático en el campo Tipishca, y determinar la factibilidad de ejecución del mismo, con la ayuda de un análisis técnico económico.

SIMBOLOGÍA

Símbolo	Definición
ANSI	American National Standards Institute
ΔT	Incremento de temperatura
API	American Petroleum Institute
DNH	Dirección Nacional de Hidrocarburos
BES	Bombeo eléctrico sumergible
BH	Bombeo hidráulico
BF	Barriles fiscales
BFPD	Barriles de fluido por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
BAPD	Barriles de agua por día
MPCPD	Miles de pies cúbicos por día
PLAT.	Plataforma
P_{wf}	Presión de fondo fluyente
q	calor
ESDV	Emergency shutdown valve
Min	Minutos
FWKO	Free water knockout
I	Pérdidas por calor
LACT	Unidad Automática de Custodia, Carga y Transferencia
BS&W	Basic sediments and water
Q_o	Caudal de petróleo
GOR	Relación gas-petróleo
Q_w	Caudal de agua
SGw	Gravedad específica del agua
SGo	Gravedad específica del petróleo
FNCK	Flujo neto de caja
Fr	Factor de recobro
POES	Petróleo original en sitio

Ho	Espesor de petróleo
AC	Corriente alterna
DC	Corriente continua
PVT	Presión, volumen y temperatura
Km	Kilómetros
Np	Reservas producidas
Pi	Presión inicial
Pb	Presión de burbuja
Co	Calor específico del petróleo
Cw	Calor específico del agua
So	Saturación de petróleo
TIR	Tasa interna de retorno
UTM	Universal Transverse Mercator
VAN	Valor actual neto
β_o	Factor volumétrico de petróleo
β_{ob}	Factor volumétrico de petróleo a la presión de burbuja
μ	Viscosidad
μ_o	Viscosidad del petróleo
μ_{ob}	Viscosidad del petróleo a la presión de burbuja

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO TIPISHCA

1.1 ANTECEDENTES

El campo Tipishca perteneciente al Bloque 27, fue descubierto y puesto en producción por la compañía City Oriente Limited en 1998, a partir de la perforación del pozo exploratorio Tipishca-01. El descubrimiento de petróleo en este pozo, conllevó a ampliar el programa de exploración y desarrollo.

Entre 1998 y el 2001 se perforaron 6 pozos de desarrollo en el campo Tipishca, permitiendo con esto definir el tamaño del yacimiento.

La producción acumulada de este campo hasta marzo del 2008 fue de 7,626 millones de barriles de petróleo de un crudo de mediana calidad proveniente de la formación Napo en los Yacimientos T Superior (30° API), U Media-Inferior (27.5° API), U Superior (23.5° API), M-1 (16° API) y M-2 (20° API).

El campo esta conformado por las plataformas A, B y C, siendo la plataforma A la Estación de Producción donde se trata y fiscaliza el crudo proveniente de todos los campos del Bloque 27.

Actualmente el Bloque 27 cuenta con 17 pozos productores, de los cuales 11 pertenecen al campo Tipishca.

El petróleo producido que llega a la Estación de Producción del campo Tipishca, se fiscaliza en la unidad LACT y luego se bombea hasta empatar con el Oleoducto Secundario Víctor Hugo Ruales (VHR), el cual lleva el petróleo hasta la Estación Cuyabeno, y mediante el Oleoducto Secundario Cuyabeno - Lago Agrio llega a la Estación Lago Agrio, para finalmente ser transportado por el SOTE hasta Balao en Esmeraldas.

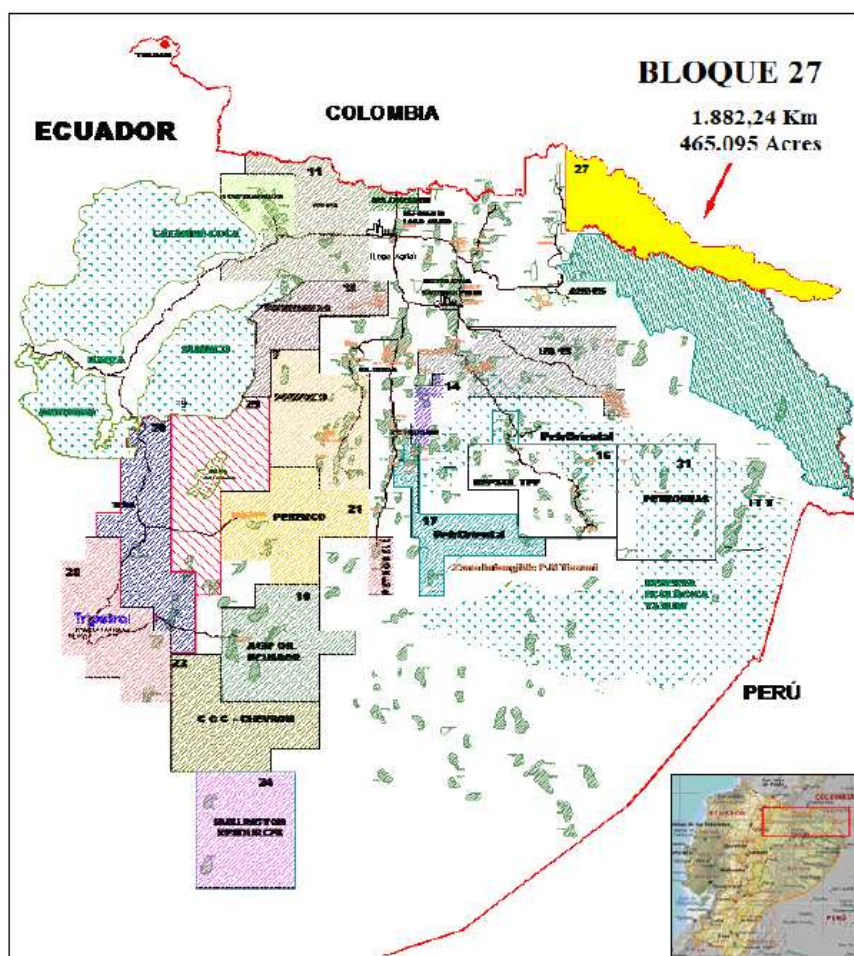
En agosto del 2008, tras un acuerdo con el Estado, Petroproducción asume la operación del Bloque 27, el cual estaba en manos de la compañía City Oriente Limited.

1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo Tipishca está localizado en el Bloque 27, en el Cantón Putumayo de la Provincia de Sucumbíos de la Región Amazónica Ecuatoriana, al este del eje de la Cuenca Napo. Superficialmente está ubicado en las coordenadas UTM 74.452.074 m E y 10.015.752.934 m N.

MAPA 1.1

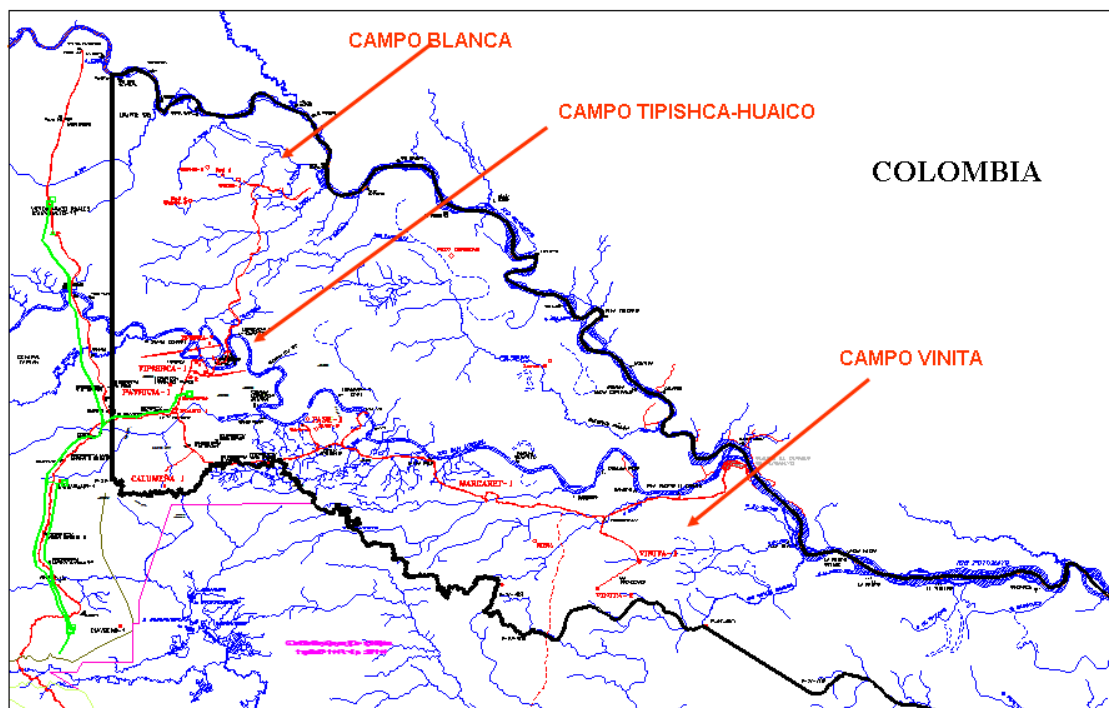
MAPA DE UBICACIÓN DEL BLOQUE 27



FUENTE: Petroproducción

MAPA 1.2

MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO TIPISHCA



FUENTE: Petroproducción

1.3 GEOLOGÍA

1.3.1 INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL

El campo Tipishca está limitado hacia el oeste por un cerramiento de falla inversa con tres direcciones de buzamiento poco pronunciados. El límite nororiental del yacimiento, está definido por un sinclinal, y al norte, la estructura se levanta continuamente hacia los límites del área.

El área del campo corresponde, tanto en tiempo como en profundidad, a una nariz estructural de dirección predominante suroeste-noreste, limitada en su flanco occidental por una falla inversa de igual dirección suroeste-noreste, presentando en el centro y sur del área dos pequeñas culminaciones las cuales no permiten

contener toda la columna de petróleo encontrada en los diferentes pozos presentes del área.

1.3.2 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LOS YACIMIENTOS

Arenisca M-1

En rasgos generales, la arenisca “M-1” aumenta de espesor de Este a Oeste, variando entre los 80 y 91 pies. El cuerpo principal muestra un desarrollo variable del yacimiento con cambios laterales. Está conformada predominantemente de arenisca con intercalaciones de lutita, caliza y ocasionalmente de limolita.

La arenisca es cuarzosa, blanca, transparente a translúcida, de grano fino a medio, suelta, subangular a subredondeada, moderadamente clasificada, sin cemento y matriz visible, de regular porosidad, en algunos pozos con manchas puntuales de petróleo café oscuro.

La lutita generalmente es de color gris oscuro, moderadamente firme a firme.

La caliza es crema a crema lechosa, firme a moderadamente firme.

Limolita de color gris claro, suave a moderadamente dura.

Arenisca M-2

La arenisca “M-2” presenta un espesor entre los 58 y los 86 pies, mostrando su menor espesor en la parte central del área y yace directamente sobre la Caliza “A”.

Esta conformada predominantemente de arenisca con intercalaciones de lutita y en menor proporción con caliza.

La arenisca es cuarzosa, blanca, subtransparente a subtranslúcida, de grano fino a medio, suelta, subangular a subredondeada, moderadamente clasificada, matriz y cemento no visible, ocasionalmente matriz argilacea y cemento ligeramente calcáreo, porosidad regular, con inclusiones de glaucomita, con manchas

puntuales de petróleo café oscuras, sin fluorescencia natural. Generalmente con pobres muestras de petróleo.

La lutita es de color gris a gris oscuro, moderadamente firme.

La caliza es de color gris clara a crema, moderadamente dura, irregular, sin porosidad visible.

Arenisca T

La formación "T" esta compuesta de dos cuerpos, superior e inferior separados por una lutita, la cual se presenta en todos los pozos del área.

T Superior

La principal litología de esta formación es arenisca con intercalaciones de lutita y su espesor varia de 38 a 60 pies.

La arenisca es cuarzosa, transparente a subtransparente, de grano fino a medio, suelta, subangular a subredondeada, moderadamente clasificada, sin cemento calcáreo, matriz no visible, de porosidad regular, asociada con glaucomita, con manchas irregulares de petróleo café oscuras, sin anillo residual. Pobres muestras de petróleo.

La lutita es de color gris obscura a negra, moderadamente firme, laminar, ocasionalmente astillosa, no calcárea.

T Inferior

Esta formación se caracteriza por la presencia predominante de arenisca con intercalaciones de lutita y caliza. Presenta un espesor que varia entre los 31 a los 37 pies.

La arenisca es blanca, transparente a translúcida, de grano fino a medio, suelta, subangular, moderadamente clasificada, con cemento y matriz no visible, de porosidad regular, sin muestras de petróleo.

La lutita es de color negro a gris oscuro, firme a moderadamente firme, sublaminar, no calcárea.

La caliza es de color gris claro, cremoso.

FIGURA 1.1

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL BLOQUE 27

	CRONO-ESTRATIGRAFIA	FORMACION	LITO-LOGIA	UNIDAD	PROFUNDIDAD (PIES)	
					MD	TVD
PALEOGENO	OLIGOCENO	ORTEGUAZA		LUTITA	5382	4446
				ARENISCA		
	EOCENO	TIYUYACU		TIYUYACU	6404	5178
CRETACICO	PALEOCENO	TENA		TENA	8307	6576
	TARDIO	TENA BASAL	ARENISCA BASAL TENA			
NAPO		NAPO		NAPO	8690	6669
	ARENISCA "M-1"			8903	7034	
	CALIZA "M-1"			9040	7151	
	ARENISCA "M-2"			9067	7190	
	CALIZA "A"			9170	7261	
	ARENISCA "U"			9208	7294	
	CALIZA "B"			9320	7388	
TEMPRANO	HOLLIN		CALIZA "C"	9424	7476	
			ARENISCA HOLLIN			
				PROFUND TOTAL	9537	7575

FUENTE: Petroproducción

1.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE FLUIDO

Como se mencionó anteriormente, todo el petróleo producido del Bloque 27 es tratado y fiscalizado en la Estación de Producción del campo Tipishca, por lo cual también se dará a conocer las propiedades de roca y fluido de los campos productores Vinita y Blanca que son parte de este bloque.

1.4.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

De los resultados de reinterpretación y reevaluación de los registros, del análisis de ripios y de análisis de núcleos se determinaron los valores promedios de espesor neto de petróleo, porosidad efectiva y saturación de petróleo, los cuales constan en las Tablas 1.1, 1.2 y 1.3.

1.4.1.1 Porosidad

Es la capacidad que tiene una roca para almacenar fluidos, y se define como el volumen vacío de una roca para el volumen total de la misma. Se expresa en porcentaje o en fracción decimal.

1.4.1.2 Saturación

Es la relación entre el volumen de un fluido en los poros de una roca, con el volumen total del espacio poroso. Las saturaciones se expresan como porcentajes del volumen de los poros.

1.4.1.3 Permeabilidad

Es la capacidad que tiene una roca para que los fluidos fluyan a través de ella entre los poros interconectados.

TABLA 1.1

PROPIEDADES PETROFÍSICAS POR YACIMIENTO DEL CAMPO TIPISHCA

PARÁMETROS	Napo "M-1"	Napo "M-2"	Napo "U" Sup.	Napo "U" Inf.	Napo "T"
Ho (pies)	9,3	14,8	8,8	25,7	11,3
Por ef. (%)	15,4	13,6	18,0	19,3	15,6
So (%)	62,2	55,3	75,5	74,1	58,6

FUENTE: Petroproducción

ELABORADO POR: Jorge Vera

TABLA 1.2

PROPIEDADES PETROFÍSICAS POR YACIMIENTO DEL CAMPO VINITA

PARÁMETROS	Napo "M-1"	Napo "M-2"	Napo "U"	Napo "T"
Ho (pies)	39,5	40,5	20,5	9,5
Por ef. (%)	20,6	21,3	21,0	22,9
So (%)	75,1	65,6	55,0	55,0

FUENTE: Petroproducción

ELABORADO POR: Jorge Vera

TABLA 1.3

PROPIEDADES PETROFÍSICAS POR YACIMIENTO DEL CAMPO BLANCA

PARÁMETROS	Tena	Napo "M-1"	Napo "M-2"	Napo "U" Sup.	Napo "U" Inf.	Napo "T"
Ho (pies)	14,5	14,0	12,0	11,0	23,5	20,5
Por ef. (%)	12,1	15,6	9,5	13,0	14,0	13,6
So (%)	58,3	78,9	54,8	72,6	55,0	55,0

FUENTE: Petroproducción

ELABORADO POR: Jorge Vera

1.4.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Los parámetros de fluido como: tasa de producción de petróleo, gas y agua, índice de productividad, presión de los yacimientos y las propiedades del petróleo a condiciones iniciales y de burbuja, tales como el factor volumétrico, viscosidad, compresibilidad y solubilidad, se han medido a través de las pruebas de pozos y de los análisis PVT; se hallan descritos en las Tablas 1.4, 1.5 y 1.6.

1.4.2.1 Factor volumétrico

Es la relación de volúmenes de un fluido (petróleo, agua, gas) a condiciones de yacimiento y de superficie.

1.4.2.2 Viscosidad

Es la medida de la resistencia que un líquido opone al flujo. Producto del efecto combinado de la cohesión y adhesión.

1.4.2.3 GOR

La relación gas-petróleo es la cantidad de gas que se encuentra en solución dentro del crudo a determinadas condiciones de presión y temperatura, y que será liberado del petróleo si se disminuye la presión bajo el punto de burbuja.

1.4.2.4 Gravedad API

Es una medida de la densidad del petróleo, que varía con la presión y temperatura. A mayor gravedad API, mayor calidad del crudo y viceversa.

TABLA 1.4

CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO PRODUCIDO DEL CAMPO TIPISHCA

YACIMIENTO	Pi (LPC)	Boi (BBL/BF)	Uoi (CP)	Pb (LPC)	GOR (PCS/BF)	Bob (BBL/BF)	Uob (CP)
Napo "M-1"	2.903	1,099	107,37	520	72	1,105	61,62
Napo "M-2"	2.634	1,159	5,24	627	147	1,167	4,52
Napo "U" Sup.	3.057	1,143	6,80	681	179	1,155	5,23
Napo "U" Inf.	3.057	1,144	4,48	409	160	1,165	3,30
Napo "T"	3.150	1,155	1,96	600	200	1,181	1,60

FUENTE: Petroproducción

ELABORADO POR: Jorge Vera

TABLA 1.5

CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO PRODUCIDO DEL CAMPO VINITA

YACIMIENTO	Pi (LPC)	Boi (BBL/BF)	Uoi (CP)	Pb (LPC)	GOR (PCS/BF)	Bob (BBL/BF)	Uob (CP)
Napo "M-1"	2.339	1,076	710,6	345	45	1,080	280,9
Napo "M-2"	2.384	1,100	97,4	520	124	1,105	61,6
Napo "U"	2.800	1,117	9,3	680	160	1,131	6,9
Napo "T"	3.000	1,164	2,2	600	200	1,187	1,8

FUENTE: Petroproducción

ELABORADO POR: Jorge Vera

TABLA 1.6

CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO PRODUCIDO DEL CAMPO BLANCA

YACIMIENTO	Pi (LPC)	Boi (BY/BF)	Uoi (CP)	Pb (LPC)	GOR (PCS/BF)	Bob (BBL/BF)	Uob (CP)
"TENA"	3.057	1,139	2,0	409	42	1,158	1,6
Napo "M-1"	2.384	1,100	97,4	520	83	1,105	61,6
Napo "M-2"	2.384	1,100	97,4	520	124	1,105	61,6
Napo "U"	2.800	1,117	9,3	680	160	1,131	6,9
Napo "T"	3.000	1,164	2,2	600	200	1,187	1,8

FUENTE: Petroproducción

ELABORADO POR: Jorge Vera

1.5 DESCRIPCIÓN DE RESERVAS

Las reservas son volúmenes de hidrocarburos existentes en un yacimiento y factibles de recuperación.

Las reservas de petróleo se han cuantificado para las Areniscas Napo "M-1", "M-2", "U" Superior, "U" Inferior y "T", y se hallan descritas en las Tablas 1.7 y 1.8.

1.5.1 RESERVAS PROBADAS

Son los volúmenes de hidrocarburos que existen en los yacimientos, factibles de ser recuperados, y determinados con toda seguridad mediante los resultados obtenidos de la perforación y pruebas de producción.

1.5.2 RESERVAS REMANENTES

Volumen de hidrocarburos recuperables, cuantificables a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial, que todavía permanecen en el yacimiento.

1.5.3 RESERVAS PROBABLES

Volúmenes de hidrocarburos estimados mediante los estudios geológicos y geofísicos, y que pueden ser comprobados mediante la perforación.

1.5.4 FACTOR DE RECOBRO

Es la fracción del volumen de petróleo original del yacimiento que puede ser extraído o recuperado. Este valor depende de las características petrofísicas, del tipo de fluidos contenido en el yacimiento y del mecanismo de producción.

TABLA 1.7
RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DE LAS ARENAS PRODUCTORAS

YACIMIENTO	° API	P O E S (BF)	FR (%)	RESERVAS PROBADAS (BF)	PETRÓLEO PRODUCIDO, Np (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)
RESERVAS PROBADAS						
CAMPO TIPISHCA – HUAICO						
M-1	17,0	5.467.248	13,9	759.947	503.669	256.278
M-2	26,0	11.883.728	18,0	2.139.071	22.189	2.116.882
U Superior	23,5	12.329.276	18,6	2.293.245	1.589.945	703.300
U Inferior	27,5	44.331.870	20,2	8.955.038	3.736.651	5.218.387
T	30,0	12.026.083	20,3	2.441.295	53.262	2.388.033
CAMPO VINITA						
M-1	13,7	16.716.556	10,1	1.688.372	729.387	958.985
M-2	15,3	14.724.202	11,8	1.737.456	789	1.736.667
CAMPO BLANCA						
TENA	27,1	5.465.798	26,2	1.432.039	443.751	988.288
M-1	18,4	4.359.301	20,8	906.735	546.883	359.852

FUENTE: Petroproducción

ELABORADO POR: Jorge Vera

En tabla 1.7 se resumen los valores de: POES, factor de recobro, reservas probadas, petróleo producido, reservas remanentes y la gravedad API, para cada yacimiento. Estos valores corresponden al 31 de marzo del 2008.

TABLA 1.8**RESERVAS GENERALES DE LOS CAMPOS DEL BLOQUE 27**

CAMPO	RESERVAS PROBABLES (BF)	RESERVAS PROBADAS (BF)	PETRÓLEO PRODUCIDO, Np (BF)	RESERVAS PROBADAS REMANENTES (BF)
TIPISHCA-HUAICO	0	16.588.596	5.905.717	10.682.880
VINITA	22.480.617	3.425.828	730.176	2.695.652
BLANCA	63.274.638	2.338.774	990.635	1.348.140
TOTAL	85.755.254	22.353.198	7.626.528	14.726.672

FUENTE: Petroproducción

ELABORADO POR: Jorge Vera

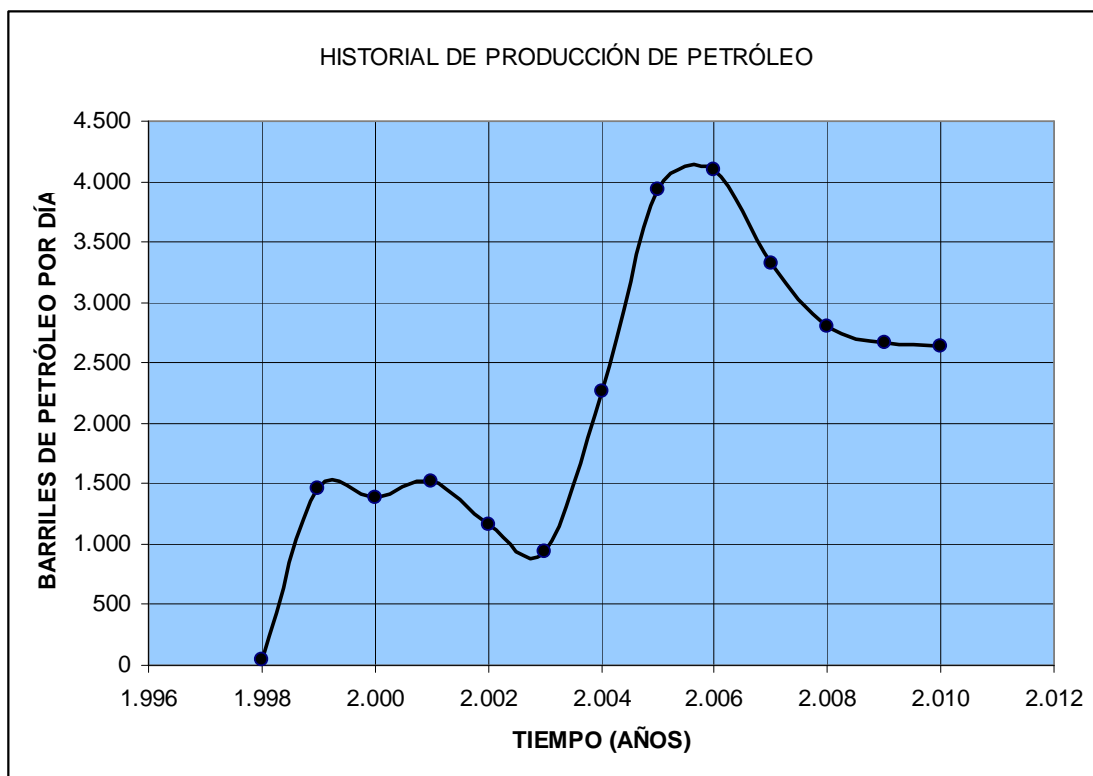
1.6 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

1.6.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

La producción del Bloque 27 inicia en el año de 1998 con una tasa de 49 BPPD, con un promedio de 25,1 grados API.

Actualmente se está produciendo unos 2630 BPPD, con un promedio de 19,7 grados API. La disminución en la gravedad API se debe al crudo pesado proveniente del campo Vinita, con un promedio de 13,8 grados API.

FIGURA 1.2
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL BLOQUE 27



FUENTE: Petroproducción y DNH

ELABORADO POR: Jorge Vera

1.6.2 PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN

Para el estudio del presente proyecto, se necesita conocer cual será la producción de crudo durante los próximos años, con el fin de determinar el caudal máximo a manejar por el equipo a implementar.

Las proyecciones fueron realizadas hasta el año 2022 y para un escenario sin perforación de pozos (Tabla 1.9), y otro con perforación de pozos (Tabla 1.10). Para las proyecciones con perforación de pozos, se perforarán cuatro pozos en Tipishca, dos pozos en Blanca y dos pozos en Vinita. La perforación de los ocho nuevos pozos, estaría programada para el año 2011, por lo que se considera el aporte de estos pozos a partir del 2012.

TABLA 1.9

VALORES DE LA PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL BLOQUE 27 SIN CONSIDERAR LA PERFORACIÓN DE NUEVOS POZOS

	FLUIDO	PETRÓLEO	AGUA	GAS	
AÑO	BFPD	BPPD	BAPD	MPCPD	BS&W
2009	16276	2795	13481	312,8	0,83
2010	16041	2479	13562	277,43	0,85
2011	15842	2199	13644	246,06	0,86
2012	15676	1950	13726	218,23	0,88
2013	15538	1729	13808	193,56	0,89
2014	15425	1534	13892	171,67	0,90
2015	15336	1360	13975	152,26	0,91
2016	15266	1207	14059	135,04	0,92
2017	15214	1070	14144	119,77	0,93
2018	15178	949	14229	106,23	0,94
2019	15156	842	14315	94,21	0,94
2020	15147	747	14401	83,56	0,95
2021	15150	662	14487	74,11	0,96
2022	15162	587	14575	65,73	0,96

FUENTE: Petroproducción

ELABORADO POR: Jorge Vera

TABLA 1.10

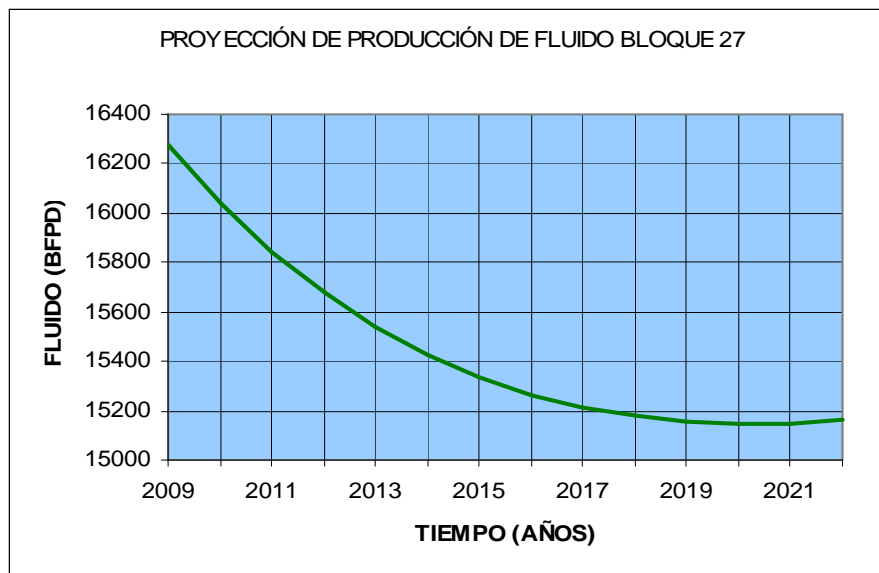
**VALORES DE LA PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL BLOQUE 27
CONSIDERANDO LA PERFORACIÓN DE NUEVOS POZOS**

	FLUIDO	PETRÓLEO	AGUA	GAS	
AÑO	BFPD	BPPD	BAPD	MPCPD	BS&W
2009	16276	2795	13481	312,8	0,83
2010	16041	2479	13562	277,43	0,85
2011	15842	2199	13644	246,06	0,86
2012	20426	3350	17076	351,05	0,84
2013	20150	2971	17179	311,35	0,85
2014	19917	2635	17282	276,14	0,87
2015	19723	2337	17386	244,92	0,88
2016	19564	2073	17491	217,22	0,89
2017	19434	1839	17596	192,66	0,91
2018	19332	1631	17702	170,87	0,92
2019	19255	1446	17808	151,55	0,92
2020	19198	1283	17915	134,41	0,93
2021	19161	1138	18023	119,21	0,94
2022	19141	1009	18132	105,73	0,95

FUENTE: Petroproducción

ELABORADO POR: Jorge Vera

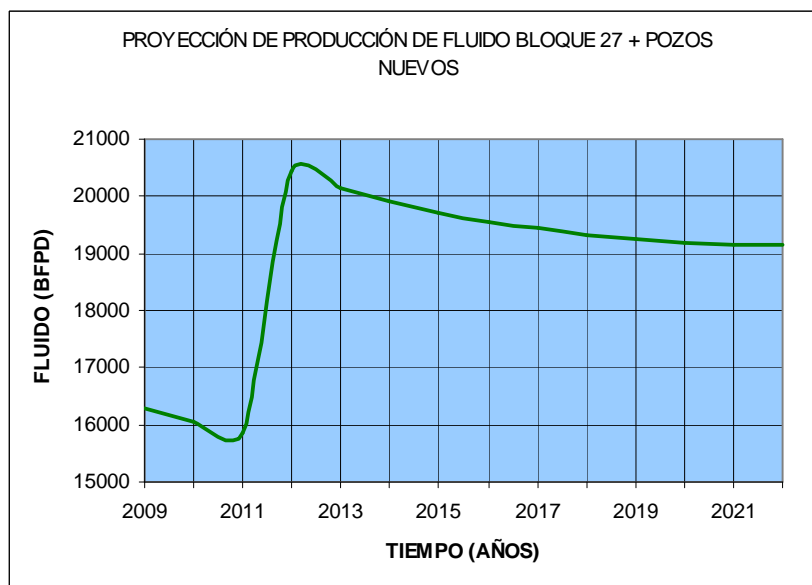
FIGURA 1.3
PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE FLUIDO TOTAL SIN CONSIDERAR
LA PERFORACIÓN DE NUEVOS POZOS



FUENTE: Petroproducción

ELABORADO POR: Jorge Vera

FIGURA 1.4
PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE FLUIDO TOTAL CONSIDERANDO LA
PERFORACIÓN DE NUEVOS POZOS



FUENTE: Petroproducción

ELABORADO POR: Jorge Vera

Según la tabla 1.10 y la figura 1.4, podemos observar que la máxima producción que tendremos es en el año 2012 con 20426 BFPD, 3350 BPPD, 17076 BAPD y 351 MPCD. Esto es un aumento en la producción total del 29% y en la producción de petróleo del 52%, con respecto al 2011.

1.7 ESTADO DE LOS POZOS

Hasta diciembre del 2009 se han perforado un total de 28 pozos en el Bloque 27, de los cuales 17 están en producción, 2 son inyectores y 9 están cerrados o abandonados.

En las tabla 1.11, 1.12 y 1.13 se muestra el estado de los pozos en diciembre del 2009 para cada campo del Bloque 27. Los pozos Tase-01, Calumeña-01, Margaret-01 y Blanca Oeste-01 están abandonados.

La tabla 1.14 presenta la producción de los campos productores del Bloque 27 referidos a diciembre del 2009.

TABLA 1.11

ESTADO DE LOS POZOS DEL CAMPO TIPISHCA

TIPIHCA												
POZO	ZONA	LEVANTAMIENTO	BFPD	BSW	BPPD	BAPD	MPCPD	API	SALINIDAD	PWF	BOMBA	PLAT.
Patricia-01	Ty	REINYECTOR										A
Huaico-01	Us	BES	3816	98,8	46	3770	8,2	21,6	7146	2300	GN-2100	A
Tipishca-01	Us	BH	326	82,0	59	267	10,5	23,8	19305	3100	JET - 10I	A
Tipishca-02	Ui	BES	504	77,5	113	391	18,1	26,9	6847	562	D 725 N	A
Tipishca-03	Us	BES	1036	90,8	95	941	17,1	21,9	16830	921	DN-1100	B
Tipishca-04		CERRADO										B
Tipishca-05	Ty	REINYECTOR										A
Tipishca-06	Us	BH	425	77,8	94	331	16,9	25,2	8431	3150	JET-10J	C
Tipishca-07	M-1	BES	1177	88,0	141	1036	10,2	16,0	32000	1325	GN-1600	B
Tipishca-08	Ui	BES	708	40,0	425	283	68,0	25,7	13613	732	DN-1100	A
Tipishca-09	Us	BES	244	36,5	155	89	27,7	13,1	23300	502	DN-725	B
Tipishca-10		CERRADO										A
Tipishca-11	Ui	BES	4375	95	219	4156	35,0	21,9	7450	1537	GN-4000	A
Tipishca-12	M-1	BH	197	89,9	20	177	1,4	17,0	39654	3100	JET-11K	A
Tipishca-13	Ui	BES	360	30,5	250	110	40,0	24,0	8450	N/R	D725N	A
Tipishca-14	M-2	BES	379	93,5	25	354	3,6	26,8	9750	420	DN-1750	C
Tipishca-15		CERRADO										C
TOTAL			13547	87,88	1642	11905	256,8	22,5				

FUENTE: Petroproducción

ELABORADO POR: Jorge Vera

TABLA 1.12

ESTADO DE LOS POZOS DEL CAMPO BLANCA

BLANCA												
POZO	ZONA	LEVANTAMIENTO	BFPD	BSW	BPPD	BAPD	MPCPD	API	SALINIDAD	PWF	BOMBA	PLAT.
Blanca-01	TENA	BES	375	24,2	284	91	11,9	26,8	4900	298	DN-1100	A
Blanca-02	M-1	BES	275	82,1	49	226	4,1	17,9	27438	NR	P4X	A
Blanca-03		CERRADO										
Blanca-04		CERRADO										
Blanca-05	M-1	BES	509	84,0	81	428	6,8	15,0	35000	410	D-725-N	C
TOTAL			1159	64,2	414,9	744,09	22,8	23,43				

FUENTE: Petroproducción

ELABORADO POR: Jorge Vera

TABLA 1.13

ESTADO DE LOS POZOS DEL CAMPO VINITA

VINITA												
POZO	ZONA	LEVANTAMIENTO	BFPD	BSW	BPPD	BAPD	MPCPD	API	SALINIDAD	PWF	BOMBA	PLAT.
Vinita-01	M-1	BES	935	77,6	209	726	9,4	13,2	19781	498	DN-1100	A
Vinita-02	M-1	BES	635	16,8	528	107	23,8	14,0	23300	730	FC-1200	B
TOTAL			1570	53,0	737,8	832,24	33,2	13,77				

FUENTE: Petroproducción

ELABORADO POR: Jorge Vera

TABLA 1.14**PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS DEL BLOQUE 27**

CAMPO	BFPD	BPPD	BAPD	MPCD	API	BSW
Tipishca	13547	1642	11905	256,8	22,5	87,8
Vinita	1570	738	832	33,2	13,8	53,0
Blanca	1159	415	744	22,8	23,4	64,2
TOTAL	16276	2795	13481	312,8	20,3	82,8

FUENTE: Petroproducción**ELABORADO POR:** Jorge Vera

CAPÍTULO II

SITUACIÓN ACTUAL DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO TIPISHCA

2.1 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

Las Facilidades de Producción comprenden los procesos, equipos, instalaciones y materiales requeridos en superficie para la recolección, separación y tratamiento de los fluidos provenientes de los pozos. Se denomina también módulo de producción, batería de producción, estación de producción, central de procesamiento o planta de producción. La facilidad de producción debe estar ubicada en un punto centralizado de los pozos productores, con el fin de obtener el mínimo posible de caídas de presión entre el pozo y la estación de producción.

Los fluidos producidos en el cabezal del pozo son mezclas complejas de compuestos de hidrógeno y carbono con características físicas diferentes. La corriente del pozo experimenta reducciones continuas de presión y temperatura cuando sale del yacimiento. Gases se forman de los líquidos, el vapor del agua se condensa, y parte de la corriente del fluido producido del yacimiento se cambia de líquido a burbujas, neblina y gas libre. El gas lleva burbujas líquidas y el líquido lleva burbujas de gas. La separación física de estas fases es una de las operaciones básicas de la producción, el procesamiento, y el tratamiento de petróleo y gas.

2.1.1 MANIFOLD

Es un conjunto de tuberías, accesorios y válvulas que permiten recibir, controlar, y distribuir adecuadamente la producción de los diferentes pozos productores.

El punto de inyección de químicos es a la salida del múltiple de producción, antes de la entrada a los separadores

La estación de producción del campo Tipishca cuenta con un manifold de entrada ANSI 600 para ocho pozos, con una línea de prueba de 4" y una línea de producción de 8".

Válvulas de emergencia (ESDV) están instaladas en las líneas de prueba y en la de producción del manifold de entrada, las que a través de señales accionadas automáticamente, cerraran el separador de prueba y de producción, en caso de presentarse condiciones anormales de operación.

2.1.2 SEPARADORES

Es un recipiente de acero que por lo general se utiliza en los procesos de producción, procesamiento y tratamiento de los hidrocarburos para disgregar la mezcla en sus componentes básicos, petróleo, gas y agua. Adicionalmente, el recipiente permite aislar los hidrocarburos de otros componentes indeseables como la arena y el agua.

Los separadores de petróleo y gas, separan mecánicamente los componentes líquidos y gaseosos que existen a una temperatura y presión específica, siendo el elemento inicial de procesamiento en cualquier instalación.

Los separadores se clasifican en: dos fases si separan gas de la corriente total de líquidos y de tres fases si también separan la corriente líquida en sus componentes de petróleo crudo y agua. También se clasifican de acuerdo a su forma en: horizontales, verticales y esféricos.

2.1.2.1 Partes de un separador

Los separadores más usados tienen cuatro secciones, que pueden variar dependiendo del tipo de separador.

2.1.2.1.1 Sección de separación primaria

Normalmente el flujo de entrada al separador es una mezcla de gas y líquido a alta velocidad, lo que causa que este al chocar con el deflector de entrada, cambie abruptamente su dirección de flujo y permita la separación del gas del líquido. Entonces el gas se dirige hacia la parte superior y el líquido a la inferior.

2.1.2.1.2 Sección de separación secundaria

Esta sección se encuentra en la parte superior del recipiente, y es donde las gotas de líquido se separan del gas por efecto de la reducción en la velocidad del gas y por diferencia de densidad.

2.1.2.1.3 Sección extractora de niebla

En esta sección se remueven pequeñas gotas de líquido que no se separaron del gas en la sección de separación secundaria.

2.1.2.1.4 Sección de acumulación de líquido

Esta sección se encuentra en la parte inferior del recipiente, y su principal función es recolectar el líquido separado y retenerlo durante suficiente tiempo para que alcance el equilibrio con el gas antes de ser descargado del separador.

2.1.2.2 Elementos internos de un separador

Son los elementos mecánicos que se encuentran dentro del separador, y que ayudan al proceso de separación.

2.1.2.2.1 Deflectores

Se emplean para Producir un cambio en la cantidad de movimiento o de dirección del flujo de la corriente de entrada, y así producir la primera separación mecánica de las fases.

2.1.2.2.2 Eliminadores de niebla

Retienen las partículas líquidas hasta que adquieren un tamaño suficientemente grande como para que el peso supere tanto la tensión superficial como la acción de arrastre producida por el gas.

2.1.2.2.3 Rompe olas

Para evitar la propagación de las ondulaciones y cambios bruscos de nivel dentro del separador. Con este elemento se logra un flujo laminar.

2.1.2.2.4 Placas antiespuma

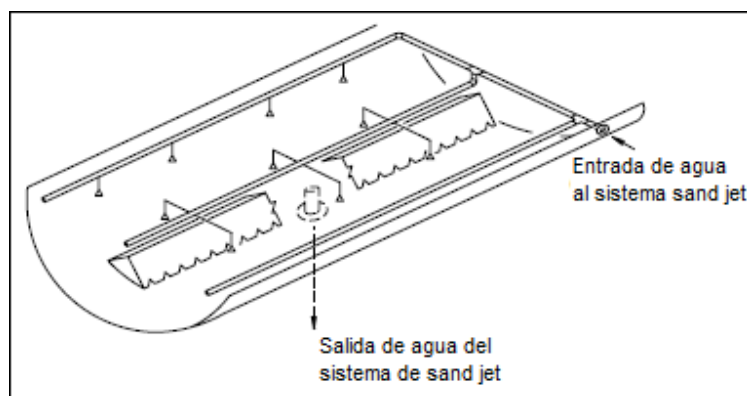
Consiste en una serie de placas paralelas longitudinales que dirigen el flujo, colocadas en la zona de retención de líquidos de los separadores horizontales. Estas placas evitan que las burbujas de gas que ascienden a través del líquido colapsen y produzcan la agitación necesaria para formar la espuma.

2.1.2.2.5 Sistema Sand Jet

Son tuberías internas que van ubicadas en el fondo de los separadores, y mediante varias boquillas inyectan agua a presión para eliminar las impurezas que se depositan en el equipo durante su operación. En la figura 2.1 se muestra un esquema del sistema de sand jet para un separador horizontal.

FIGURA 2.1

SISTEMA SAND JET PARA SEPARADORES HORIZONTALES



FUENTE: Ken Arnold y Maurice Stewart.(2008). Surface Production Operation, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

2.1.2.3 Clasificación de los Separadores de acuerdo a su forma

2.1.2.3.1 Separadores Horizontales

Pueden ser: bifásicos y trifásicos

a) Separador Bifásico:

En un separador bifásico el fluido al entrar al separador, golpea el deflector de entrada que cambia la dirección del flujo de forma brusca produciendo que el gas se separe del líquido. Entonces el líquido se almacena en la parte inferior del recipiente

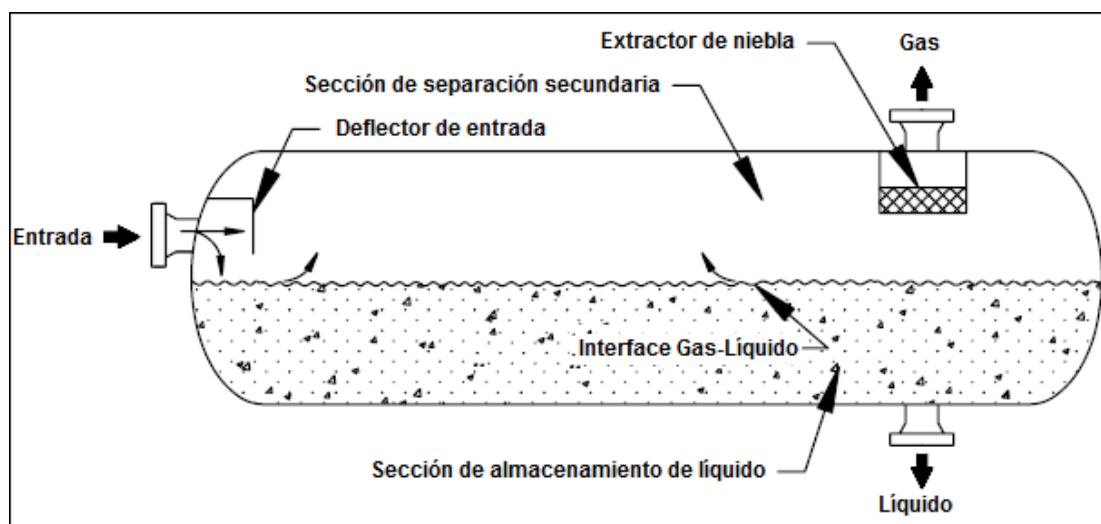
donde permanece por un tiempo hasta alcanzar el equilibrio con el gas a la presión de separación. El líquido es descargado mediante una válvula, la cual es regulada por un controlador de nivel. La presión del separador es mantenida mediante un controlador de presión ubicado en la salida del gas. En la Figura 2.2 se muestra el esquema de un separador bifásico.

b) Separador Trifásico:

En los separadores trifásicos además de separar el gas del líquido, se separa el agua del petróleo, por lo que se tiene una salida y una válvula extra para la descarga del agua. Además el nivel de petróleo es controlado por una placa vertedero. Igual que en el separador bifásico, se tienen controladores de nivel para los líquidos y un controlador de presión en la salida del gas. En la Figura 2.3 se muestra el esquema de un separador trifásico.

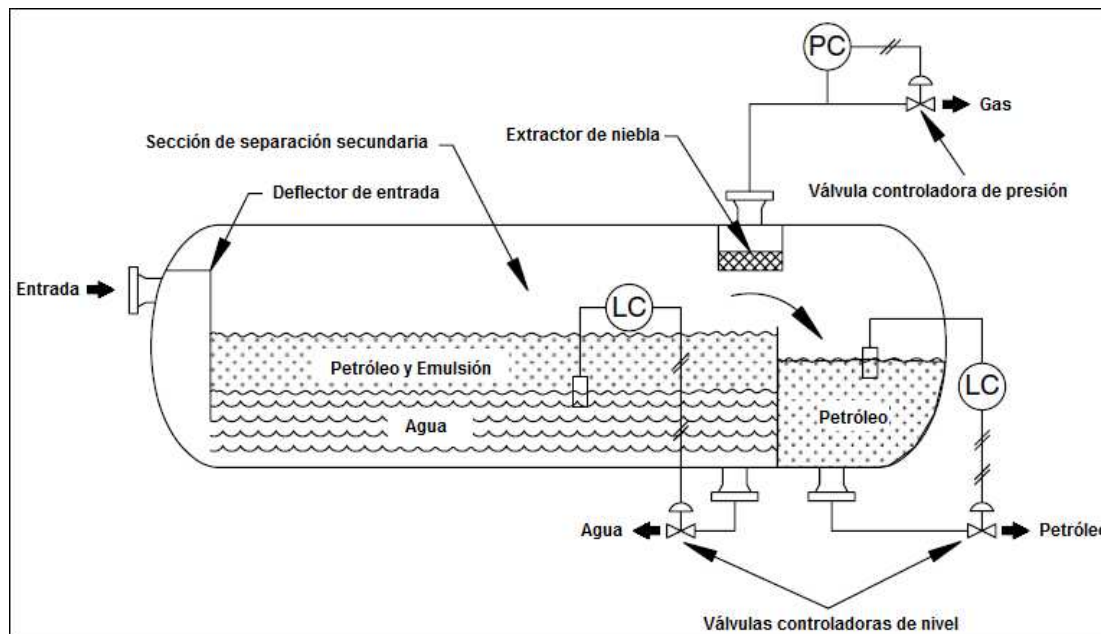
FIGURA 2.2

SEPARADOR HORIZONTAL BIFÁSICO



FUENTE: Ken Arnold y Maurice Stewart.(2008). Surface Production Operation, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

FIGURA 2.3
SEPARADOR HORIZONTAL TRIFÁSICO

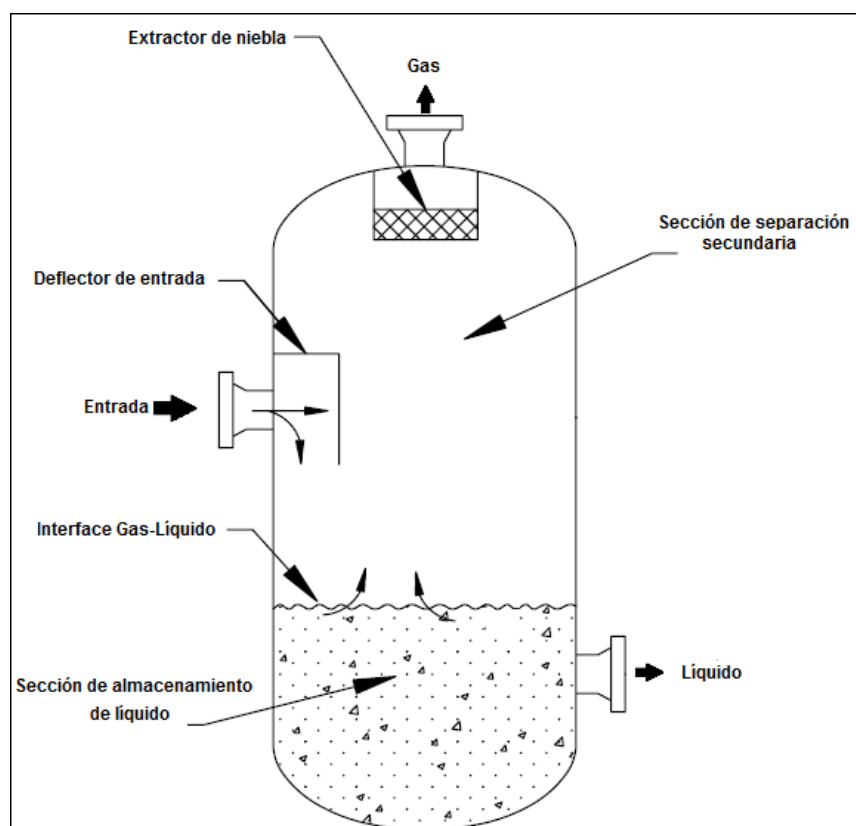


FUENTE: Ken Arnold y Maurice Stewart.(2008). Surface Production Operation, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

2.1.2.3.2 Separadores Verticales

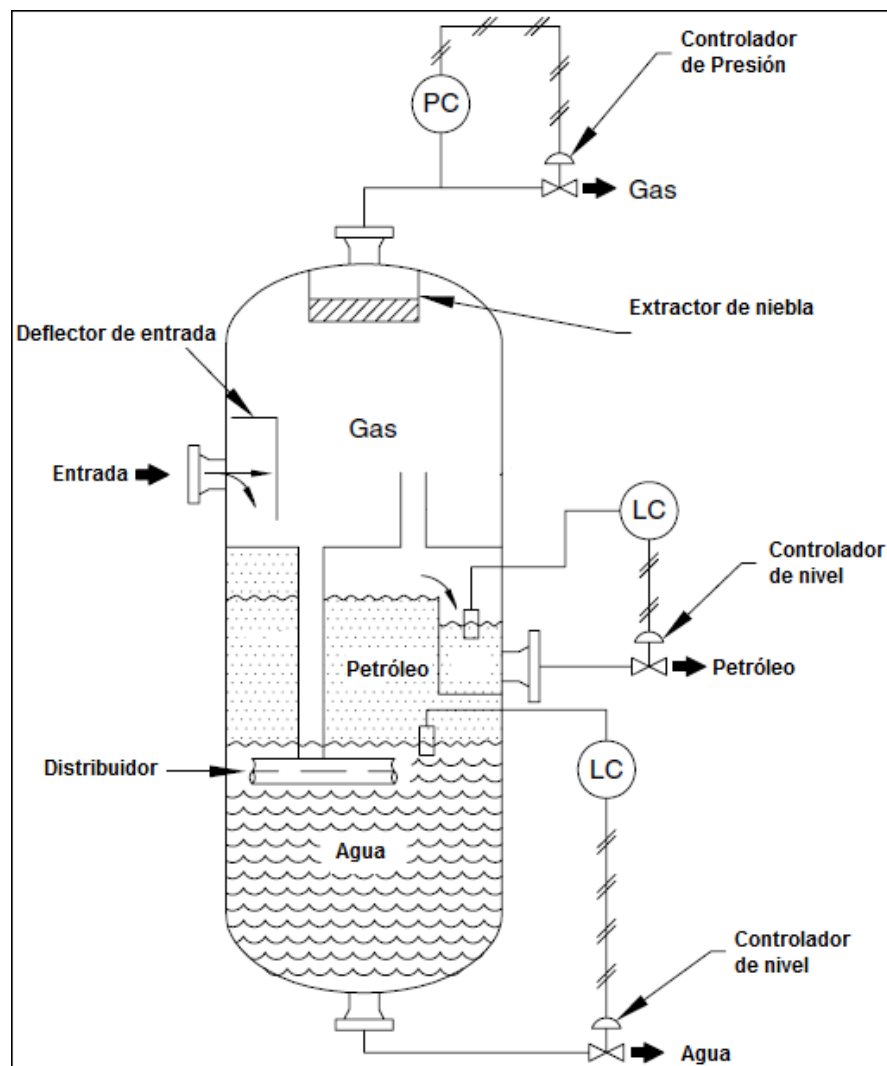
Los separadores verticales tienen el mismo principio de los separadores horizontales, pero con algunas ventajas como mayor capacidad de manejo de sólidos y menor espacio físico para su instalación; y desventajas como menor capacidad para manejar grandes volúmenes de gas y menor área de interfase gas-líquido lo que disminuye la capacidad de liberación de las burbujas de gas que se encuentran disueltas en el líquido.

FIGURA 2.4
SEPARADOR VERTICAL BIFÁSICO



FUENTE: Ken Arnold y Maurice Stewart.(2008). Surface Production Operation, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

FIGURA 2.5
SEPARADOR VERTICAL TRIFÁSICO



FUENTE: Ken Arnold y Maurice Stewart.(2008). Surface Production Operation, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

2.1.2.4 Tiempo de retención

El tiempo de retención es el tiempo necesario para asegurar que el líquido y el gas alcancen el equilibrio a la presión de separación.

TABLA 2.1

TIEMPO DE RETENCIÓN PARA SEPARADORES BIFÁSICOS

TIEMPO DE RETENCIÓN PARA SEPARADORES BIFÁSICOS	
°API	TIEMPO DE RETENCIÓN(MIN)
Más de 35	0.5 A 1
30	2
25	3
Menos de 20	Más de 4

FUENTE: Ken Arnold y Maurice Stewart.(2008). Surface Production Operation, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

ELABORADO POR: Jorge Vera

TABLA 2.2

TIEMPO DE RETENCIÓN PARA SEPARADORES TRIFÁSICOS

TIEMPO DE RETENCIÓN PARA SEPARADORES TRIFÁSICOS	
°API	TIEMPO DE RETENCIÓN(MIN)
Más de 40	2 A 5
30-40	5 A 7.5
20-30	7.5 A 10
Menos de 20	Más de 10

FUENTE: Ken Arnold y Maurice Stewart.(2008). Surface Production Operation, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

ELABORADO POR: Jorge Vera

2.1.2.5 Separador de prueba

Tipishca cuenta con un separador de prueba horizontal tipo trifásico (V-110) de 48" de diámetro por 10 pies de largo, para una presión de 250 psi @ 93 grados centígrados, y puede recibir la producción de cualquier pozo del campo Tipishca, para su respectiva prueba de producción.

Este separador tiene una capacidad de 5000 BFPD.

2.1.2.6 Separadores de producción

Tipishca cuenta con dos separadores de producción:

Separador de producción V-100, horizontal tipo trifásico de 72" de diámetro por 24 pies de largo, para una presión de 150 psi @ 149 grados centígrados. Tiene una capacidad de 10000 BFPD.

Separador de producción V-140, horizontal tipo trifásico para una presión de 100 psi @ 250 grados Fahrenheit. Tiene una capacidad de 30000 BFPD.

Los separadores están equipados con medidores que determinan los volúmenes de petróleo, agua y gas; y, también con válvulas automáticas de control de presión, nivel, y válvula de alivio.

2.1.2.7 Dispositivos de control

Para una correcta operación de los equipos, se deben controlar los siguientes parámetros:

2.1.2.7.1 Presión

Para controlar la presión de los separadores, se utiliza un controlador de presión asociado a una válvula automática que responde ante cualquier variación de presión en el separador.

Si la presión disminuye bajo la presión de operación, la válvula se cierra para evitar que salga más gas, y por lo tanto se incrementa la presión dentro del separador. Y si la presión aumenta sobre la presión de operación, entonces la válvula se abre, y disminuye la presión dentro del separador. Mediante este proceso, se mantiene la presión deseada en el separador.

Para el control de la presión también se cuenta con válvulas de alivio, las cuales se abren para aliviar la presión excesiva dentro de un tanque o tubería.

2.1.2.7.2 Nivel

Para esto se cuenta con un controlador de nivel asociado a una válvula automática para cada interfase, y estas válvulas responderán a las variaciones de nivel, abriéndose y cerrándose según sea necesario, con el fin de mantener el nivel de cada interfase dentro de los rangos establecidos.

2.1.2.7.3 Dispositivos de Seguridad

Para evitar cualquier riesgo dentro de las estaciones de producción, se cuenta con dispositivos que nos ayudan a monitorear y controlar todos los parámetros necesarios para evitar cualquier daño a los equipos y/o personal. Entre los principales tenemos:

- Indicadores y transmisores de presión, nivel y temperatura.
- Alarmas por presiones, niveles o temperaturas demasiado altas o bajas.

- Válvulas de emergencia (ESDV).
- Detectores de fuego (Fire loop).
- Detectores de gas.

2.1.3 BOTA DE GAS

La bota de gas sirve para separar el gas que está disuelto en el líquido. Está formada por dos cilindros verticales concéntricos, por el cilindro interno ingresa el fluido que sube hasta chocar con un deflector cónico, el líquido desciende por el espacio anular para ingresar a los tanques y el gas liberado sale por la parte superior y es dirigido a la tea.

Tipishca cuenta con dos botas de gas:

Bota de gas V-120, de 24" de diámetro y 33 pies de alto para una presión de 15 psi @ 121 grados centígrados.

Bota de gas V-130, de 24" de diámetro y 33 pies de alto para una presión de 15 psi @ 121 grados centígrados.

2.1.4 TANQUES DE LAVADO

Los tanques de lavado o tanque de decantación para separación de emulsiones de agua en petróleo se basan en el principio de gravedad diferencial. En otras palabras, siendo el agua más pesada que el petróleo, se asienta en el fondo de un tanque que contiene una mezcla de los dos componentes. El tiempo de retención en estos tanques es largo y varía desde 8 a 24 horas.

La acción de la separación del petróleo y el agua en el tanque de lavado permite una operación de lavado con suficiente tiempo para que el agua se asiente por diferencia de gravedad. Ya que todas las emulsiones no son idénticas, no puede establecerse una norma para el nivel de agua que debe permanecer en el tanque de lavado. Es importante señalar, que el nivel de agua en un tanque de lavado permite con su variación, afectar el tiempo de reposo, suministrado a un volumen determinado de crudo entrando al tanque, o sea, que si éste aumenta, se reduce el colchón de crudo, disminuyendo el tiempo de reposo suministrado al máximo y viceversa en el caso contrario.

2.1.4.1 Componentes de un tanque de lavado

2.1.4.1.1 Línea de entrada

Es el tubo que conduce la emulsión hacia el tanque de lavado. Para los tanques de la Estación de Producción Tipishca, este tubo es de 8 pulgadas de diámetro.

2.1.4.1.2 Tubo conductor

A través del cual pasa la emulsión antes de entrar al fondo del tanque de lavado.

Tiene tres propósitos principales:

- a) Separar el gas de la emulsión y reducir la turbulencia dentro del cuerpo del tanque.
- b) Sirve como sección de amortiguamiento al reducir la presión de entrada de la emulsión.
- c) Permite a la emulsión distribuirse uniformemente a través del colchón de agua de lavado, mediante un esparcidor generalmente en el fondo del tubo conductor.

2.1.4.1.3 Cuerpo del tanque

Contiene el agua del lavado o capa de agua, emulsión de petróleo y capas limpias, y ofrece el tiempo suficiente para la separación del petróleo y el agua.

2.1.4.1.4 La válvula de descarga de agua

La línea de salida del agua tiene dos propósitos; proporcionar una salida para el agua separada, y regular la altura del colchón de agua en el tanque.

2.1.4.1.5 La línea de descarga

Conduce el petróleo limpio desde el tanque de lavado hasta los tanques de almacenamiento.

Tipishca cuenta con tres tanques de lavado (T-745, T-755, T-765) de 4,084 metros de diámetro y 6,096 metros de alto, con una capacidad de 500 BLS cada uno. Además están equipados con válvula de presión y vacío, válvulas escalonadas de muestreo de fluidos, visores de control de nivel, líneas de recirculación y ventearán a través del VRU hacia el KO Drum.

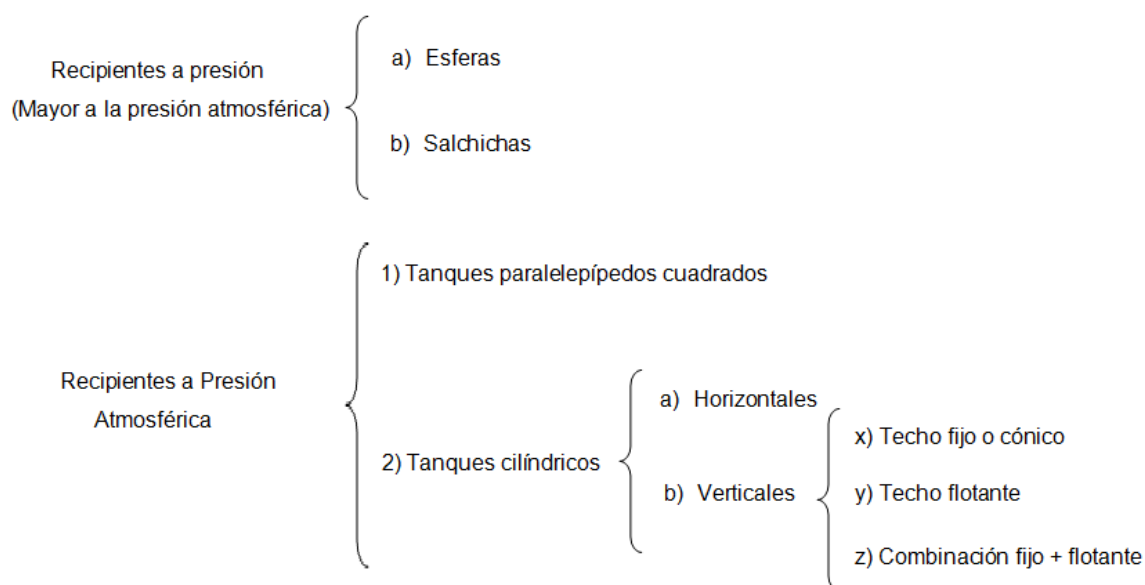
2.1.5 TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Los tanques de almacenamiento son depósitos metálicos destinados a almacenar líquido o gases, a la vez que los conservan de las influencias de la naturaleza. Los tanques de almacenamiento pueden clasificarse de acuerdo a su forma y por la clase de producto almacenado.

El petróleo crudo es depositado en los tanques de almacenamiento, en donde permanece por varios días para sedimentar y drenar el agua que normalmente contiene. Posteriormente es mezclado con otros crudos sin agua y es bombeado hacia la planta para su refinación.

Tipishca cuenta con dos tanques de almacenamiento (T-780, T-790) de 10000 BLS cada uno.

2.1.5.1 Clasificación de los tanques de almacenamiento de petróleo y/o sus derivados



2.1.6 TANQUE DE ALIVIO

Es un tanque diseñado para recibir la descarga de las válvulas de alivio de los separadores, y del sistema de seguridad de parada de emergencia ESDV, instaladas en las líneas de producción y prueba del manifold de entrada.

En Tipishca se tiene un tanque de alivio de techo fijo de 12 pies de diámetro y 10 pies de alto, con una capacidad de 200 barriles. El diseño y construcción están de acuerdo con la norma API 650.

2.1.7 BOMBAS

2.1.7.1 Bombas para reinyección de agua

Para el sistema de reinyección de agua se cuenta con dos bombas Booster (P-530 A/B) que envían el agua de los tanques a dos bombas horizontales de transferencia (P-540 A/B) para su inyección.

Las bombas Booster (P-530 A/B) son centrífugas marca Goulds 3196 de 2"x3" – 13 con impeller de 11.25", accionada con motor eléctrico de 20 HP-460 /3 /60 ciclos de 1830 RPM-TEFC tropicalizado, con una capacidad de 292 GPM a 50 psi.

Las bombas horizontales (P-540 A/B) son centrífugas multietapa marca REDA tipo JN-10000 de 42 etapas series 675, accionada con motor eléctrico de 350 HP-460 /3 /60 ciclos, a 3600 RPM-TEFC tropicalizado equipado con variador de frecuencia, con capacidad de 10000 BAPD a 1300 psi.

2.1.7.2 Bomba para recirculación

Para situaciones en las que en los tanques de almacenamiento tenemos crudo fuera de especificaciones (BS&W > 1%), se utiliza esta bomba para recircular el producto al inicio del proceso.

La bomba (P-510) es marca Moino 1000, accionada con motor eléctrico de 10 HP-460 /3 /60 ciclos, a 1200 RPM-TEFC tropicalizado con variador de frecuencia, con una capacidad de 80 barriles por hora a 120 psi.

2.1.7.1 Bombas para transferencia de crudo

Se cuenta con dos bombas Booster (P-550 A/B) que envían el crudo de los tanques de almacenamiento hacia la unidad LACT para su fiscalización y entrega por medio de dos bombas horizontales de transferencia (P-560 A/B).

Las bombas Booster (P-550 A/B) son centrífugas marca Goulds 3196 de 3"x4" – 13", accionada con motor eléctrico de 50 HP-460 /3 /60 ciclos de 1830 RPM-TEFC tropicalizado, con una capacidad de 438 GPM a 75 psi.

Las bombas horizontales (P-560 A/B) son centrífugas multietapa marca REDA tipo JN-7500 de 29 etapas, accionada con motor eléctrico de 250 HP-480 /3 /60 ciclos, a 3600 RPM-TEFC tropicalizado equipado con variador de frecuencia, con capacidad de 5000 BPPD a 750 psi.

2.1.8 UNIDAD RECUPERADORA DE VAPORES (VRU)

Una unidad recuperadora de vapor (VRU) recolecta vapores de las instalaciones de almacenaje y carga, los vuelve líquidos de nuevo y devuelve los hidrocarburos líquidos de nuevo a almacenaje. Si se le permite escapar a la atmosfera, los vapores de hidrocarburo disminuyen el ingreso debido a la pérdida de volumen de hidrocarburo y crean riesgos de fuego y problemas de contaminación.

En Tipishca se tiene una unidad VRU compuesta por:

- Tanque recuperador de vapores (T-705), cilíndrico horizontal de 36" de diámetro y 8 pies de largo.
- Bomba (P-590), centrífuga marca SMR-TEK 4VK8-7, accionada con motor eléctrico de 30 HP-460 /3 /60 ciclos, de 3450 RPM-TEFC tropicalizado, con una capacidad de 30 GPM a 65 psi. Enviaré los condensados al inicio del proceso.
- Ventiladores (K-600 A/B), tipo MD-3210 accionado con motor eléctrico de 20 HP-460 /3 /60 ciclos, de 1800 RPM-TEFC tropicalizado con variador de frecuencia, que enviaré el gas al mechero.

2.1.9 K.O. DRUM

El objetivo de un K.O. Drum es preparar al vapor/gas que fue separado, para ser quemado en el mechero. Es prioritario asegurar que no se envíen líquidos a la antorcha, pues se produciría el efecto conocido como lluvia de fuego. Para ello, se instalan estos separadores. Su diseño está normalizado según API 521.

Tipishca cuenta con un K.O. Drum (T-790), cilíndrico horizontal de 72" de diámetro y 10 pies de largo, con capacidad de 25 barriles, instalado antes del mechero (M-900). También cuenta con una bomba centrífuga marca Dean modelo PH2110 de

1"x1.5"x6", accionada con motor eléctrico de 7.5 HP -460 /3 /60 ciclos de 3600 RPM-TEFC tropicalizado, que enviará los condensados al inicio del proceso.

El mechero (M-900) es de 8 5/8" de diámetro y 40 pies de alto.

2.1.10 SISTEMA LACT

LACT (Lease Automatic Custody Transfer) es un conjunto de componentes y tuberías montados sobre un patín, diseñada para medir de manera precisa tanto la calidad como la cantidad de un hidrocarburo líquido el cual es comercialmente explotable. Esta medición es de gran utilidad para transferir de manera automática y precisa al petróleo.

La unidad LACT cuenta con los siguientes dispositivos:

- Bomba(s) para desplazar el petróleo de un lugar a otro.
- Medidor de flujo para cuantificar el volumen de petróleo entregado.
- Conexiones para la instalación de manómetros que permitan verificar la presión de flujo continuamente.
- Dispositivos para hacer un muestreo o coleccionar continuamente el petróleo que fluye a través de la unidad.
- Dispositivos automáticos para detener el flujo cuando la cantidad de impurezas es alta. En este caso el petróleo es desviado a un depósito o tanque de petróleo contaminado o a una unidad de tratamiento.

Adicionalmente estas unidades cuentan con los siguientes dispositivos:

- Extractor de niebla para separar y extraer el gas que está contenido en el petróleo.
- Filtro para remover basura y partículas sólidas que arrastra el petróleo.
- Bomba para inyectar inhibidor de corrosión en el petróleo.

- Regulador de presión para tener presión constante en la unidad.
- Instrumentos para medir la presión y temperatura (manómetros y termómetros).

2.1.11 SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN Y ADQUISICIÓN DE DATOS (SCADA)

El objetivo fundamental del sistema, es el de obtener información centralizada en tiempo real y presentarla en unidades de ingeniería en pantallas de video y teleimpresores en diferentes puntos, tanto de mar como en tierra.

La información corresponde a datos, valores límite y condiciones de estado de los parámetros principales que se manejan en las operaciones de producción de las distintas plataformas.

La rapidez y exactitud en el manejo de datos de proceso, aunado a la estadística computarizada de variables que se tienen con los sistemas SCADA, permite un desarrollo más armónico de los yacimientos petroleros, así como una dinámica y certera toma de decisiones en los niveles jerárquicos correspondientes, al enfrentarse ante determinadas situaciones.

Con los sistemas de control supervisorio, se logra reducir el riesgo ya que el conocimiento oportuno de una situación anormal permite tomar inmediatamente la acción que corresponde

2.1.12 SISTEMA DE AIRE DE INSTRUMENTOS

El sistema de aire de instrumentos de la estación de producción Tipishca es de tipo electrónico-neumático.

2.1.13 GENERACIÓN ELÉCTRICA

El requerimiento de energía eléctrica necesaria para el buen funcionamiento de los equipos de superficie, está suministrado por cinco generadores a diesel, dos ubicados en la Plataforma Tipishca Norte, dos en la Estación de Producción y uno en el Campamento Central, con un consumo promedio de 2,8 MW.

2.1.14 LÍNEAS DE FLUJO

Las líneas de flujo son tuberías que trasladan el fluido desde el cabezal del pozo hasta el manifold de recepción de petróleo en la Estación de Producción.

En Tipishca se cuenta con un oleoducto secundario de 8" ANSI 600 que va desde la Estación de Producción hasta empatar con el oleoducto VHR – Cuyabeno, y una línea de 8" ANSI 900 para transporte del agua de formación desde la Estación de Producción hasta los pozos reinyectares Tipishca-05 y Patricia-01.

2.1.15 SISTEMA CONTRAINCENDIOS (SCI)

Es el sistema encargado de detectar y extinguir el fuego que pueda existir dentro de la Estación de Producción, y así proteger a los equipos y al personal.

El sistema contraincendios de la Estación de Producción Tipishca consiste en:

- Tanque de agua de 400 barriles de capacidad.
- Dosificador de espuma.
- 2 bombas de 450 GPM @ 120 PSI, 64HP.
- 8 extinguidores de 150 libras y 6 de 20 libras, de polvo químico tipo B-C ubicados estratégicamente en la Estación.

2.1.16 SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS

El sistema de inyección de químicos de la Estación de Producción emplea 6 bombas de ¼ HP de potencia para enviar el químico al punto de inyección.

Los químicos que se utilizan en la estación son: Biocida, Surfactante, Demulsificante, Anticorrosivo, Antiescala y Antiparafrínico.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO EN LA ESTACIÓN TIPISHCA

A la estación ingresan las emulsiones de todos los campos del Bloque 27.

- Tipishca
- Vinita
- Blanca

La emulsión de los campos Vinita y Blanca llega mediante tanqueros y la de las plataformas Tipishca B y C, llegan mediante líneas de flujo.

El fluido proveniente de los diferentes pozos productores ubicados en el Bloque 27, ingresa a la Estación de Producción Tipishca, a través del manifold de recepción para luego pasar a los separadores de prueba y producción, donde se separa el petróleo, agua de formación y gas natural.

El petróleo en emulsión continúa hacia la bota de gas V-120, en donde se extrae el remanente de gas para pasar a los tanques de lavado (T-745, T-755, T-765), donde se separa el remanente de agua, y finalmente pasa al tanque de almacenamiento.

En la zona del manifold se realiza la inyección de químicos mediante bombas de pistón. Los químicos inyectados son: demulsificante, antiescala, anticorrosivo, etc.

Desde la línea de prueba del manifold de recepción, el fluido ingresa al separador de prueba V-110, y sirve para realizar las pruebas de producción de cada uno de los pozos del campo Tipishca, para ello se dispone de los respectivos medidores de crudo, agua y gas que resultan de la separación. El petróleo separado es enviado a la bota de gas V-120 o al separador de producción V-100.

Desde la línea de producción del manifold de recepción, la emulsión entra a los separadores de producción V-100 y V-140. El petróleo obtenido de la separación desde el V-100 es enviado a la bota de gas V-120, para la separación final del gas, para luego ingresar a los tanques de lavado (T-745, T-755, T-765) para finalizar su proceso de deshidratación y después ser enviado a los tanques de almacenamiento (T-780, T-790). El petróleo obtenido de la separación desde el V-140 es enviado a la bota de gas V-130, para la separación final del gas y luego es enviado directamente a los tanques de almacenamiento (T-780, T-790).

El gas obtenido desde los separadores y botas de gas es enviado a la tea (M-900), previamente pasando por un K.O. Drum para separar los condensados y el gas es quemado.

El agua separada del crudo, es enviada a los tanques de almacenamiento (T-700, T-720, T-770, T-815) para ser tratada y luego reinyectada a través de los pozos Patricia-01 y Tipishca-05. La reinyección del agua de formación se da a través de las bombas P-540 A/B.

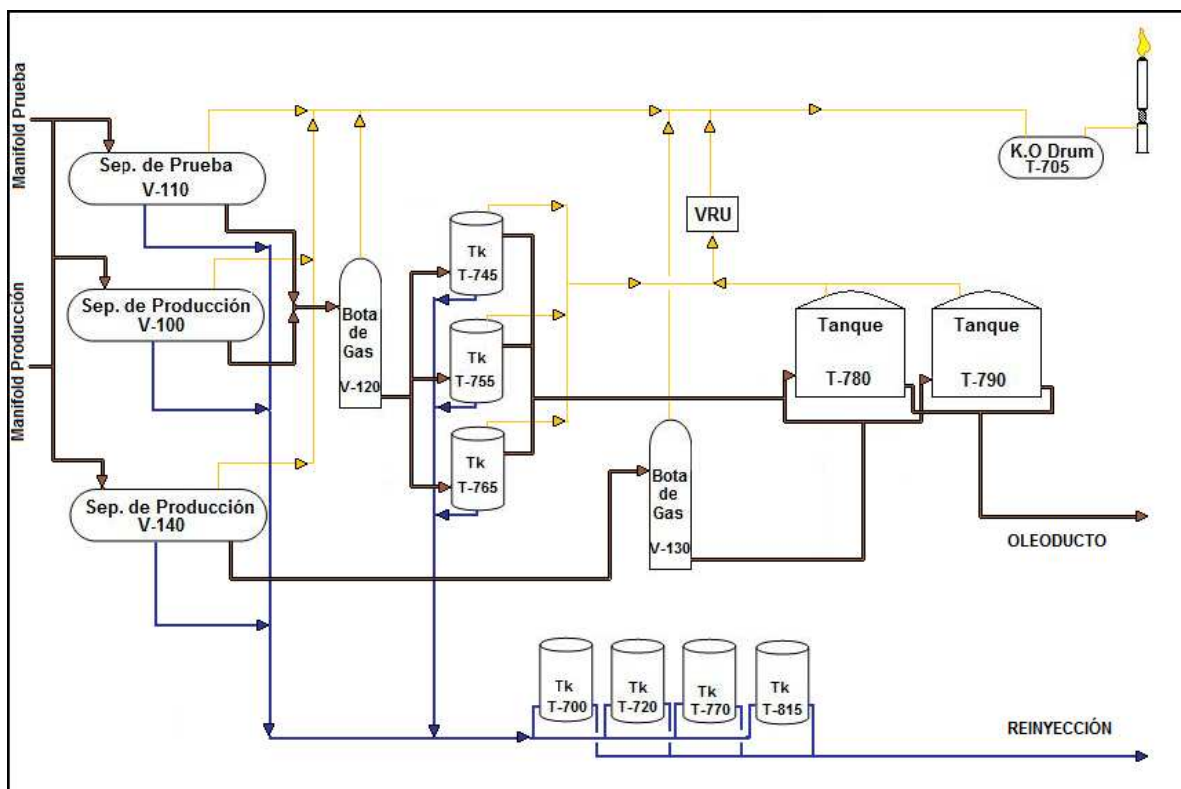
Las válvulas de alivio de todos los separadores están conectadas al tanque de alivio T-760. Los vapores producidos en los tanques de lavado y de almacenamiento son recogidos por un sistema VRU (Unida recuperadora de vapores).

Desde los tanques de almacenamiento, el crudo es bombeado hacia la unidad Lact por medio de las bombas Booster (P-550 A/B), para después ser enviado por el oleoducto secundario por medio de las bombas horizontales de transferencia P-560 A/B.

En la Figura 2.6 se muestra un esquema de la estación de producción Tipishca.

FIGURA 2.6

ESQUEMA DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN TIPISHCA



ELABORADO POR: Jorge Vera

2.3 ESTADO ACTUAL DE LOS EQUIPOS DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN TIPISHCA

En este momento todos los equipos mencionados anteriormente se encuentran operando normalmente, a excepción del tanque de almacenamiento T-790 que está en stand-by debido a que la capacidad de cada uno de los tanques de almacenamiento es de 10000 barriles, y la producción de todo el bloque 27 es solamente de 2800 BPPD aproximadamente.

En la tabla 2.3 se muestra un resumen de la situación actual de los equipos de la estación de producción Tipishca.

TABLA 2.3
SITUACIÓN ACTUAL DE LOS EQUIPOS DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN
TIPISHCA

EQUIPOS DE PRODUCCIÓN INSTALADOS	
EQUIPO	ESTADO
Manifold	Operando
Separador de Prueba V-110	Operando
Separador de Producción V-100	Operando
Separador de Producción V-140	Operando
Bota de gas V-120	Operando
Bota de gas V-130	Operando
Tanque de Lavado T-745	Operando
Tanque de Lavado T-755	Operando
Tanque de Lavado T-765	Operando
Tanque de Almacenamiento T-780	Operando
Tanque de Almacenamiento T-790	Stand-by
Tanque de Alivio T-760	Operando
Bombas para reinyección de agua	Operando
Bombas para recirculación	Operando
Bombas para transferencia de crudo	Operando
Unidad Recuperadora de Vapores(VRU)	Operando
K.O.Drum T-705	Operando
Mechero M-900	Operando
Sistema LACT	Operando

FUENTE: Petroproducción

ELABORADO POR: Jorge Vera

CAPÍTULO III

ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN DESHIDRADOR EN EL CAMPO TIPISHCA

3.1 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 menor al 1% de agua.

Una parte del agua producida de los pozos petroleros, 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 emulsión y requiere de un tratamiento adicional a la separación gravitacional. Este tratamiento se hace aún más necesario en la producción de crudos pesados y en producciones de crudo de cualquier nivel de °API donde hay presencia de agentes emulsificantes naturales provenientes de la formación productora.

La deshidratación de crudos en el campo se realiza por los siguientes motivos:

- Se disminuye los costos por concepto de transporte.
- Se incrementa la capacidad de manejo de crudo.
- Se evita daños por corrosión en las tuberías.
- Se evita la formación de emulsiones duras, debido al largo tiempo de contacto entre el agua y el petróleo durante su transporte, disminuyendo los costos de tratamiento.

- El agua separada se aprovecha en ocasiones para procesos de recuperación secundaria.

3.1.1 EMULSIONES

Una emulsión es una mezcla íntima y estable de dos fluidos no miscibles, donde una de las fases se presenta en forma de pequeñas gotas dispersas dentro de la otra fase.

La fase formada por las gotas dispersas, se llama fase dispersa o interna, y la fase en donde las gotas están suspendidas o atrapadas, se llama fase continua o externa.

Existen tres requisitos esenciales para formar una emulsión:

- Dos líquidos inmiscibles.
- 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 continua.

Estas tres condiciones se encuentran en la producción de un campo petrolero de la siguiente forma:

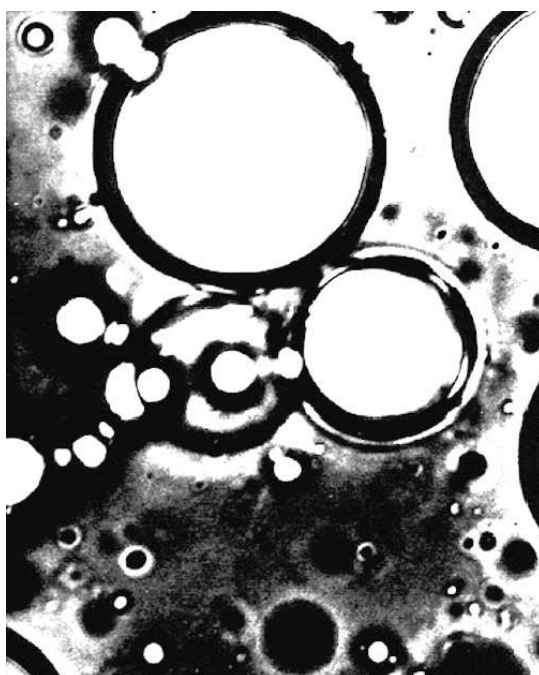
- Presencia de agua y petróleo, como fluidos inmiscibles.
- La agitación se origina desde la formación productora y luego a través de la tubería de producción, en la línea de flujo, en el múltiple de producción, en las bombas, válvulas, etc.
- De la formación se producen agentes emulsificantes naturales, tales como asfáltenos, parafinas, arcillas, etc.

La cantidad de agua remanente emulsionada varía desde 1 a 60 % en volumen. Para los crudos medianos y livianos (mayor a 20 °API) las emulsiones contienen normalmente de 5% a 20% de volumen de agua, mientras que en los crudos

pesados y extrapesados (menor a 20 °API) tienen a menudo de 10% a 35% de volumen de agua.

La figura 3.1 muestra una emulsión agua en petróleo, donde las gotas dispersas de agua no pueden unirse debido a la película de agente emulsificante que las rodea.

FIGURA 3.1
EMULSIÓN AGUA EN PETRÓLEO



FUENTE: Ken Arnold y Maurice Stewart.(2008). Surface Production Operation, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

3.1.1.1 Clasificación de las emulsiones

Según su naturaleza:

- Normales o directas: son emulsiones de agua en petróleo, donde la fase externa o continua es el petróleo, y la fase interna o dispersa es el agua.
- Inversas: son emulsiones de petróleo en agua, donde la fase externa o continua es el agua, y la fase interna o dispersa es el petróleo.

Según su facilidad para romperlas:

- Duras: son muy estables y difíciles de romper, principalmente porque las gotas dispersas son muy pequeñas.
- Suaves: son inestables y fáciles de romper.

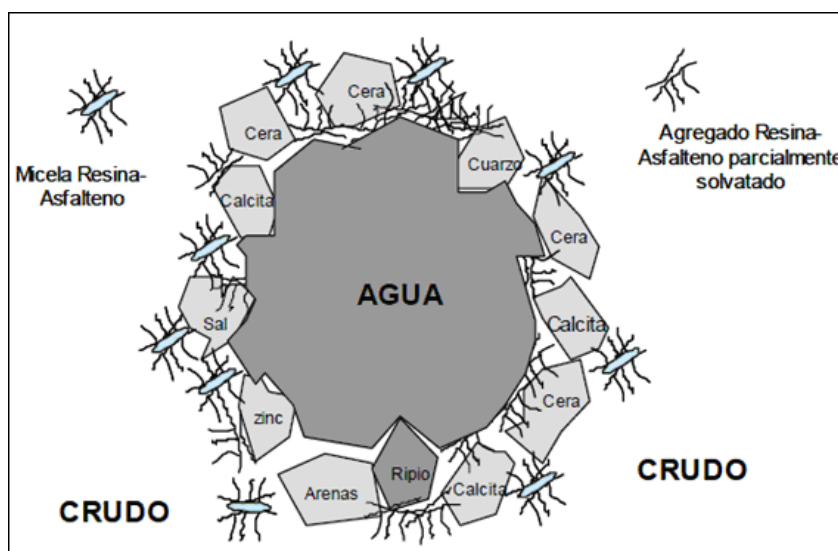
3.1.1.2 Agente emulsificante

Son componentes naturales surfactantes y partículas sólidas muy finas, que están presentes en el petróleo crudo, formando una película dura y elástica sobre la superficie de las gotas dispersas, estabilizando así la emulsión y por lo tanto dificultando su coalescencia. Esta película también produce que las gotas se alejen unas de otras con un alto grado de elasticidad o frecuentemente rompiéndose en partículas mas pequeñas.

En la Figura 3.2 se observa como varios agentes emulsionantes forman una película o capa sobre la superficie de una gota de agua que está dispersa en el crudo.

FIGURA 3.2

REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LA ESTABILIZACIÓN DE UNA GOTA DE AGUA POR AGENTES EMULSIFICANTES EN EL PETRÓLEO CRUDO.



FUENTE: Shirley Marfisi y Jean LUIS Salager. Deshidratación de Crudo - Principios y Tecnología. Cuaderno FIRP N° 853PP. Venezuela, Laboratorio FIRP, 2004.

3.1.1.3 Agente desemulsificante

Comúnmente el primer paso en el tratamiento de una emulsión es la adición de compuestos desemulsificantes. Son compuestos formulados con varios productos químicos, tales como glicoles y resinas polioxialquilénicas.

El mecanismo de acción de los desemulsificantes consiste en romper y desplazar la película de agente emulsificante que rodea a la gota de agua y aumentar su tensión superficial y la atracción molecular propiciando la coalescencia.

3.1.1.4 Estabilidad de las emulsiones

La estabilidad de las emulsiones, es decir la resistencia a romperse, depende de varios factores, que también influyen en la facilidad con la que un petróleo y agua dados se emulsificaran. Entre estos factores se tienen los siguientes:

- **Tensión interfacial.** Cuanto más baja sea la tensión interfacial, más estable será la emulsión, ya que mientras más gruesa y resistente sea la película que cubre las gotas dispersas, menor será el efecto de las tensiones superficiales de cada líquido en la interfase.
- **Viscosidad de la fase externa.** Una alta viscosidad en la fase continua permite mantener grandes gotas en suspensión, en las gotas pequeñas se opone una mayor resistencia al asentamiento, y también disminuye la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión.
- **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 que separa las gotas se reduce y esto aumenta la probabilidad de colisión de las mismas. Todos estos factores reducen la estabilidad de la emulsión.

- **Tamaño de la gota.** Mientras menor sea el tamaño de las gotas mayor será la estabilidad de la emulsión, ya que las gotas más pequeñas tienden a quedarse suspendidas con mayor facilidad.
- **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.
- **pH.** Los cambios en el pH de la fase acuosa afectan la naturaleza de la película en forma considerable, siendo inestable a un pH de 10.5.
- **Envejecimiento de la interfase.** A medida que la interfase 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 alrededor de la gota llega a ser más gruesa, más fuerte y más dura. Además, la cantidad de agentes emulsionantes se incrementa por oxidación, fotólisis, evaporación o por la acción de bacterias.
- **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.
- **Tipo de petróleo.** Los crudos con petróleo 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.
- **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.

3.1.1.5 Ruptura de las emulsiones

Cuando el petróleo y el agua están suficientemente agitados y en presencia de agentes emulsionantes, la emulsión será estable y no se separará fácilmente.

Para romper una emulsión se debe debilitar o disolver la superficie de emulsionante que rodea las gotas de agua. Esto se logra con la desemulsificación, separando la emulsión en sus componentes. Este proceso de se ha vuelto más difícil de resolver, ya que el petróleo producido bajo los modernos métodos de producción, adquiere un mayor grado de emulsificación.

La desemulsificación comprende dos etapas sucesivas:

- Floculación o choque entre las gotas donde se rompe y desplaza la película de agente emulsificante, facilitando la coalescencia.
- Coalescencia o crecimiento de las gotas dispersas hasta un tamaño que hace inestable la emulsión con lo cual el agua se separa por decantación.

El rompimiento de una emulsión requiere tiempo para que transcurran:

- La floculación.
- La coalescencia.
- La completa separación de las dos fases.

3.1.1.5.1 Floculación

Es una etapa reversible de "colisión entre las gotas" que, por su carácter de reversibilidad no siempre conduce a la coalescencia. La velocidad de floculación es mayor cuando:

- Mayor es el contenido de agua de la emulsión (existen muchas gotas por unidad de volumen de emulsión).
- La temperatura de la emulsión es alta (a mayor temperatura aumenta la frecuencia de choques entre gotas).
- La viscosidad de la fase continua es baja (existe escasa resistencia del petróleo al movimiento de las gotas de agua que deben chocar y decantarse).
- Se "excitan" por un medio externo los choques con campos eléctricos.

3.1.1.5.2 Coalescencia

Es una etapa irreversible de crecimiento de las gotas, y es mayor cuando:

- La velocidad de floculación es alta.
- La película interfacial es muy débil o poco estable (los químicos de tratamiento contrarrestan el efecto de ciertos emulsionantes naturales).
- Se inactiva térmicamente la película interfacial por disolución de parafinas y/o asfáltenos sólidos.

3.2 MÉTODOS DE TRATAMIENTO PARA LA DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS

Generalmente, el tratamiento de las emulsiones se efectúa combinando los efectos de los siguientes sistemas de tratamiento:

- Gravitacional.
- Químico.
- Térmico.
- Eléctrico.

3.2.1 TRATAMIENTO GRAVITACIONAL

La deshidratación de crudos es, esencialmente, un proceso de separación por gravedad. La gravedad proporciona la fuerza natural requerida para remover el agua salada del petróleo.

Esta separación se da por la diferencia en la gravedad específica, o la diferencia en peso entre el agua y el petróleo. El agua tiene una gravedad específica mayor que el petróleo, y por lo tanto se precipita al fondo del recipiente que contiene a los dos. Este principio es un componente básico de todos los procedimientos de tratamiento.

El asentamiento gravitacional solamente es efectivo después que la emulsión ha sido rota por algún otro tipo de tratamiento. Si las películas protectoras que estabilizan las gotas de agua no son primeramente neutralizadas, cualquier asentamiento que ocurra será a un ritmo bastante lento y no será económicamente factible.

La velocidad de asentamiento de las gotas, es uno de los factores de diseño más importantes y puede ilustrarse mediante la Ley de Stokes:

$$V = \frac{2gr^2(\gamma_w - \gamma_o)}{\mu_o}$$

donde:

V = Velocidad de asentamiento de la gota.

g = Aceleración de la gravedad.

r = Radio de la partícula.

γ_w = Densidad relativa del agua.

γ_o = Densidad relativa del petróleo.

μ_o = Viscosidad del petróleo.

Al examinar esta ecuación se destaca el papel que juega la viscosidad y el tamaño de la partícula, siendo el tipo de crudo y la temperatura los factores más importantes en la separación por gravedad.

3.2.2 TRATAMIENTO QUÍMICO

El tratamiento químico consiste en aplicar un producto desemulsificante sintético denominado en las áreas operacionales de la industria petrolera como “química deshidratante”, el cual debe ser inyectado tan temprano como sea posible a nivel de superficie o en el fondo del pozo. Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión desde la extracción. La inyección de desemulsificante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba.

Por lo general, los desemulsificantes comerciales son mezclas de varios componentes que tienen estructuras químicas diferentes y materiales poliméricos, así como una amplia distribución de peso molecular. Están conformados por un 30 a 50% de materia activa (surfactantes) más la adición de solventes adecuados, tales como nafta aromática y alcoholes.

Entre los más utilizados están los copolímeros bloques de óxido de etileno y de óxido de propileno, las resinas alquil-fenol formaldehídas, las poliaminas, alcoholes grasos, aminas oxialquiladas y poliesteramianas y sus mezclas. En la tabla 3.1 se presentan algunos de los productos surfactantes utilizados como agentes deshidratantes para romper emulsiones agua - petróleo.

TABLA 3.1
HISTORIA DEL USO DE DESEMULSIFICANTES

Período	Dosificación (ppm)	Tipo de química
1920	1.000	Jabones, sales de ácidos nafténicos, aromáticos y alquilaromáticos, sulfonatos, aceite de castor sulfatado
1930	1.000	Sulfonatos de petróleo, ésteres de ácidos sulfosuccínicos, di-epóxicos
Desde 1935	100 – 500	Ácidos grasos etoxilados, alcoholes grasos y alquilfenoles
Desde 1950	100	Copolímeros bloques de óxido de etileno/óxido de propileno EO/PO, resinas p-alquilfenol formaldehidas + EO/PO y modificaciones
Desde 1965	30 – 50	Aminas oxialquiladas, poliaminas
Desde 1976	10 – 30	Oxialquilados, resinas p-alquilfenol formaldehidas cíclicas y modificaciones complejas
Desde 1986	5 - 20	Poliésteraminas y sus mezclas

FUENTE: Staiss F., R Bohm y R. Kupfer, 1991. Improved Demulsifier Chemistry, Vol. 6, N°3.

Se ha encontrado que la química puede ser efectiva cuando se usa sola, pero no hay garantía de que tenga un buen rendimiento cuando están presentes como parte de una mezcla de aditivos al entrar a los equipos de deshidratación de crudo, ya que poco se conoce acerca de las interacciones entre estos químicos y sus efectos en la separación de las fases gas, agua y petróleo.

Otra propiedad deseable en un desemulsificante es la capacidad para humectar los sólidos presentes en la emulsión, para que sean incorporados en el agua separada. Los aditivos químicos también son utilizados para combatir varios problemas operacionales tales como corrosión, presencia de espumas y escala.

3.2.2.1 Pruebas de botella

Debido a que los agentes desemulsificantes son tan numerosos y complejos para permitir su completa identificación, seleccionar el desemulsificante más adecuado es un arte. La selección está basada en pruebas empíricas de laboratorio conocidas como Pruebas de botella, las cuales se han estandarizado como técnica de selección de estos productos en los laboratorios de la industria petrolera.

Las pruebas de botella ayudan a determinar cual compuesto químico puede ser más efectivo para romper la emulsión del crudo. Los resultados de esta prueba indican la menor cantidad de químicos necesarios para separar la mayor cantidad de agua de la emulsión (agua/petróleo).

Para el éxito de esta prueba se requiere seleccionar una muestra representativa de la corriente de producción de la emulsión, la cual debe reunir las siguientes características:

- Ser representativa de la emulsión a ser tratada.
- Contener cantidades representativas de los químicos presentes en el sistema, tales como inhibidores de corrosión y parafinas.
- Debe ser fresca para evitar la estabilización por envejecimiento de la emulsión.
- Simular las mismas condiciones de agitación y calentamiento tanto como sea posible.

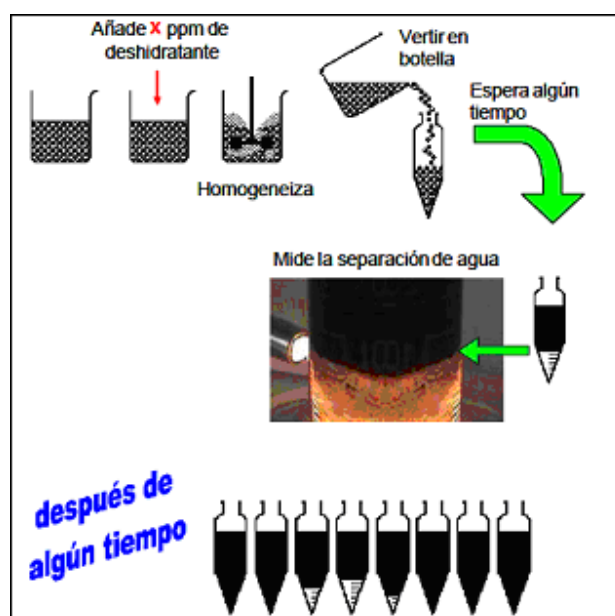
3.2.2.1.1 Procedimiento

La aplicación de la prueba de botella, consiste básicamente en preparar una serie de botellas graduadas y añadir 100 ml de la emulsión fresca o preparada en laboratorio, luego se dosifican diferentes concentraciones del producto deshidratante a cada botella dejando una botella sin deshidratante para tener un patrón de comparación.

Se homogeniza la mezcla y se colocan las botellas en un baño termostático a la temperatura deseada y cada 30 minutos se lee el volumen de agua separada y se observa el nivel de la interfase. Con esta información se construye la gráfica de porcentaje de agua separada en función del tiempo, así como la gráfica de estabilidad, que permite conocer el tiempo necesario para separar la mitad ó dos tercios del volumen de agua. Con estas gráficas podemos determinar la eficiencia del deshidratante.

FIGURA 3.3

PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE LA PRUEBA DE BOTELLA



FUENTE: Shirley Marfisi y Jean Luois Salager. Deshidratación de Crudo - Principios y Tecnología. Cuaderno FIRP N°853PP. Venezuela, La boratorio FIRP, 2004.

3.2.2.2 Dosificación

Los desemulsificantes deben ser dosificados en forma continua en relación a los resultados obtenidos por las pruebas de botella y/o pruebas de campo. Los rangos de dosificación pueden variar de 10 a 1.000 ppm, aunque generalmente con un buen deshidratante se utilizan de 10 a 100 ppm.

Normalmente los crudos pesados requieren mayor dosificación que los crudos ligeros, aunque el exceso de dosificación de desemulsificante incrementa los costos de tratamiento, y en algunos casos puede llegar a estabilizar aún más la emulsión directa (agua/petróleo) ó producir emulsiones inversas (petróleo/agua).

Entre los aspectos a tener en cuenta para seleccionar la dosificación tenemos:

- Mínima relación de tratamiento (menor costo).
- Máxima velocidad de separación de agua.
- Mayor grado de limpieza del petróleo.
- Definición de color y brillantez del petróleo.
- Mínima cantidad de petróleo en el agua.
- Definición de la interfase.

3.2.3 TRATAMIENTO TÉRMICO

Existen varias teorías que se han desarrollado para explicar el efecto del calor en el tratamiento de emulsiones. Una teoría supone que las gotas de la fase dispersa formadas en las emulsiones, están en un movimiento continuo debido al fenómeno del movimiento browniano. Este movimiento se aumenta por el calor, que hace chocar las gotas con más frecuencia y mayor fuerza. Cuando la fuerza sea suficientemente grande, la película que rodea la gota se rompe y produce la coalescencia.

También el propósito del calentamiento es reducir la viscosidad del petróleo y hacer más fácil la sedimentación de las gotas de agua. La aplicación de calor también afecta las tensiones interfaciales existentes entre el petróleo y el agua.

En efecto cualquier emulsión podrá ser rota por la aplicación del calor a una temperatura igual al punto de ebullición del agua; cuando esa temperatura es alcanzada, los glóbulos de agua se gasifican y rompen sus películas protectoras.

Entre los sistemas por los cuales las emulsiones son calentadas, tenemos los siguientes:

- Por inyección de vapor o aire caliente comprimido.
- Calentándolo en un horno o en otro tipo de caldera.
- Indirectamente calentándolo en un intercambiador de calor.
- Calentándolo a través de una capa de agua caliente.

De estos sistemas, el vapor o inyección de aire es poco usado, y los intercambiadores de calor son usados solamente para un calentamiento preliminar de la emulsión antes de que ingrese a los otros equipos. Si el petróleo emulsificado es calentado pasándolo a través de una capa de agua caliente, el agua es usualmente calentada por un horno de combustión de llama directa, subyacente a la capa de agua, o por espirales de calentamiento colocadas en el fondo del tanque.

En resumen la aplicación de calor es un proceso auxiliar para acelerar la separación en una emulsión. Según lo dicho pueden existir dos clases de calentadores:

- Calentadores directos.
- Calentadores indirectos.

Las ventajas del calentamiento, ya sea de tipo directo o indirecto, son las siguientes:

- Reduce la viscosidad de la fase continua: un incremento en la temperatura de 10 °F baja la viscosidad de la emulsión por un factor de 2.
- Incrementa el movimiento browniano y la colisión de las gotas de agua para su coalescencia.
- Incrementa la diferencia de densidad entre la salmuera y el crudo.
- Promueve una mejor distribución del desemulsificante.
- Disuelve las parafinas cristalizadas que le dan estabilidad a las emulsiones.

- Expande la gota de agua, rompiendo o reduciendo la resistencia de la película de emulsionante que lo rodea.

Sin embargo el calentamiento presenta las siguientes desventajas:

- Provoca la migración de los compuestos más volátiles del crudo hacia la fase gas. Esta pérdida de livianos ocasiona una disminución de volumen del crudo calentado y una disminución en su gravedad API.
- El equipo es caro e incrementa los costos de combustible.
- Si la temperatura aumenta entonces la velocidad de corrosión aumenta.
- Incrementa los riesgos en las instalaciones si se operan inadecuadamente o si el mantenimiento es deficiente.
- Requieren mayor instrumentación y control, y a veces se requiere personal especializado.
- Causa depósitos de coke y aumenta la tendencia a depositación de incrustaciones.

La temperatura de tratamiento debe seleccionarse considerando la estabilidad de la emulsión, la temperatura del petróleo a la entrada del sistema, la volatilidad del petróleo y el costo de calentamiento.

En un proceso de deshidratación con calentamiento incluido se incluyen:

- Eliminación del agua libre para evitar el desperdicio de calor (para elevar 1 °F se requiere 350 BTU para un barril de agua y 150 BTU para un barril de petróleo).
- Precalentamiento donde se aprovecha el calor del petróleo tratado que lo cede para precalentar el crudo de entrada.
- Calentamiento para alcanzar la temperatura de proceso seleccionada.

- Unidad de deshidratación donde el contenido de agua se reduce a 0.2-1% de agua.

3.2.4 TRATAMIENTO ELÉCTRICO

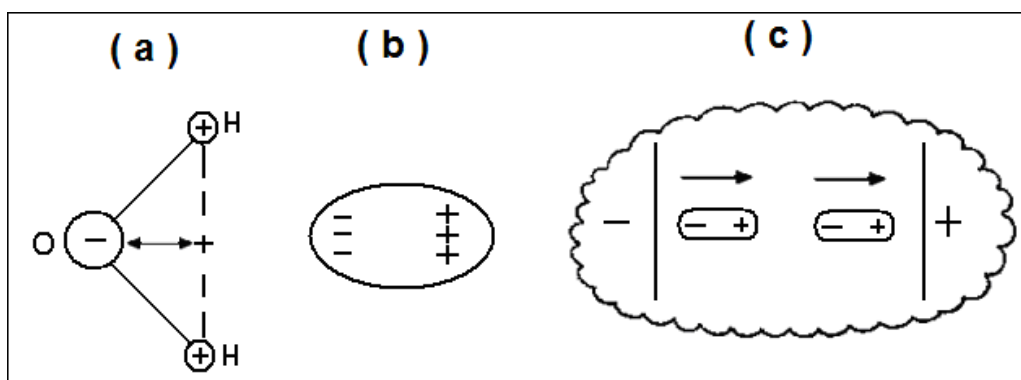
La deshidratación electrostática consiste en someter la emulsión a un campo eléctrico intenso, generado por la aplicación de un alto voltaje entre dos electrodos.

La aplicación del campo eléctrico sobre la emulsión induce a la formación de dipolos eléctricos en las gotas de agua, lo que origina una atracción entre ellas, incrementando su contacto y su posterior coalescencia. Como efecto final se obtiene un aumento del tamaño de las gotas, lo que permite la sedimentación por gravedad.

La base para la unión o coalescencia electrostática de las gotas la proporciona la propia molécula de agua; formada por una parte de oxígeno y dos de hidrógeno que al unirse configuran un campo eléctrico como se ve en la parte (a) de la figura 3.4. El componente positivo, el hidrógeno, está en un extremo y el componente negativo, el oxígeno, está en el otro. Esto es un dipolo y responde a la aplicación de un campo eléctrico.

FIGURA 3.4

COMPOSICIÓN Y POLARIDAD DE UNA MOLÉCULA DE AGUA



ELABORADO POR: Jorge Vera

Una partícula de líquido en suspensión en otro, se supone esférica siempre que no actúe sobre ella fuerzas externas. Bajo la influencia de un campo eléctrico una gota de agua se deforma elipsoidalmente, como se muestra en la parte (b) de la figura 3.4. Con el alargamiento de la gota, la película que la rodea puede romperse, facilitando la coalescencia de las gotas adyacentes.

De mayor importancia es el desplazamiento de las gotas bajo el efecto eléctrico. Las gotas adyacentes se alinean con las líneas de fuerza del campo eléctrico y con el voltaje de la corriente aplicada. En la parte (c) de la figura 3.4, se muestra un ejemplo del alineamiento de las gotas.

Cuando se tiene dos partículas adyacentes, se presenta una fuerza de atracción mutua que debe ser de magnitud suficiente para que el chocar se rompan las películas que rodean las gotas, permitiendo así la coalescencia. Esta fuerza se define como:

$$F = \frac{KE^2 d^6}{S^4}$$

donde:

- F = fuerza de atracción entre las gotas.
- K = constante dieléctrica.
- E = gradiente eléctrico.
- D = diámetro de la partícula.
- S = distancia entre las partículas (centro a centro).

Para aumentar la fuerza de atracción entre las partículas adyacentes, se debe:

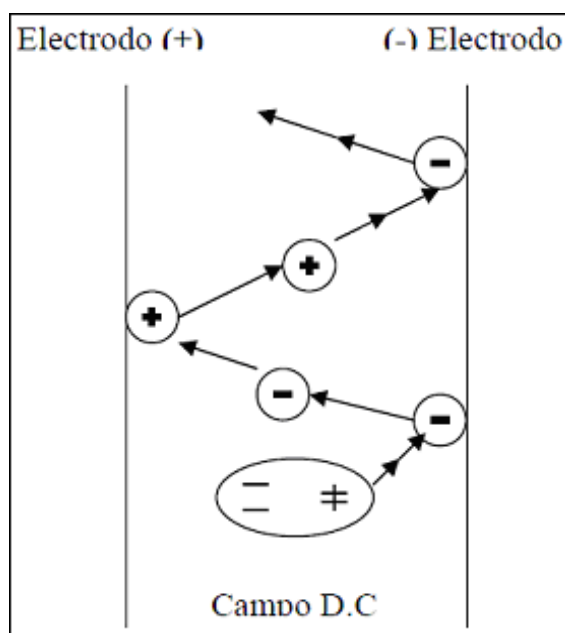
- Aumentar el voltaje aplicado (controlado).
- Aumentar el diámetro de las partículas.
- Disminuir la distancia entre las partículas.

En un campo eléctrico de corriente continua, la polaridad permanece constante, permitiendo que las gotas de agua sean atraídas hacia el electrodo más cercano. Cuando la gota hace contacto con el electrodo, esta se carga positiva o negativamente dependiendo de la carga que tenga este electrodo, y a la vez produciendo que la gota sea repelida y se desplace hacia el otro electrodo. Este movimiento continuo de una gran cantidad de gotas, y además de la atracción entre las gotas de carga opuesta, da lugar a un rápido incremento en la coalescencia. La velocidad con la que se moverá la gota depende también de la viscosidad de la fase continua. Con este tipo de corriente se logra obtener una gran eficiencia, mayor que con corriente alterna; pero no puede manejar grandes cantidades de agua de entrada o crudos de muy bajo grado API. Los equipos con esta configuración son menos costosos y de menor tamaño.

En el caso de corriente alterna, la polaridad cambia continuamente dependiendo de la frecuencia de la misma. En este tipo de campo eléctrico, las gotas de agua vibran cambiando su forma (figura 3.4 parte b), debido al cambio continuo de polaridad. Este proceso se repite constantemente ocasionando que se rompa la película de agente emulsificante que rodea la gota y por lo tanto se de la coalescencia. Las gotas cargadas tenderán a oscilar en una posición media entre los electrodos. Este tipo de corriente provee: un excelente rompimiento de la emulsión, permite manejar grandes cantidades de agua de entrada, y una excelente operación con crudos de bajo grado API.

En la figura 3.5 se representa un crudo fluyendo verticalmente con una sola gota de agua presente, en un campo de corriente continua.

FIGURA 3.5
MOVIMIENTO DE UNA GOTTA DE AGUA ENTRE DOS ELECTRODOS DE POLARIDAD DUAL

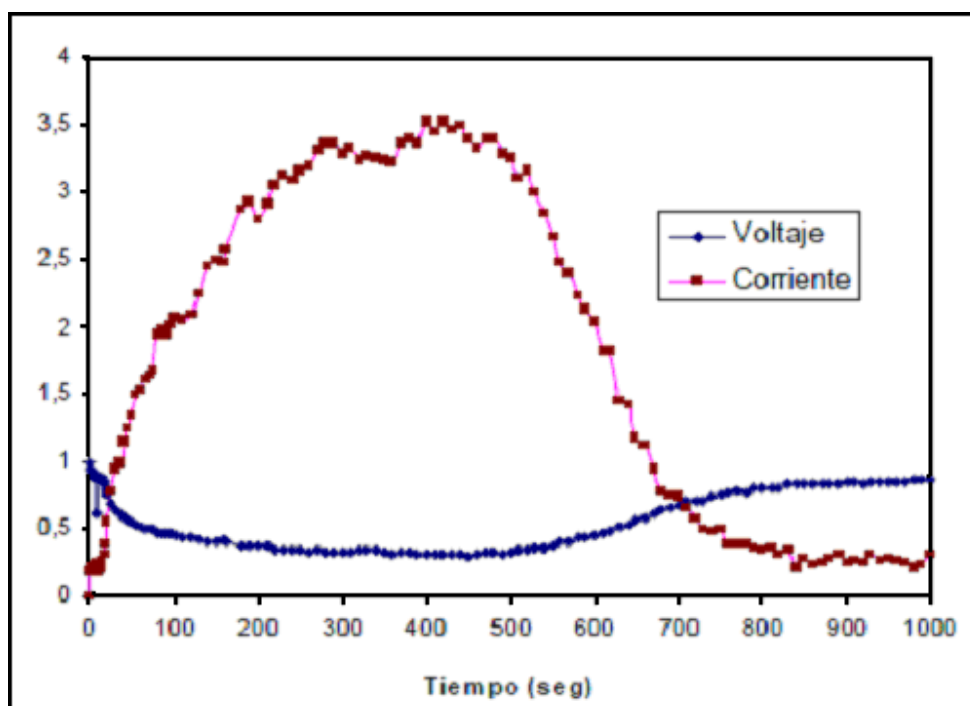


FUENTE: Shirley Marfisi y Jean Luois Salager. Deshidratación de Crudo - Principios y Tecnología. Cuaderno FIRP N°853PP. Venezuela, La boratorio FIRP, 2004.

En la figura 3.6 se muestra otro ejemplo, es el perfil corriente-voltaje obtenido en la deshidratación electrostática de una emulsión agua en petróleo aplicando un campo eléctrico D.C. de 1.000 Voltios/cm y una dosificación de 100 ppm de química deshidratante (resina fenol formaldehído). Se observa que inicialmente la corriente aumenta de manera considerable, luego alcanza un máximo y después disminuye hasta valores cercanos a cero.

FIGURA 3.6

PERFIL CORRIENTE - VOLTAJE EN FUNCION DEL TIEMPO, DURANTE LA DESHIDRATACIÓN ELECTROSTÁTICA DE UNA EMULSIÓN AGUA EN PETRÓLEO.



FUENTE: Shirley Marfisi y Jean Luois Salager. Deshidratación de Crudo - Principios y Tecnología. Cuaderno FIRP N°853PP. Venezuela, La boratorio FIRP, 2004.

Este perfil puede explicarse de la siguiente manera:

1. Un período inicial durante el cual ocurre el alineamiento de las gotas en cadena como si fuera un rosario.
2. Un período en el cual las cadenas de gotas de gran longitud forman un puente entre los electrodos, ocasionando un incremento en la conductividad de la emulsión.
3. Un punto en el cual la conducción de corriente alcanza un máximo.

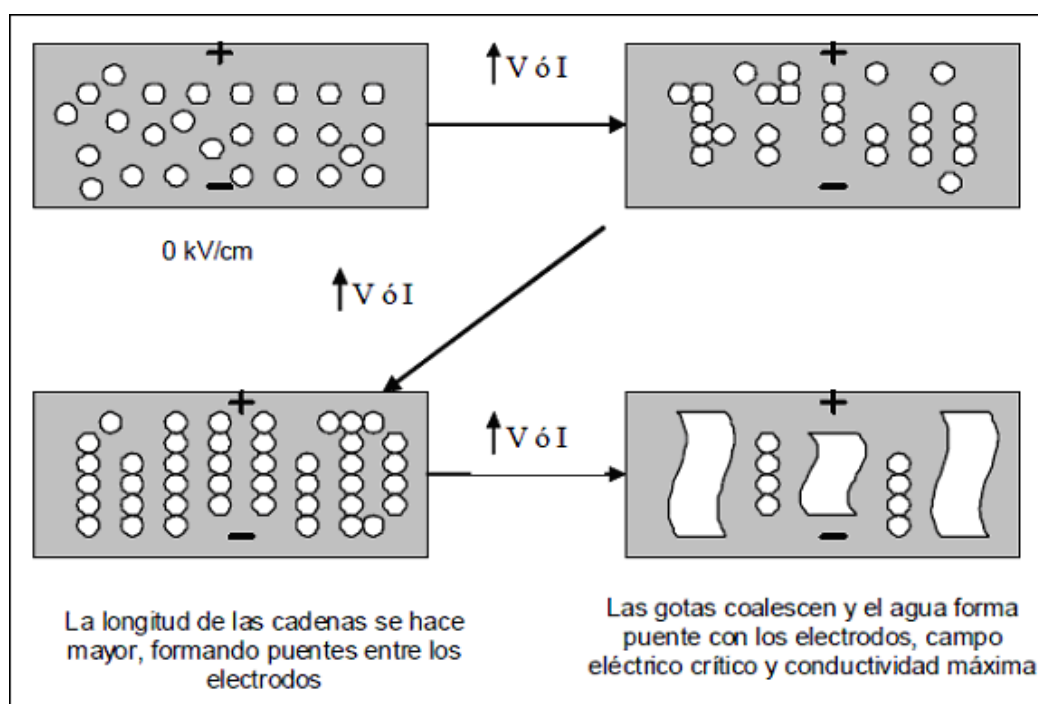
4. Una región caracterizada por una conductividad que eventualmente disminuye a cero, como consecuencia de la disminución del nivel de agua en la emulsión debido al progreso de coalescencia y asentamiento de las gotas.

La fase inicial es influenciada por factores como: viscosidad del petróleo, volumen de la fase dispersa y voltaje aplicado.

En la última región la conducción ocurre a través de las gotas (coalescencia), y la duración de esta zona se ve afectada por el voltaje aplicado y la presencia de aditivos químicos; a mayor voltaje o mayor concentración de química, más rápida es la deshidratación. En la figura 3.7 se ilustra esquemáticamente el proceso de electrocoalescencia o deshidratación electrostática.

FIGURA 3.7

ESQUEMA DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN ELECTROSTÁTICA



FUENTE: Shirley Marfisi y Jean Lúois Salager. Deshidratación de Crudo - Principios y Tecnología. Cuaderno FIRP N° 853PP. Venezuela, Laboratorio FIRP, 2004.

3.3 EQUIPOS UTILIZADOS EN LA DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS

Para poder aplicar los métodos de tratamiento en la deshidratación de crudos, se necesita la ayuda de varios equipos que han sido fabricados especialmente para la industria del petróleo.

3.3.1 SEPARADORES GRAVITACIONALES

Para la separación por gravedad, existen varios diseños de equipo para ayudar a que se de este tipo de separación, entre los cuales se pueden mencionar los tanques deshidratadores, los eliminadores de agua libre y los separadores de dos y tres fases. Ninguno de estos equipos separa el agua del petróleo, simplemente juegan un papel determinado en el proceso. Otros equipos separadores gravitacionales son los tanques de lavado y separadores de dos y tres fases, que ya fueron estudiados en el capítulo 2.

En estos dispositivos el tiempo de reposo de la emulsión, necesario para que el proceso de deshidratación se lleve a cabo, limita el volumen de petróleo a ser tratado; o más simplemente, la capacidad de tratamiento depende del tiempo de reposo.

3.3.1.2 Eliminadores de agua libre

Los eliminadores de agua libre son equipos utilizados solamente para remover grandes cantidades de agua que es producida conjuntamente con el petróleo, pero que no está emulsionada y se asienta fácilmente en un intervalo de 5-20 minutos. El crudo de salida de un eliminador de agua libre todavía contiene desde 1 hasta 30 % de agua emulsionada. Estos equipos son usados normalmente como los primeros en el tren de equipos de tratamiento de crudo.

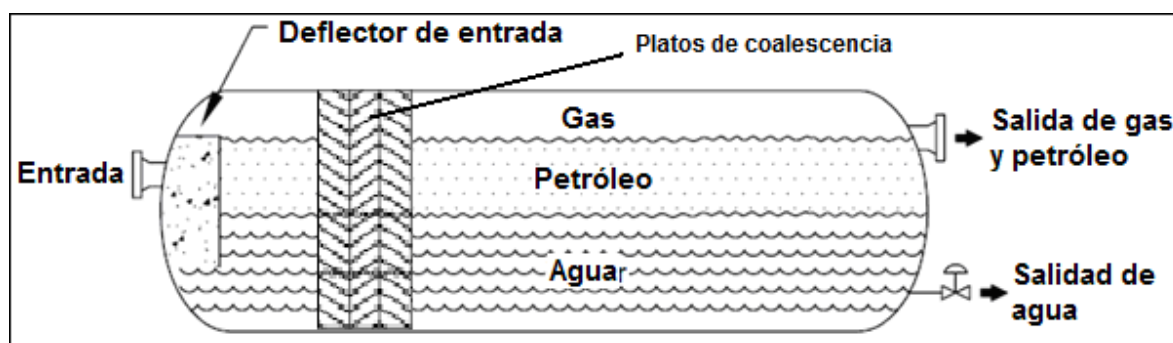
En el interior de estos recipientes que son de simple construcción y operación, se encuentran baffles para direccionar el flujo y platos de coalescencia. El agua es removida por la fuerza de gravedad y esta remoción además provoca ahorros en el uso de combustible de los calentadores. El calentamiento de agua, aparte de que es un desperdicio de energía provoca problemas de incrustación y requiere del uso adicional de tratamiento químico muy costoso para prevenir la incrustación. Los eliminadores de agua deben instalarse antes de los calentadores, con el fin de evitar que el agua libre consuma el calor que debe ser absorbido solamente por la emulsión.

Los eliminadores de agua libre, no son lo mejor ya que ellos solo remueven el agua libre. Están protegidos por ánodos de sacrificio y por aditivos para prevenir la corrosión por el efecto del agua de sal.

En la figura 3.8 se muestra el tipo convencional de eliminador de agua libre. El líquido entra por un conducto central, luego se desvía en un deflector haciendo que pase primero por el colchón de agua, entonces la emulsión asciende y el agua que se separa se asienta para ser drenada por la parte inferior. En la figura 3.9 se muestra un eliminador de agua vertical, que tiene el mismo funcionamiento que el horizontal.

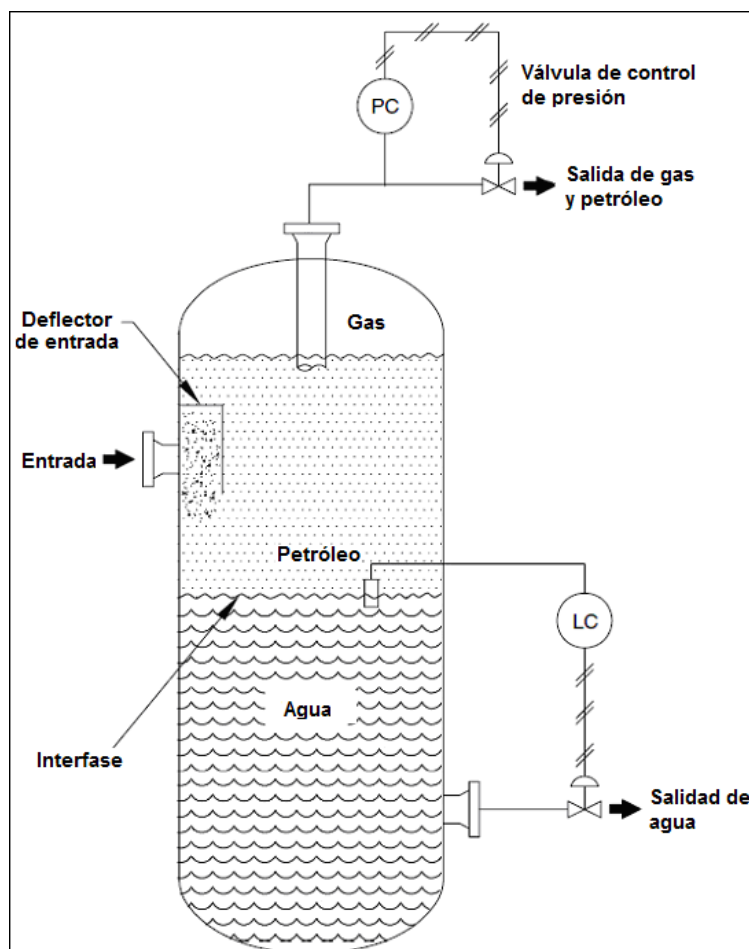
FIGURA 3.8

ELIMINADOR DE AGUA LIBRE HORIZONTAL



FUENTE: Ken Arnold y Maurice Stewart.(2008). Surface Production Operation, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

FIGURA 3.9
ELIMINADOR DE AGUA LIBRE VERTICAL



FUENTE: Ken Arnold y Maurice Stewart.(2008). Surface Production Operation, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

3.3.2 CALENTADORES Y TRATADORES TÉRMICOS

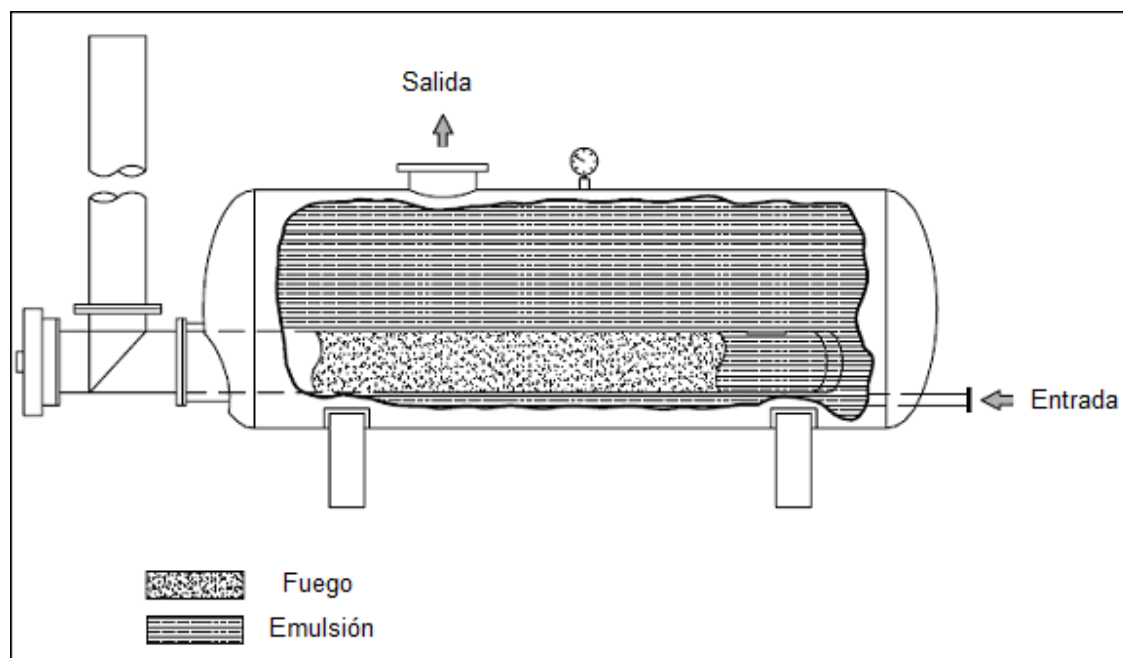
3.3.2.1 Calentadores

Los calentadores, pueden ser de tipo directo o indirecto en función de la forma en que se aplica el calor.

3.3.2.1.1 Calentadores de tipo Directo

En los calentadores de tipo directo el calor es transferido por contacto directo de la corriente alimentada de fluido con la superficie interna del calentador. Aunque este tipo presenta problemas de sedimentos y de corrosión pueden manejar mayores volúmenes de fluidos con menor gasto de combustible que los calentadores indirectos. Operan eficientemente en procesos de baja presión y donde los fluidos manejados no son muy corrosivos. Este equipo necesita mayor mantenimiento debido al peligro que se presenta en el tubo de fuego, al estar este expuesto a la formación de escala en su superficie, y con esto a una posible ruptura y contacto con el petróleo. En la figura 3.10 se muestra un calentador de tipo directo con tubo de fuego.

FIGURA 3.10
CALENTADOR DE TIPO DIRECTO

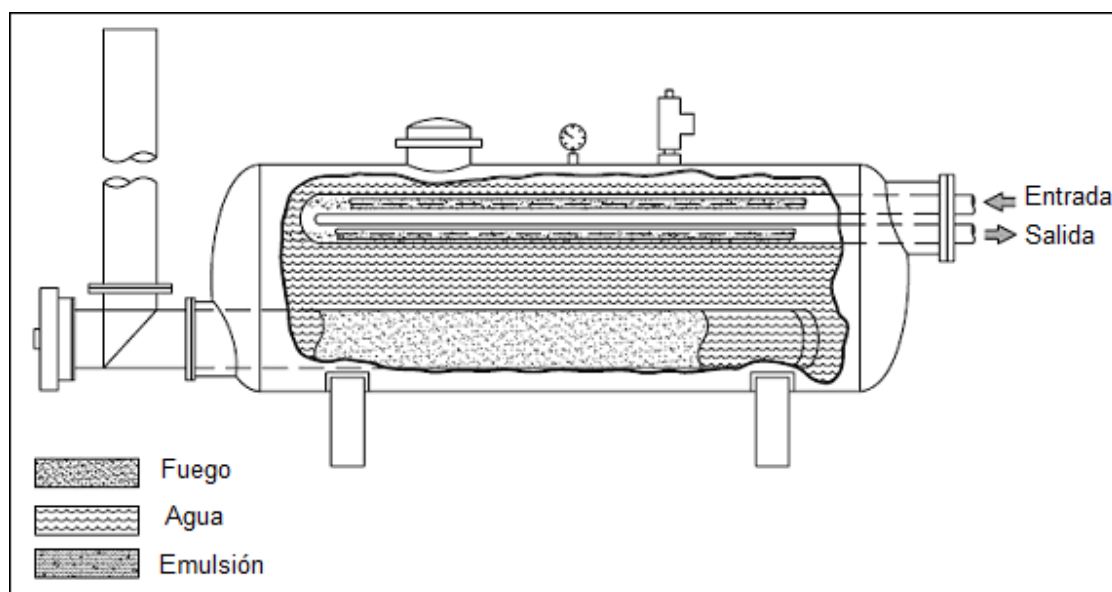


FUENTE: Ken Arnold y Maurice Stewart.(2008). Surface Production Operation, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

3.3.2.1.1 Calentadores de tipo Indirecto

En los calentadores de tipo indirecto el proceso de transferencia de calor se efectúa mediante un baño de agua caliente, en el cual se encuentra sumergida la tubería que transporta la emulsión. Este tipo de calentadores disminuye el riesgo de explosión, mantienen una temperatura constante durante largos periodos de tiempo, y son utilizados en instalaciones donde es posible recuperar calor, tales como el gas caliente de salida de las turbinas. La principal desventaja de este equipo es en el arranque del mismo o después que estuvo fuera de servicio, ya que necesita demasiadas horas para llegar a la temperatura deseada. En la figura 3.11 se muestra un calentador de tipo indirecto con tubo de fuego.

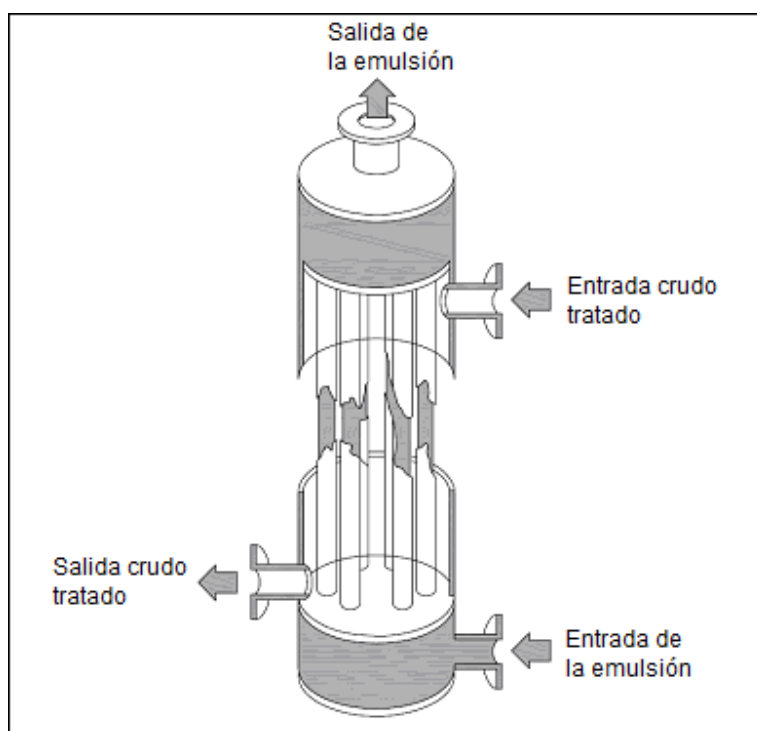
FIGURA 3.11
CALENTADOR DE TIPO INDIRECTO



FUENTE: Ken Arnold y Maurice Stewart.(2008). Surface Production Operation, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

El crudo deshidratado caliente puede ser usado para precalentar la emulsión de entrada, usando un intercambiador de calor. En la figura 3.12 se muestra un intercambiador de calor, donde el crudo tratado cede parte de su temperatura a la nueva emulsión proveniente de los pozos.

FIGURA 3.12
INTERCAMBIADOR DE CALOR



FUENTE: Ken Arnold y Maurice Stewart.(2008). Surface Production Operation, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

3.3.2.2 Tratadores térmicos

Los tratadores térmicos son una mejora de los calentadores comunes, que además de calentar el crudo, tiene una sección de coalescencia, y salidas para cada una de las fases.

El diseño normal de un tratador térmico cumple las siguientes funciones:

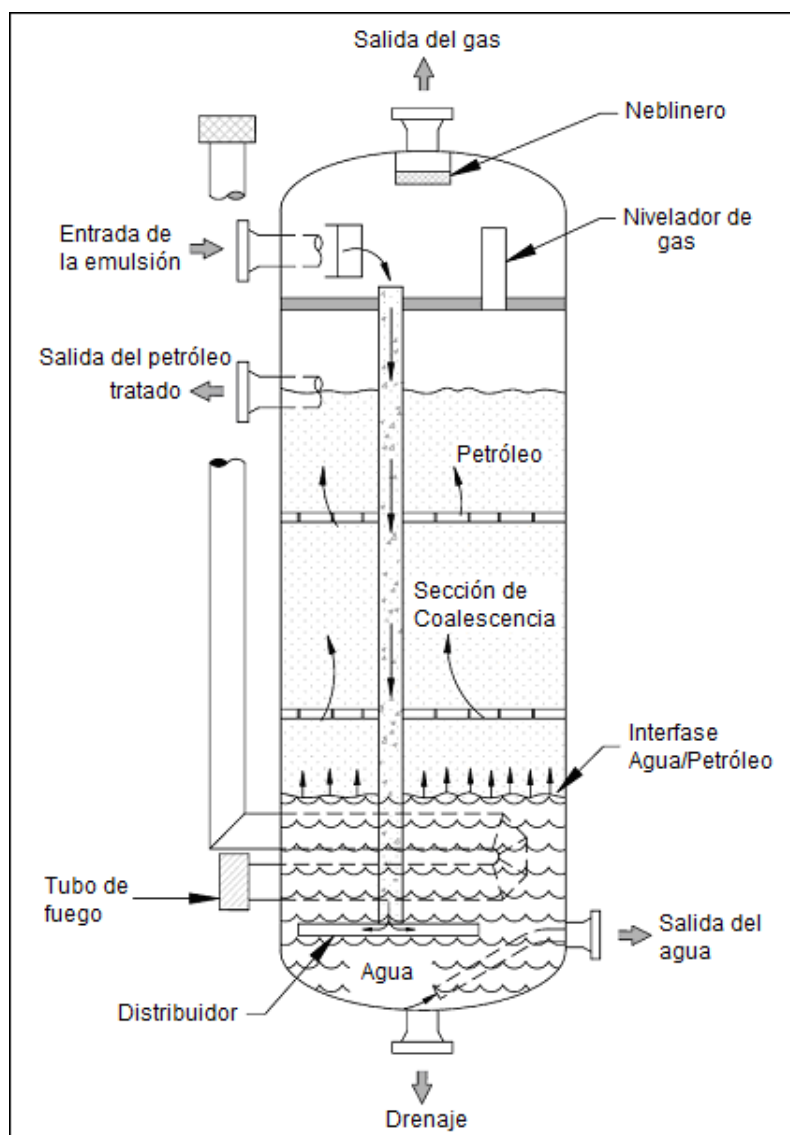
1. Desgasificado de la emulsión de entrada.
2. Remoción de arenas, sedimentos y agua libre previo al calentamiento.
3. Lavado con agua y calentamiento de la emulsión.
4. Coalescencia y asentamiento de las gotas de agua.

3.2.2.2.1 *Tratador térmico vertical*

En la figura 3.13 se observa el esquema de un tratador térmico vertical donde se puede identificar las secciones principales, la de separación de gas, la de coalescencia, la de calentamiento, y la de separación de agua libre.

El crudo ingresa por la parte superior del tanque, pasando primero por un deflector de entrada, que produce la separación del gas, luego baja por la tubería del distribuidor hasta la base del tanque donde el agua libre es separada. El distribuidor debe estar por debajo de la interfase agua/petróleo para que el crudo que ingresa pase primero por el agua, y sirva como lavado, después pasara por la sección de calentamiento donde están los tubos de fuego, para luego llegar a la sección de coalescencia donde las gotas de la fase dispersa tendrán de suficiente tiempo para asentarse en el fondo del tanque.

FIGURA 3.13
TRATADOR TÉRMICO VERTICAL



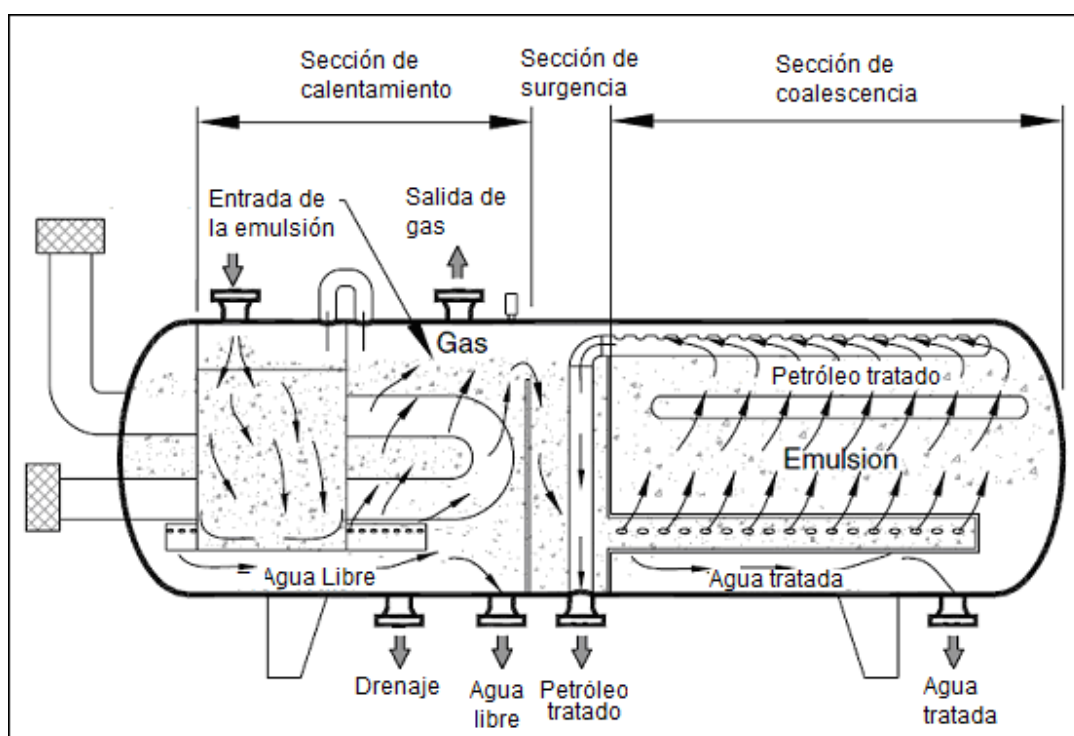
FUENTE: Ken Arnold y Maurice Stewart.(2008). Surface Production Operation, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

3.2.2.2.2 Tratador térmico horizontal

El principio de tratamiento en un tratador térmico horizontal es muy similar al de uno de tipo vertical, solo con algunas diferencias debido a la forma. La emulsión ingresa y es parcialmente desgasificada al chocar contra una placa deflectora que rodea a los tubos de fuego, luego es direccionada hacia la parte de abajo del equipo para la separación del agua libre y de los sedimentos. Después, la emulsión asciende, es calentada y sufre una última desgasificación. Posteriormente, a través de un distribuidor pasa finalmente a la sección de coalescencia.

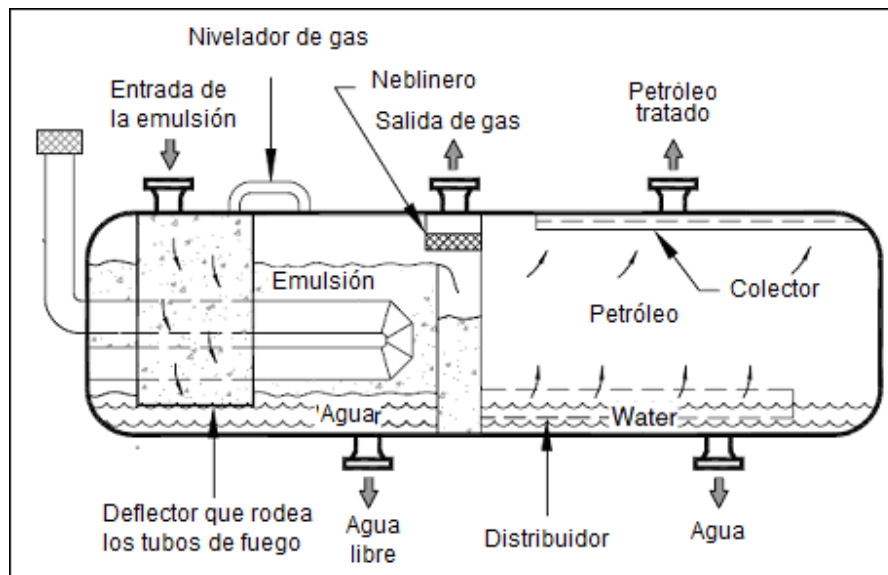
En la figura 3.14 se muestra el esquema de un tratador térmico horizontal, y en este se observa el camino que sigue la emulsión desde la entrada en el tanque. Además se identifican las tres secciones de este equipo, la de calentamiento, la de coalescencia, y la de surgencia.

FIGURA 3.14
TRATADOR TÉRMICO HORIZONTAL



FUENTE: Ken Arnold y Maurice Stewart.(2008). Surface Production Operation, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

FIGURA 3.15
TRATADOR TÉRMICO HORIZONTAL



FUENTE: Ken Arnold y Maurice Stewart.(2008). Surface Production Operation, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

En estos equipos se requiere de varios controladores para evitar posibles daños a los equipos y/o personal. Entre los más importantes tenemos a los controladores de nivel, de presión y de temperatura. Los controladores de nivel operan todas las válvulas de descarga de los líquidos, el controlador de presión opera la válvula de liberación del gas para mantener constante la presión de operación dentro del tanque, y el controlador de temperatura opera el termostato que alimenta de combustible a los quemadores. En las figuras 3.16 y 3.17 se muestran el sistema de control de temperatura para un tratador térmico vertical y uno horizontal, respectivamente.

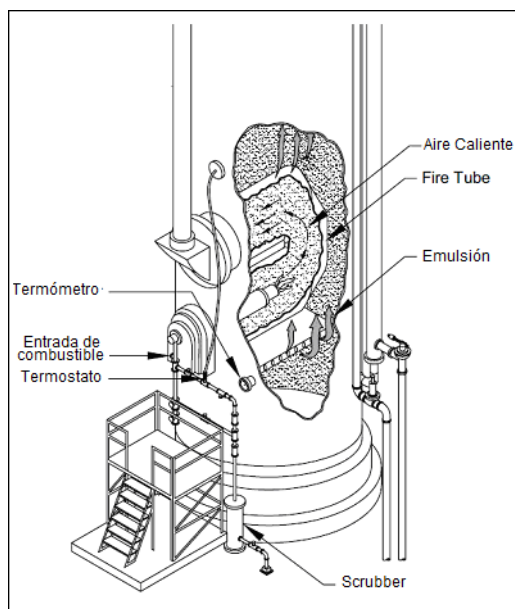
Si el nivel del líquido llegara a estar por debajo de los tubos de fuego, causaría que el calor generado no sea absorbido, y podría ocasionar daños a los tubos de fuego por sobrecalentamiento. Para esto se tiene un sensor de nivel, que detendrá el flujo de combustible hacia los quemadores, si el nivel del líquido llegara a ser menor que el de los tubos de fuego, ya que el líquido debe superar este nivel.

El control del nivel de agua también debe ser controlado minuciosamente, ya que sino se remueve suficiente cantidad de agua, esta desplazara toda la emulsión y llegara a sobrepasar el vertedero; pero si el nivel del agua llegara a ser muy bajo, entonces no habrá como realizar el lavado del crudo, y con esto disminuye la eficiencia del equipo.

En los tratadores térmicos horizontales, en la sección de coalescencia, el líquido debe ocupar todo el espacio para poder alcanzar el colector que se encuentra en la parte superior. Para esto se tiene otro controlador de nivel en la sección de surgencia, que opera la válvula de descarga del petróleo tratado y lo mantiene empaquetado gracias a la presión ejercida por el gas en la sección de surgencia. Cuando se abre esta válvula, la presión del gas obliga a fluir a la emulsión hacia el distribuidor, y empuja el petróleo tratado hacia el colector. El colector y el distribuidor están diseñados para mantener un flujo homogéneo vertical.

FIGURA 3.16

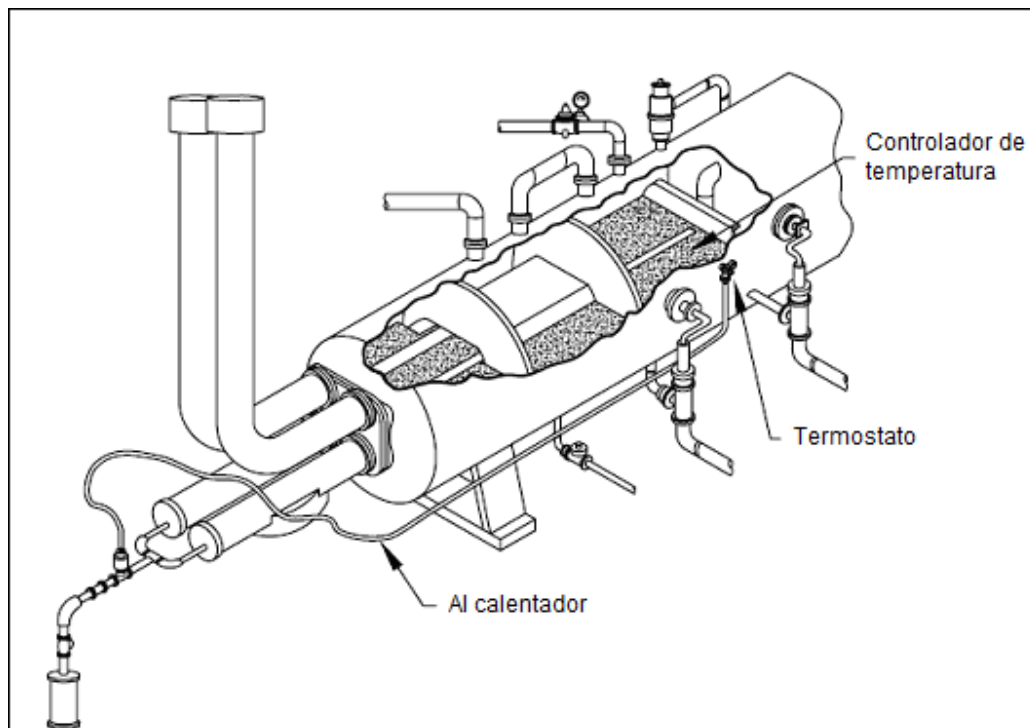
CONTROL DE TEMPERATURA EN UN TRATADOR TÉRMICO VERTICAL



FUENTE: Ken Arnold y Maurice Stewart.(2008). Surface Production Operation, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

FIGURA 3.17

CONTROL DE TEMPERATURA EN UN TRATADOR TÉRMICO HORIZONTAL



FUENTE: Ken Arnold y Maurice Stewart.(2008). Surface Production Operation, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

Las partículas sólidas, tales como arena, escala, productos de corrosión se depositarán en la parte inferior de estos equipos. Si estos sedimentos no son removidos puede causar los siguientes problemas:

- Acumularse y ocupar un volumen importante en el recipiente, ocasionando el aumento en los niveles de las interfases y con esto que el agua salada llegue en algunos casos a la salida del petróleo.
- Bloquear la transferencia de calor, ocasionando finalmente el colapso del equipo de calentamiento.
- Interferir en los controles de nivel, ánodos, válvulas, medidores y bombas.
- Asimismo pueden incrementar el crecimiento bacteriano y la velocidad de corrosión.

3.3.3 TRATADORES ELECTROSTÁTICOS

Para el tratamiento eléctrico se utilizan equipos denominados deshidratadores o tratadores electrostáticos, y consiste en aplicar un campo eléctrico para acelerar el proceso de acercamiento de las gotas de la fase dispersa.

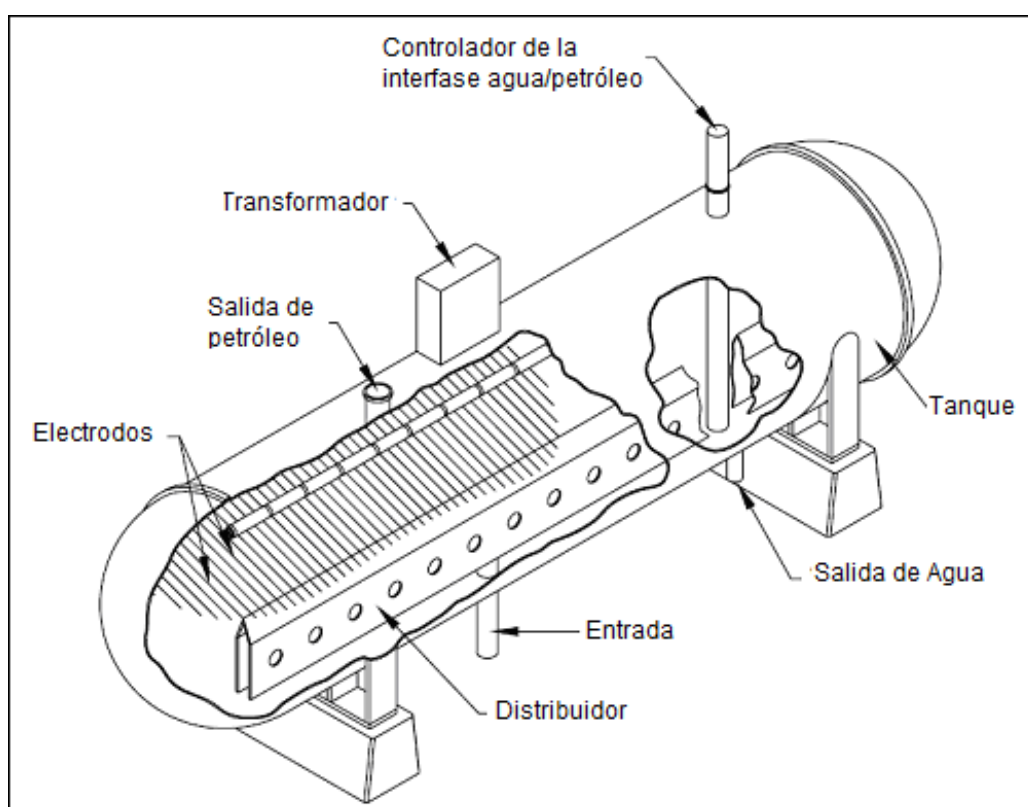
Este dispositivo, generalmente tiene características similares a los equipos de separación mecánica presurizados, añadiendo a éstos el sistema de electrodos y de generación de alto voltaje.

Los tratadores electrostáticos son usados generalmente cuando existen las siguientes circunstancias:

- Cuando el gas combustible para calentar la emulsión no está disponible o es muy costoso.
- Cuando la pérdida de gravedad API es económicamente importante, es decir, cuando la pérdida de compuestos livianos que se evaporan al calentar la emulsión es considerable, disminuyendo la gravedad API del petróleo.
- Cuando grandes volúmenes de crudo deben ser tratados en una planta a través de un número mínimo de recipientes.

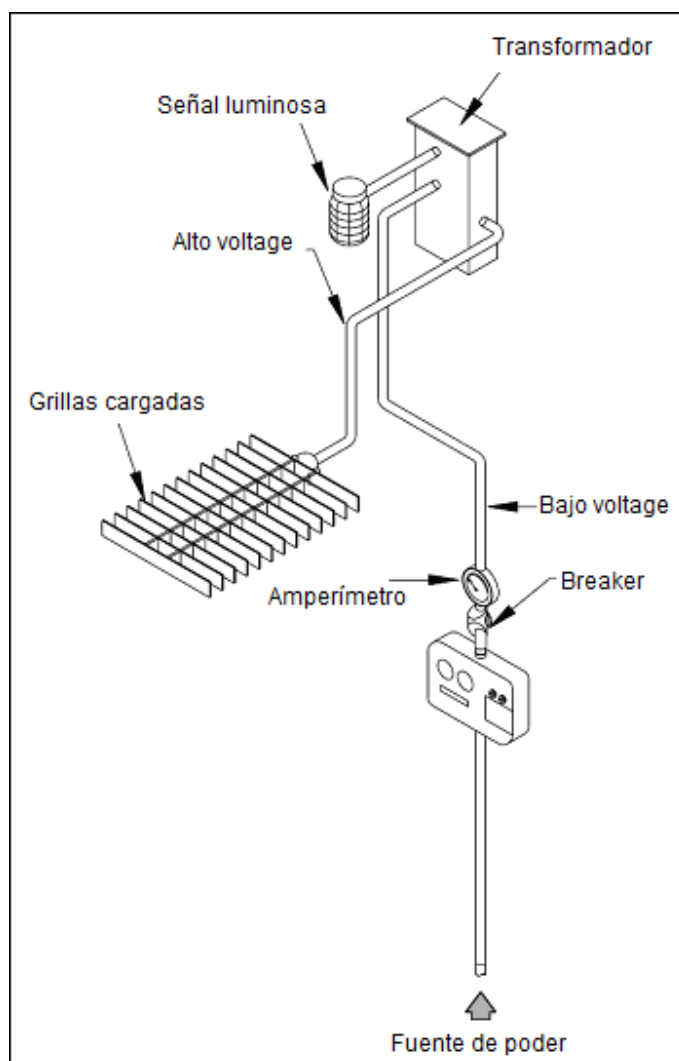
En la figura 3.18 se muestra el esquema de un deshidratador electrostático con sus principales componentes. La emulsión ingresa por la parte inferior, hasta un distribuidor que la esparce homogéneamente por todo el tanque, luego la emulsión pasa por los electrodos, y finalmente sale del tanque a través de un colector ubicado en la parte superior del mismo.

FIGURA 3.18
DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO



FUENTE: Ken Arnold y Maurice Stewart.(2008). Surface Production Operation, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

FIGURA 3.19
SISTEMA DE CONTROL ELÉCTRICO DEL DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO



FUENTE: Ken Arnold y Maurice Stewart.(2008). Surface Production Operation, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

Ventajas:

- Se requiere tanques de menor tamaño. Son mucho más pequeños que los calentadores, eliminadores de agua libre y tanques de lavado, siendo ideales para plataformas petroleras marinas.
- Pueden remover mayor cantidad de agua que otros tratadores.
- Se requiere menos reactivos químicos (25 a 75 % de ahorro).
- Se requiere menos calor, la emulsión puede ser rota a temperaturas muy por abajo de la que requieren los tratadores térmicos.
- Se mantiene el volumen y ° API del petróleo tratado (no hay evaporación alta)
- El mantenimiento del equipo es mínimo.
- Las bajas temperaturas de tratamiento provocan menores problemas de corrosión e incrustación.
- Menos sensibles a cambios en las características de la emulsión.

Se fabrican sistemas de electrodos de alta y baja velocidad, los primeros se utilizan en crudos ligeros de baja viscosidad y con emulsiones de alta conductividad eléctrica; los electrodos de baja velocidad son recomendables para crudos de alta viscosidad y emulsiones de baja conductividad eléctrica.

La emulsión se reparte en la sección eléctrica mediante un distribuidor, que la obliga a pasar varias veces a través del campo eléctrico.

Los elementos primarios son:

- Fuente de poder o transformador, el cual convierte el voltaje de línea (corriente alterna de una fase, 220 a 480 volts 50 o 60 ciclos) al voltaje de línea requerido que alimenta a los electrodos de carga.
- Electrodos inferiores o de carga.

- Electrodo a tierra que permanecen suspendidos sobre los electrodos de carga.

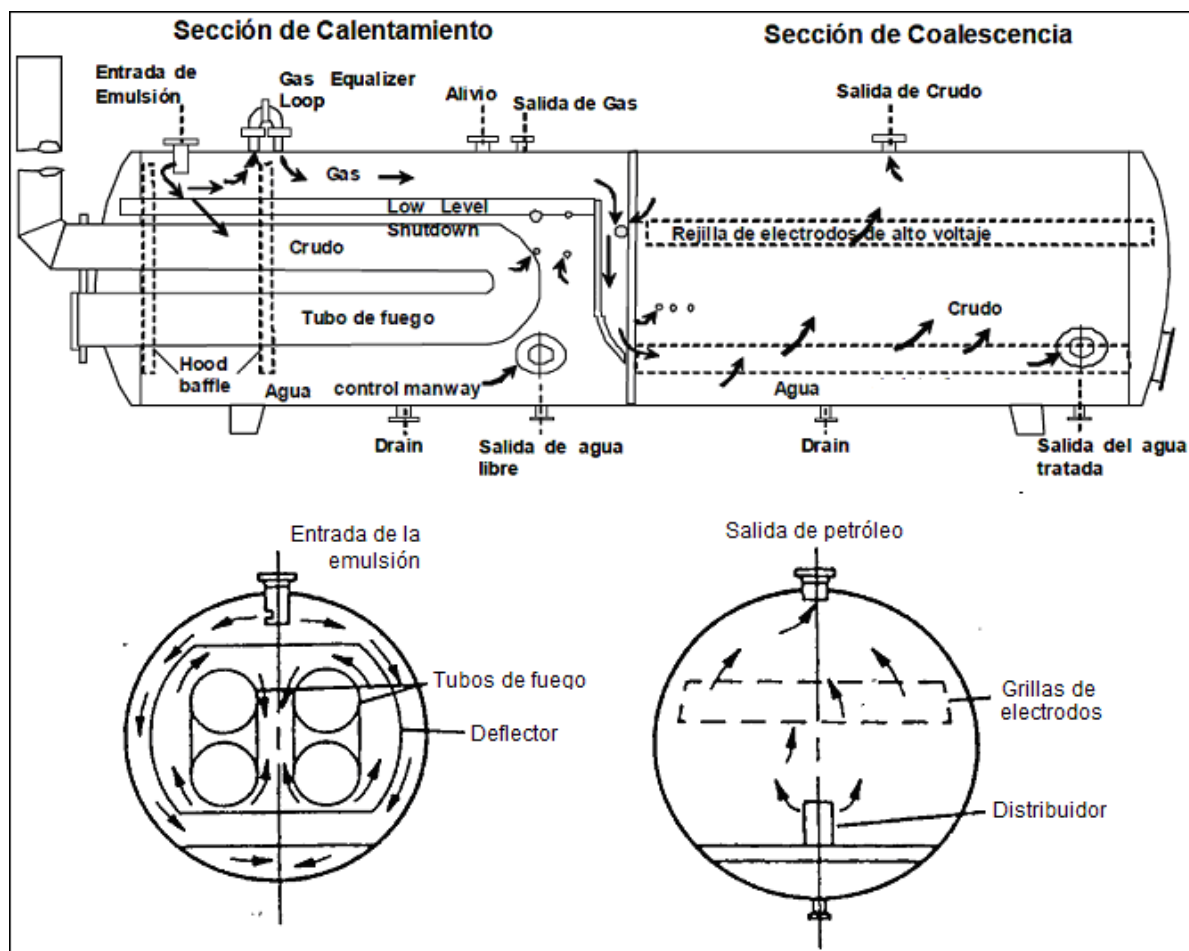
Las fallas más comunes en los tratadores electrostáticos ocurren cuando hay intermitencias en el suministro de corriente eléctrica; al disminuir el voltaje la luz piloto se atenúa o desaparece. La acumulación de materiales sólidos en la interfase agua- petróleo puede originar un cortocircuito.

En este caso hay que disminuir la altura de la interfase para normalizar la operación de la unidad. También es recomendable aumentar la temperatura o cambiar de reactivo. Si el mal funcionamiento del tratador no se corrige, habrá que revisar todo el circuito eléctrico.

3.3.4 DESHIDRATADOR DE AGUA LIBRE ASOCIADO A UN CALENTADOR DE CRUDO, ACOPLADO A UN EQUIPO ELECTROSTÁTICO.

Este equipo, también llamado tratador térmico electrostático y en algunos casos simplemente deshidratador electrostático, está dividido en 3 secciones. La primera sección ocupa aproximadamente el 50% de su longitud y es llamada "Sección de calentamiento". La segunda sección es llamada "Sección de surgencia" y esta ocupa alrededor del 10% de su longitud ubicada adyacente a la sección de calentamiento. La tercera sección ocupa el 40% de la longitud del deshidratador y es denominada "Sección de coalescencia" del agua suspendida para producir crudo limpio. Las parrillas de electrodos de alto voltaje están localizadas en la parte superior del recipiente, arriba de la interfase agua-petróleo. En la figura 3.20 se presenta un deshidratador térmico electrostático con sus componentes principales desde tres puntos de vista diferentes, y además se muestra el camino que sigue el fluido durante el proceso.

FIGURA 3.20
DESHIDRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO



FUENTE: Francis Manning y Richard Thompson.(1991). Oilfield Processing, Volumen 2, Primera Edición, USA, Ed. PennWell

3.3.4.1 Funcionamiento

El caudal de producción, proveniente del separador, entra por la sección frontal superior del recipiente donde se libera el gas que eventualmente puede traer.

El líquido cae alrededor y por la parte externa de la lámina defletores, hasta un nivel ubicado levemente por debajo de la interfase agua / petróleo, donde el petróleo es lavado y el agua libre es separada.

El petróleo y la emulsión ascienden alrededor del tubo de fuego correspondiente al área de transferencia de calor, para luego caer en la sección de surgencia. El petróleo y la emulsión calientes fluyen a través del distribuidor de flujo localizado en la parte inferior de la sección de coalescencia, la cual se halla empaquetada. En esta sección las gotas de agua presentes coalescen y se precipitan al fondo del recipiente. En este momento, el caudal de petróleo debe quedar completamente limpio, libre de agua, o con mínimos porcentajes de BS&W, del orden de 0.5 %.

El petróleo tratado y limpio es recolectado en la parte superior del recipiente a través de un dispositivo recolector, diseñado para mantener uniforme el flujo vertical de petróleo. Las gotas de agua coalescidas se precipitan al fondo del recipiente en dirección contraria al flujo de la fase continua de petróleo. En la sección de coalescencia están instalados dos electrodos paralelos, dentro de los cuales se origina el campo eléctrico de alto voltaje y a través del cual se hace pasar la emulsión que está siendo tratada. El voltaje aplicado varía desde los 10,000 a 35,000 voltios.

El tratador térmico electrostático es primordialmente eficiente en la reducción de contenido de agua por debajo de 0.5 % y salinidades por debajo de 20 lb. /1000 BLS de petróleo; su utilización cobra especial interés en campos donde la deshidratación es difícil, y seguramente no es posible alcanzar los límites requeridos para la entrega del crudo al oleoducto y posterior refinación, en lo referente al BS&W y contenido salino. Dentro de especificaciones los valores máximos generalmente aceptados son: 1.0% de agua y 100 LMB para manejarse en oleoductos y 0.1% de agua y 10 LMB para refinación o exportación.

Entre las ventajas que posee este equipo en comparación con los sistemas de tanques de lavado es que son menos afectados en su operación por las

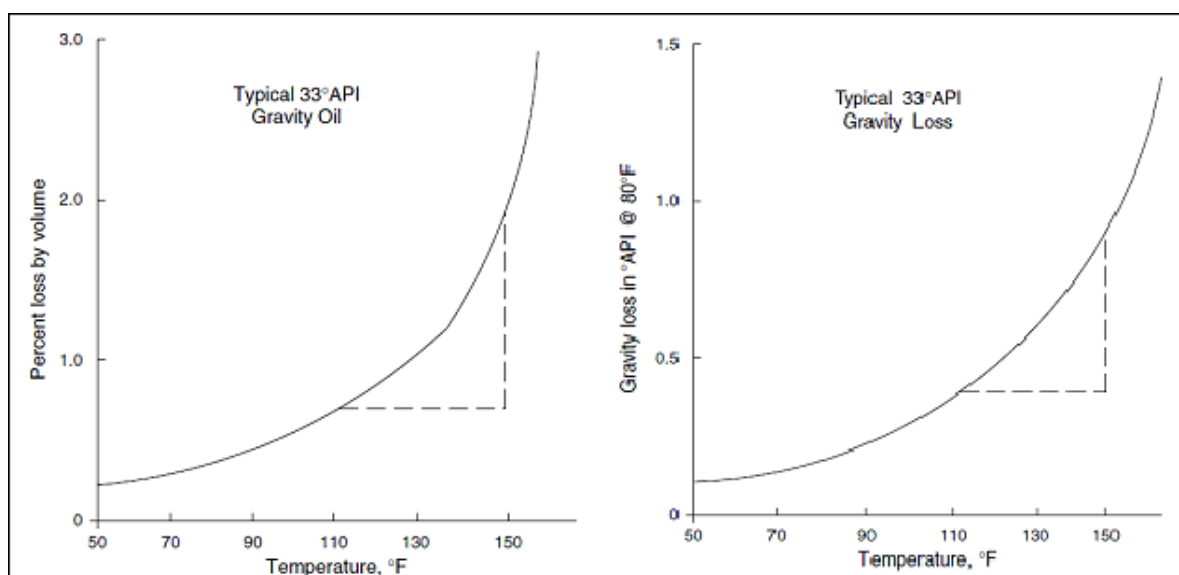
características de los crudos (densidad, viscosidad), agua o agentes emulsionantes, ofrecen mayor flexibilidad, el tiempo de residencia asociado es relativamente corto y por otra parte, son de menor dimensión. Además, con el tratamiento electrostático se obtiene una mejor calidad del agua separada y una mayor flexibilidad en cuanto a las fluctuaciones o variaciones en los volúmenes de producción.

Entre las desventajas que presentan los equipos de deshidratación electrostática están:

- Requerimiento de supervisión constante en su operación.
- Instalación de sistemas de control más sofisticados, lo que incide tanto en los costos de operación como de inversión.
- Los dispositivos del equipo podrían ser afectados por los cambios en las propiedades conductoras de los fluidos de alimentación, cuando se incrementa el agua, la salinidad y la presencia de sólidos.
- El nivel de agua libre es controlado por dos medidores de nivel en paralelo y con diferentes principios de operación. Esta es la variable más difícil de manejar, ya que un valor alto podría hacer que el agua tenga contacto con las parrillas energizadas y halla un corto circuito en el equipo y se produzcan daños al sistema eléctrico.

En la figura 3.21 se muestra las pérdidas que se tendrán al variar el volumen y la gravedad API al calentar el crudo.

FIGURA 3.21
CURVAS DE PÉRDIDA DE VOLUMEN Y GRAVEDAD API VS TEMPERATURA

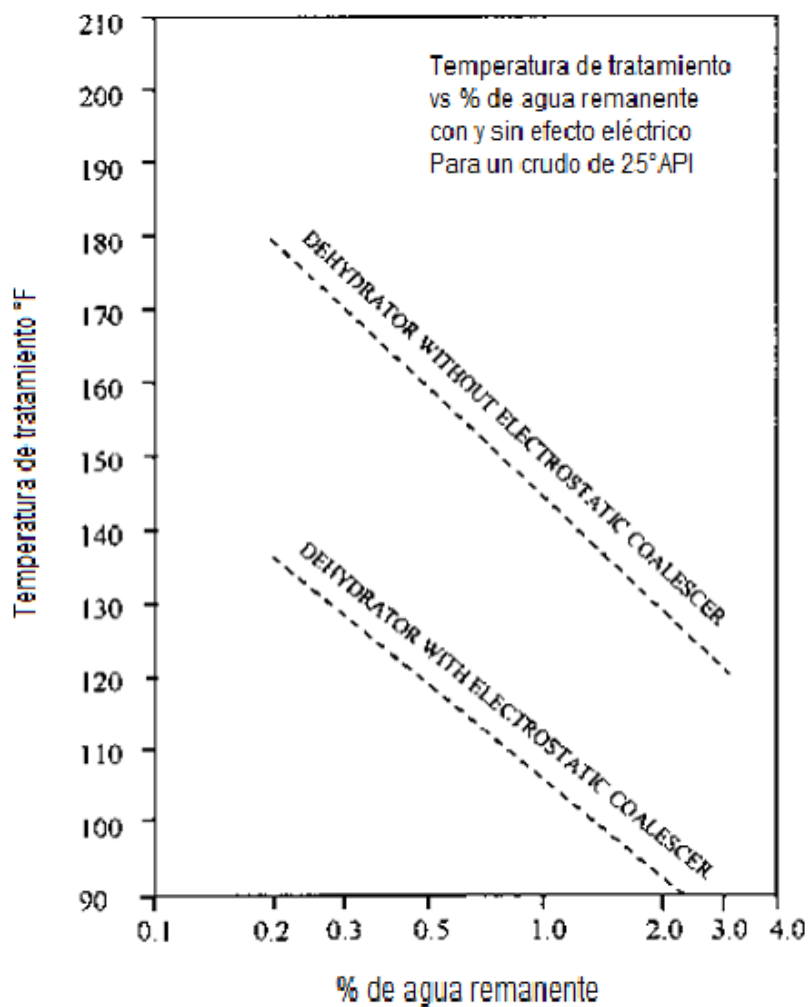


FUENTE: Ken Arnold y Maurice Stewart.(2008). Surface Production Operation, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

En la figura 3.22, se observa que al aplicar el efecto del campo eléctrico, se puede trabajar con rangos menores de temperatura y por lo tanto disminuirá el uso de combustible.

FIGURA 3.22

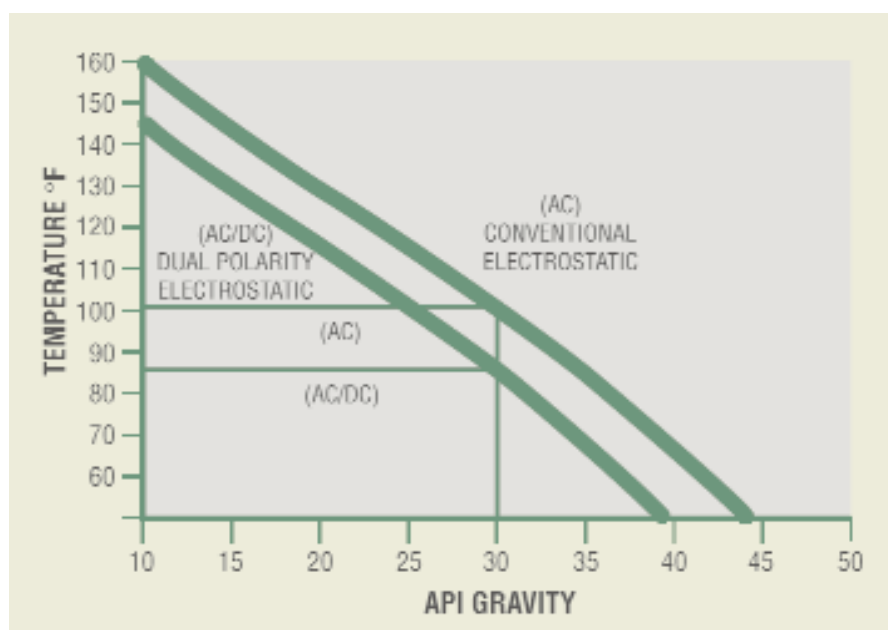
EFECTO DE UN CAMPO ELÉCTRICO EN LA COALESCENCIA



FUENTE: Francis Manning y Richard Thompson.(1991). Oilfield Processing, Volumen 2, Primera Edición, USA, Ed. PennWell

En la figura 3.23, se indica la relación de la temperatura Vs. Gravedad API, para un deshidratador térmico electrostático convencional y de doble polaridad.

FIGURA 3.23
TEMPERATURAS DE OPERACIÓN PARA UN DESHIDRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO



FUENTE: NATCO GROUP, "Dual Polarity Electrostatic Treater"

En la tabla 3.2 se muestra las capacidades de un deshidratador térmico electrostático.

TABLA 3.2

TABLA DE LAS CAPACIDADES DE UN DESHIDRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO

ELEKTROSTATIC TREATER CAPACITIES								
15 ° to 42 °API GRAVITY OIL								
Shell size (Length × Diameter)	Fire-tube capacity (Bt/Hr)	Fire-tubes (Number and O.D)	Oil				Free Water (barrels per Day)	Gas (MM scfd)
			Bbls/Hr		Bbls/Day			
			AC	AC/DC	AC	AC/DC		
6'×15'	550,000	1.18"	20-100	24-120	480-2400	576-2880	500-1500	0.5-1
6'×20'	1,000,000	1.18"	20-100	24-120	480-2400	576-2880	500-1500	0.5-1
8'×15'	750,000	1.24"	50-180	60-261	1200-4320	1400-5184	600-1800	1.5-2
8'×15'	1,100,000	2.18"	50-180	60-261	1200-4320	1400-5184	600-1800	1.5-2
8'×20'	1,300,000	1.21"	100-230	120-276	2400-5520	2880-6624	800-2400	1.5-2
8'×20'	2,000,000	2.18"	100-230	120-276	2400-5520	2880-6624	800-2400	1.5-2
8'×25'	1,500,000	1.24"	125-250	150-300	3000-600	3600-7200	800-2400	1.5-2
8'×25'	2,250,000	2.18"	125-250	150-300	3000-600	3000-6000	800-2400	1.5-2
10'×20'	2,000,000	2.18"	140-280	168-336	3360-6720	4032-8064	1000-3000	2-3
10'×20'	2,500,000	2.24"	140-280	168-336	3360-6720	4032-8064	1000-3000	2-3
10'×20'	3,000,000	3.18"	140-280	168-336	3360-6720	4032-8064	1000-3000	2-3
10'×25'	2,000,000	2.18"	175-430	210-516	4200-10320	5040-12384	1000-3000	2-3
10'×25'	2,500,000	2.24"	175-430	210-516	4200-10320	5040-12384	1000-3000	2-3
10'×25'	3,000,000	3.18"	175-430	210-516	4200-10320	5040-12384	1000-3000	2-3
10'×30'	2,000,000	2.18"	200-580	240-696	4800-13920	5760-16704	1000-3000	2-3
10'×30'	2,500,000	2.24"	200-580	240-696	4800-13920	5760-16704	1000-3000	2-3
10'×30'	3,000,000	3.18"	200-580	240-696	4800-13920	5760-16704	1000-3000	2-3
10'×35'	3,000,000	2.24"	200-580	240-696	4800-13920	5760-16704	1500-4500	2-3
10'×35'	3,750,000	3.18"	200-580	240-696	4800-13920	5760-16704	1500-4500	2-3
10'×40'	3,750,000	2.24"	350-730	420-876	8400-17520	10080-21024	2000-6000	3-5
10'×45'	5,000,000	2.24"	350-730	420-876	8400-17520	10080-21024	2500-7500	3-5
10'×50'	6,000,000	2.24"	350-730	420-876	8400-17520	10080-21024	3000-9000	3-5

FUENTE: Ken Arnold y Maurice Stewart.(2008). Surface Production Operation, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

3.3.5 COMPARACIÓN ENTRE LOS DIFERENTES EQUIPOS PARA DESHIDRATACIÓN DE CRUDO

TABLA 3.3

COMPARACIÓN ENTRE LOS DIFERENTES EQUIPOS PARA DESHIDRATACIÓN DE CRUDO

COMPARACIÓN ENTRE LOS DIFERENTES EQUIPOS PARA DESHIDRATACIÓN DE CRUDO					
Aspectos	Separadores	Tanque de lavado	Tratador térmico	Tratador electrostático	Deshidratador térmico electrostático
Eficiencia de deshidratación	Eficiente	Eficiente	Eficiente	Eficiente	Muy eficiente
Eficiencia de desalado	Poco eficiente	Poco Eficiente	Medio eficiente	Eficiente	Muy eficiente
Tiempo de proceso	1 a 20 min.	8 - 24 horas	5 - 20 min.	5 - 10 min.	5 - 20 min.
Tipo de operación	Sencilla	Sencilla	Sencilla	Sencilla	Sencilla
Control de corrosión	Necesario	Necesario	Necesario	Necesario	Necesario
Control de incrustación	Necesario	No requiere	Necesario	Necesario	Necesario
Consumo de combustibles	Ninguno	Ninguno	Alto	Ninguno	Medio
Consumo de químicos	Alto	Alto	Medio	Bajo	Bajo
Sistema contra incendios	Sencillo	Complicado	Sencillo	Sencillo	Sencillo
Tamaño de recipiente	Pequeño	Grande	Mediano	Pequeño	Mediano
Tiempo de instalación	Corto	Largo	Medio	Corto	Medio
Capacitación de operadores	Mínima	Mínima	Regular	Regular	Regular
Costo de la unidad	1 millón	1/2 millón	1 millón	1 millón	1 a 2 millones
Mantenimiento	Poco frecuente	Poco frecuente	Frecuente	Poco frecuente	Frecuente
Vida útil	20 años	20 años	15 años	15 años	15 años

ELABORADO POR: Jorge Vera

La tabla 3.3 es para equipos con capacidad de 10.000 barriles por día, y se asume una correcta dosificación de químicos para cada uno.

3.4 CÁLCULO DE PARÁMETROS PARA SELECCIÓN DEL DESHIDRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO

Para este análisis consideraremos lo siguiente:

La ubicación del nuevo equipo deberá ser en serie con los separadores instalados actualmente (V-100, V-110, V-140), ya que no se obtendría ningún beneficio al colocarlo en paralelo con los mismos separadores después del manifold, debido a que este equipo no está diseñado para manejar grandes cantidades de agua de entrada, y además no se mejoraría en nada la eficiencia del proceso, porque solo una parte de la producción ingresaría a este equipo.

Los separadores de producción pueden manejar hasta 40.000 BFPD (V-100, V-140), y según las proyecciones de producción realizadas en el Capítulo 1, el caudal máximo a manejar son 20426 BFPD (Fluido) por lo que no es necesario aumentar otro separador antes del nuevo deshidratador térmico electrostático.

El deshidratador térmico electrostático, remplazará a los tanques de lavado T-745, T-755 y T-765, y a la bota de gas V-120; todo esto tomando en cuenta que el deshidratador tendría la capacidad suficiente para manejar toda la producción proveniente de los separadores de producción.

La bota de gas V-130 sería la última separación de gas antes de que el petróleo ingrese a los tanques de almacenamiento, ya que el petróleo obtenido del deshidratador, todavía contiene algo de gas en solución.

Los tanques de lavado y la bota de gas (V-120) remplazados, pueden quedar como reserva, en el caso de que el deshidratador falle, o se halle en mantenimiento. En la figura 3.24, se muestra el esquema de la instalación propuesta.

El gas que se produce en la estación será utilizado para abastecer el sistema de calentamiento del deshidratador térmico electrostático. Para esto necesitamos un

scrubber que elimine las fracciones de líquido presentes en el gas que proviene de los otros equipos separadores (V-100, V-110, V-140).

Se analizarán dos casos, el primero sin considerar la perforación de nuevos pozos, y el segundo caso, considerando la perforación de ocho nuevos pozos.

3.4.1 CASO 1

Según los datos de producción de la Estación de Producción Tipishca, que fueron resumidos en el capítulo 1 tabla 1.14, se produce aproximadamente 16276 BFPD (Fluido), 2795 BPPD (Petróleo), 13481 BAPD (Agua), y más de 312 MPCPD (Gas). Estos valores serían los máximos caudales a manejar en la Estación de Producción, si no se llegara a perforar ningún pozo nuevo en los próximos años.

De acuerdo a los datos de producción se ha valorado la eficiencia de los separadores de producción (V-100, V-120) en un promedio de 91,112%

Aplicando la ecuación 3.1 obtenemos que el volumen de agua separada son 12.283 barriles por lo que todavía tendremos 1.198 barriles en emulsión con el petróleo a la salida de los separadores, y esto es lo que ingresaría en el deshidratador térmico electrostático. En total lo que ingresaría al nuevo equipo es 3.993 BFPD (Fluido), valor referencial para la selección del deshidratador.

$$Eficiencia = \frac{Volumen_de_Agua_Separada}{Volumen_de_Agua_Total} \quad (Ecuación. 3.1)$$

3.4.2 CASO 2

Para este caso se utilizarán los valores máximos obtenidos de las proyecciones de producción que fueron realizadas en el capítulo 1 tabla 1.10. Estos valores corresponden a los del año 2012 y son los siguientes: 20426 BFPD, 3350 BPPD, 17076 BAPD, y más de 351 MPCPD.

Utilizando la eficiencia promedio de los separadores como en el primer caso, y aplicando la ecuación 3.1 obtenemos que el volumen de agua separada son 15.558 barriles y el agua que seguirá en emulsión con el petróleo sería 1.518 barriles, y esto conjuntamente con los 3.350 barriles de petróleo, es lo que ingresaría en el deshidratador térmico electrostático. En total lo que ingresaría al nuevo equipo es 4.868 BFPD, valor referencial para la selección del deshidratador.

3.4.3 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE CALENTAMIENTO

Para determinar la demanda de gas como combustible que necesita el sistema de calentamiento del deshidratador térmico electrostático, se calculará el calor requerido aplicando la ecuación 3.2

$$q = \frac{15x\Delta T x(SG_o x Q_o x C_o + SG_w x Q_w x C_w)}{1 - I} \quad (\text{Ecuación. 3.2})$$

donde:

- q = calor requerido, (BTU/h)
- ΔT = incremento de temperatura, (°F)
- SG_o = gravedad específica del petróleo.
- Q_o = caudal de petróleo, (BPPD)
- C_o = calor específico del petróleo, (BTU/lb-°F)
- SG_w = gravedad específica del agua.
- Q_w = caudal de agua, (BAPD)
- C_w = calor específico del agua, (BTU/lb-°F)
- I = pérdidas de calor, (%)

Los valores para este cálculo son los siguientes:

$$SG_o = 0,93$$

$$\text{Caso 1: } Q_o = 2795 \text{ BPPD}$$

$$\text{Caso 2: } Q_o = 3350 \text{ BPPD}$$

$$C_o = 0,5 \text{ BTU/lb-}^\circ\text{F}$$

$$SG_w = 1,03$$

$$\text{Caso 1: } Q_w = 1198 \text{ BAPD}$$

$$\text{Caso 2: } Q_w = 1518 \text{ BAPD}$$

$$C_w = 1,1 \text{ BTU/lb-}^\circ\text{F}$$

$$I = 10\%$$

Poder calorífico del gas = 415 BTU/h

En la tabla 3.4 se muestra el calor requerido y gas requerido para diferentes valores de ΔT .

TABLA 3.4

CALOR REQUERIDO POR EL SISTEMA DE CALENTAMIENTO DEL DESHIDRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO

Caso 1			Caso 2		
	Calor requerido	Gas requerido		Calor requerido	Gas requerido
ΔT (°F)	(MMBTU/h)	(MPCPD)	ΔT (°F)	(MMBTU/h)	(MPCPD)
10	0,443	25,61	10	0,546	31,59
20	0,886	51,22	20	1,093	63,18
30	1,329	76,83	30	1,639	94,78
40	1,771	102,44	40	2,185	126,37

ELABORADO POR: Jorge Vera

Según los valores de gas requerido de la tabla 3.4, la producción de gas del campo (mayor a 300 MPCPD), podrá abastecer sin problema al sistema de calentamiento del deshidratador térmico electrostático.

3.5 SELECCIÓN DEL DESHIDRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO

Según los parámetros calculados anteriormente tenemos:

Para el Caso 1:

- 3993 BFPD (Fluido) a la salida de los separadores, donde 1198 barriles son de agua y 2795 son barriles de petróleo.
- El calor requerido por el sistema de calentamiento del deshidratador térmico electrostático, es de 1,771 MMBTU/h (valor tomado de la tabla 3.4).

Para el Caso 2:

- 4868 BFPD (Fluido) a la salida de los separadores, donde 1518 barriles son de agua y 3350 son barriles de petróleo.
- El calor requerido por el sistema de calentamiento del deshidratador térmico electrostático, es de 2,185 MMBTU/h (valor tomado de la tabla 3.4).

Con estos valores podemos ingresar a la tabla 3.1 y seleccionar el deshidratador térmico electrostático según sus capacidades.

El que se adapta mejor a las necesidades para el Caso 1, es el sexto en la tabla con las siguientes capacidades: 20 pies de longitud, 8 pies de diámetro, 2 MMBTU/h, 2.880 a 6.624 BFPD (Fluido).

El que se adapta mejor a las necesidades para el Caso 2, es el octavo en la tabla con las siguientes capacidades: 25 pies de longitud, 8 pies de diámetro, 2,25 MMBTU/h, 3.000 a 6.000 BFPD (Fluido).

En la tabla 3.5 se comparan los volúmenes obtenidos con el sistema actual, y los volúmenes a obtenerse con el sistema propuesto. Como se observa, la eficiencia de ambos es alta, pero el tiempo que toma el proceso actual, es mucho mayor que el que tomaría con la implementación del deshidratador.

TABLA 3.5
VALORES DE PRODUCCIÓN OBTENIDOS CON EL SISTEMA ACTUAL Y CON LA IMPLEMENTACIÓN DEL DESHIDRATADOR

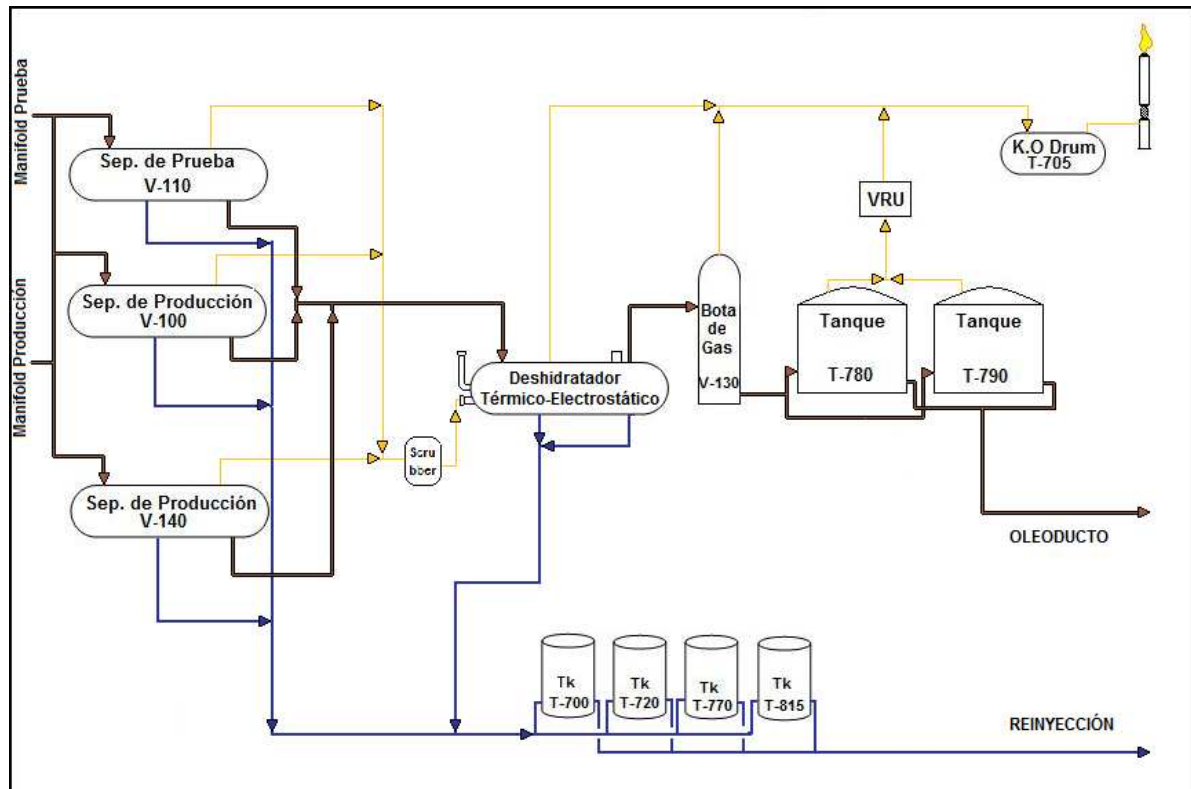
SISTEMA ACTUAL						
		Fluido	Petróleo	Agua		Tiempo
	BS&W	BFPD	BPPD	BAPD	Eficiencia	retención
Entrada a los Separadores	82,83%	16276	2795	13481		
Salida de los Separadores	30,00%	3993*	2795	1198*	91,112%	5-20 min.
Entrada Tanques de Lavado	30,00%	3993*	2795	1198*		
Salida Tanques de Lavado	0,90%	2820	2795	25	97,913%	8-24 horas
Entrada Tanques Almacenamiento	0,90%	2820	2795	25		

SISTEMA PROPUESTO						
		Fluido	Petróleo	Agua		Tiempo
	BS&W	BFPD	BPPD	BAPD	Eficiencia	retención
Entrada a los Separadores	82,83%	16276	2795	13481		
Salida de los Separadores	30,00%	3993*	2795	1198*	91,112%	5-20 min.
Entrada al Desh. Térm. Elect.	30,00%	3993*	2795	1198*		
Salida del Desh. Térm. Elect.	0,30%	2803	2795	8	99,332%	5-20 min.
Entrada Tanques Almacenamiento	0,30%	2803	2795	8		
* Valores obtenidos con la Ecuación 3.1						

FUENTE: Petroproducción

ELABORADO POR: Jorge Vera

FIGURA 3.24 UBICACIÓN DEL DESHIDRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO DENTRO DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN TIPISHCA

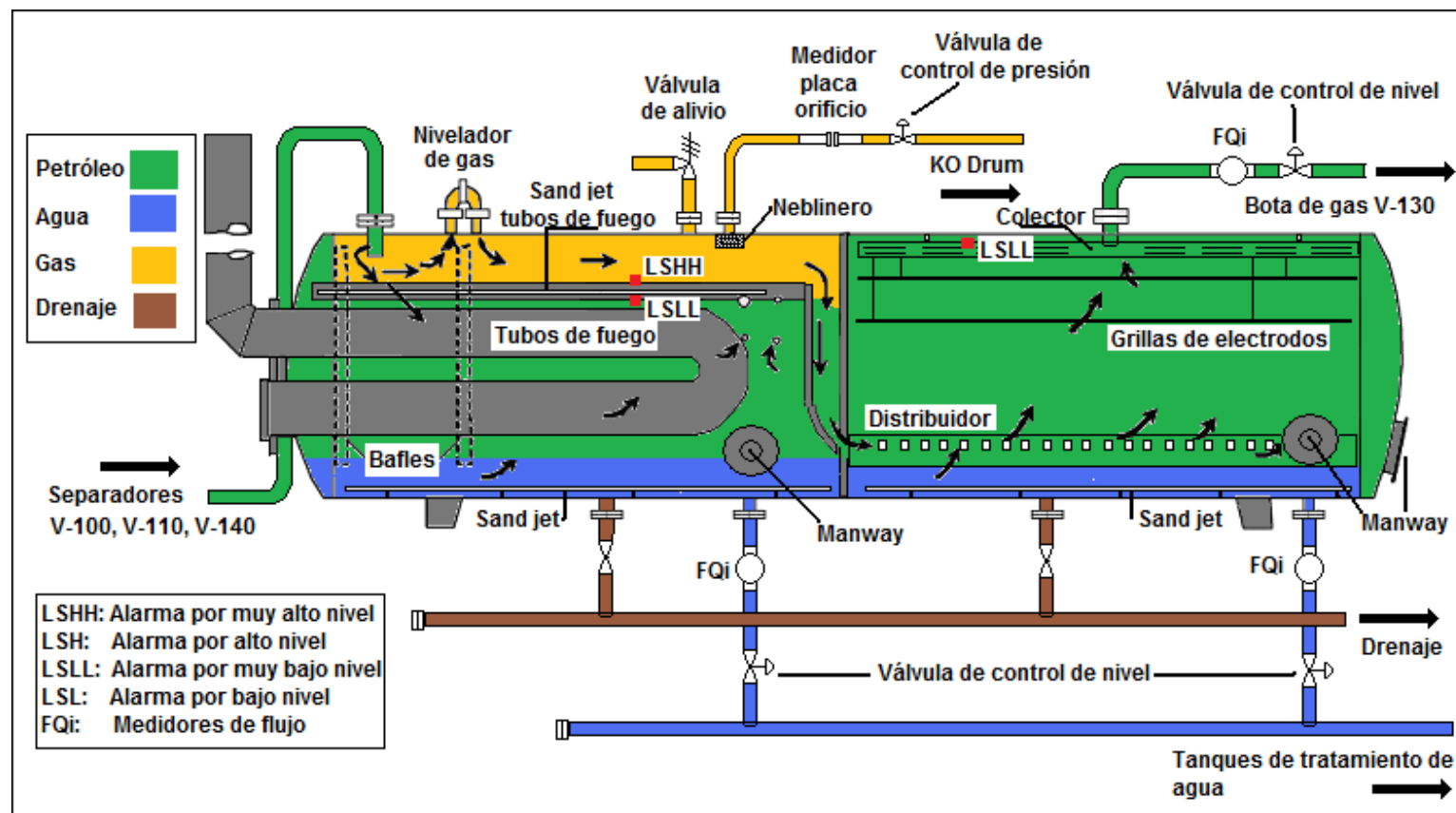


ELABORADO POR: Jorge Vera

En la figura 3.25 se muestra un esquema del deshidratador térmico electrostático a implementar en el campo Tipishca. En este esquema se indican las partes y dispositivos de control del deshidratador. Este equipo, como los otros tipos separadores, incluye también medidores, indicadores, transmisores, controladores de nivel, presión y temperatura. Los medidores de nivel se encuentran en las interfases agua/petróleo y gas/petróleo de cada sección del deshidratador, y mediante las válvulas de control de nivel, se mantendrán los niveles óptimos de operación. Para la presión, el equipo cuenta con válvulas de alivio y de control de presión. Para la temperatura, el deshidratador tiene incorporado un termostato que responde a la temperatura del crudo dentro de la sección de calentamiento, controlando la cantidad de gas que es quemado en los tubos de fuego, para mantener así la temperatura deseada dentro del equipo.

FIGURA 3.25

ESQUEMA DEL DESIDRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO



ELABORADO POR: Jorge Vera

CAPÍTULO IV

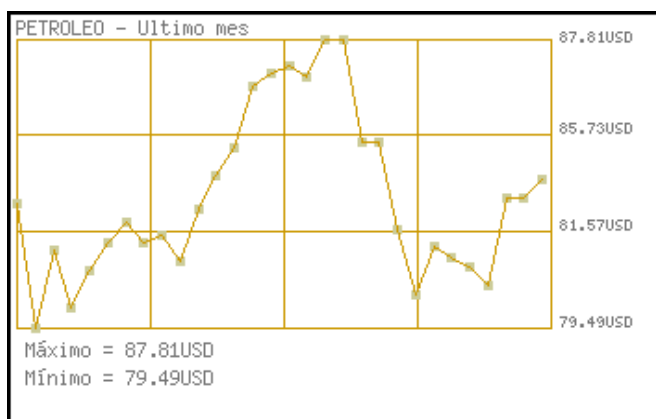
ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL PROYECTO

Para determinar la factibilidad de ejecución del presente proyecto se debe realizar un análisis técnico-económico para demostrar que el mismo presenta los parámetros técnico-económicos que beneficiarán a la compañía y el país. El análisis técnico fue realizado en el capítulo 3 y nos sirve de base para el análisis económico. Mediante este análisis podemos saber aproximadamente la inversión a realizar, el tiempo que tomará recuperar este capital, etc.

La estimación de los ingresos, se basa principalmente en la producción del campo, en el precio del barril de petróleo, y en la proyección de producción con nuevos pozos que se realizó en el capítulo 1. Para los egresos se toma en cuenta el costo de la instalación del nuevo equipo, el costo de producción de cada barril de petróleo y la perforación y completación de los nuevos pozos. Para establecer el precio de barril de petróleo se usa como referencia los valores de la figura 4.1 y de la tabla 4.1, las cuales muestran la variación del precio de este durante los meses de octubre y noviembre del 2010.

FIGURA 4.1

PRECIO DEL PETRÓLEO DURANTE LOS MESES DE OCTUBRE Y NOVIEMBRE DEL 2010



FUENTE: BANCO CENTRAL DEL ECUADOR

TABLA 4.1**PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO POR DÍA**

FECHA	VALOR
Octubre-18-2010	83.08 USD
Octubre-19-2010	79.49 USD
Octubre-20-2010	81.77 USD
Octubre-21-2010	80.06 USD
Octubre-22-2010	81.16 USD
Octubre-25-2010	81.97 USD
Octubre-26-2010	82.55 USD
Octubre-27-2010	81.94 USD
Octubre-28-2010	82.18 USD
Octubre-29-2010	81.43 USD
Noviembre-01-2010	82.95 USD
Noviembre-02-2010	83.90 USD
Noviembre-03-2010	84.69 USD
Noviembre-04-2010	86.49 USD
Noviembre-05-2010	86.85 USD
Noviembre-08-2010	87.06 USD
Noviembre-09-2010	86.72 USD
Noviembre-10-2010	87.81 USD
Noviembre-11-2010	87.81 USD
Noviembre-12-2010	84.88 USD
Noviembre-15-2010	84.86 USD
Noviembre-16-2010	82.34 USD
Noviembre-17-2010	80.44 USD
Noviembre-18-2010	81.85 USD
Noviembre-19-2010	81.51 USD
Noviembre-22-2010	81.24 USD
Noviembre-23-2010	80.70 USD
Noviembre-24-2010	83.26 USD
Noviembre-25-2010	83.26 USD
Noviembre-26-2010	83.76 USD

FUENTE: BANCO CENTRAL DEL ECUADOR

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

WTI: es la mezcla de petróleo crudo ligero que sirve de referencia en los mercados de derivados de los EE.UU.

BRENT: es la mezcla de petróleo crudo ligero que sirve de referencia en los mercados de derivados de Europa y Asia

4.1 INGRESOS

Para establecer los ingresos, consideramos el precio del barril de petróleo en los 60 dólares, ya que el precio mínimo del petróleo ecuatoriano (24.5 °API) es de 79 dólares, pero debido a la calidad inferior del petróleo (Napo) producido en este campo, este disminuye su precio en máximo 20 dólares por barril.

Con la instalación del nuevo equipo, también se puede manejar la producción adicional que se tendría con la perforación de los 8 nuevos pozos, considerados para la proyección de producción realizada en el capítulo 1. Esto aumenta en más de un 50% los ingresos obtenidos anualmente en todo el bloque 27; pero tomando en cuenta que la perforación y completación de estos pozos se realizaría durante el año 2011, entonces para este análisis se contará con esta producción adicional desde el año 2012.

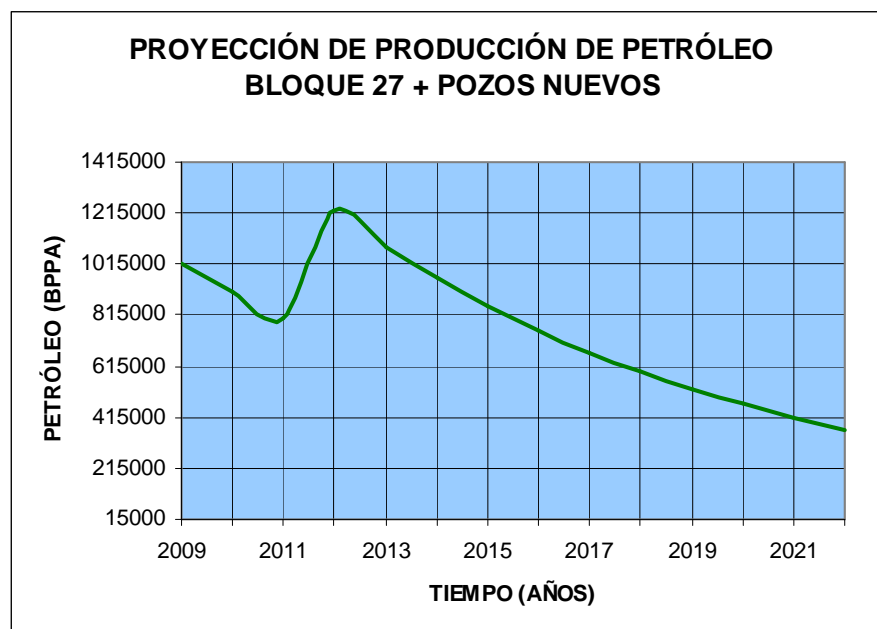
En la tabla 4.2 se muestra la producción de petróleo por día y anual hasta el año 2022. Estos datos de producción anual serán usados para realizar el análisis económico. En la figura 4.2 se observa la declinación de producción, incluyendo el aporte de los nuevos pozos.

TABLA 4.2

**PRODUCCIÓN ACTUAL MÁS LA PRODUCCIÓN INCREMENTAL DE LOS
NUEVOS POZOS PROYECTADA HASTA EL AÑO 2022**

PRODUCCIÓN ACTUAL + POZOS NUEVOS		
AÑO	BPPD	BPPA
2009	2795	1020175
2010	2479	904814
2011	2199	802498
2012	3350	1222752
2013	2971	1084484
2014	2635	961851
2015	2337	853085
2016	2073	756619
2017	1839	671060
2018	1631	595177
2019	1446	527875
2020	1283	468183
2021	1138	415241
2022	1009	368286

ELABORADO POR: JORGE VERA

FIGURA 4.2**PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ACTUAL MÁS LA PRODUCCIÓN DE LOS NUEVOS POZOS**

ELABORADO POR: JORGE VERA

4.2 EGRESOS

Según los costos de producción y transporte de años anteriores en estos campos, el costo por barril máximo es de 12 dólares, y se tomará este valor para el análisis económico.

La inversión se realizará en el año 2011, y según datos de Petroproducción la tasa de actualización es del 12% anual.

4.2.1 DESHIDRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO

El costo estimado para este equipo es de 1.500.000 dólares, incluyendo el skid, las tuberías de interconexión, los soportes, los elementos de control, instrumentación, la instalación, el tablero de control y la puesta en marcha.

4.2.2 SCRUBBER

Para este equipo se estimo un costo aproximado de 55.000 dólares, incluyendo todos sus componentes, la instalación, instrumentación, y la puesta en marcha.

4.2.3 POZOS NUEVOS

Como se analizó en el capítulo 1, se tiene previsto para el año 2011 la perforación de 8 nuevos pozos para incrementar la producción. 4 pozos están ubicados en el campo Tipishca, 2 en Blanca, y los otros 2 en Vinita.

En la tabla 4.3 se muestra los equipos y sus respectivos precios. Todos los precios son aproximados.

TABLA 4.3
INVERSIONES

INVERSIONES	
EQUIPOS	PRECIO
DESHIDRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO	1.500.000
SCRUBBER	55.000
TUBERÍAS	15.000
POZOS NUEVOS	36.000.000
TOTAL INVERSIONES	37.570.000

ELABORADO POR: JORGE VERA

4.3 FLUJO NETO DE CAJA

El flujo neto de caja, es la diferencia entre los ingresos y egresos en cada uno de los años del proyecto. En la Tabla 4.4 se detalla el flujo de caja del proyecto para un costo de producción por cada barril de 12 dólares.

TABLA 4.4
FLUJO NETO DE CAJA

AÑOS	PRODUCCIÓN	EGRESOS	INGRESOS	INVERSIÓN	FLUJO DE
	BPPA	MM USD/AÑO	MM USD/AÑO	MM USD	CAJA
					MM USD
0				37,57	-37,57
1	1222752	14,67	73,37		58,69
2	1084484	13,01	65,07		52,06
3	961851	11,54	57,71		46,17
4	853085	10,24	51,19		40,95
5	756619	9,08	45,40		36,32
6	671060	8,05	40,26		32,21
7	595177	7,14	35,71		28,57
8	527875	6,33	31,67		25,34
9	468183	5,62	28,09		22,47
10	415241	4,98	24,91		19,93
11	368286	4,42	22,10		17,68

ELABORADO POR: JORGE VERA

4.4 INDICADORES FINANCIEROS

Los indicadores financieros, son los parámetros que nos dirán si el proyecto es o no factible desde el punto de vista económico.

4.4.1 VALOR ACTUAL NETO

El valor actual neto, más conocido por las siglas de su abreviación, VAN, es una medida de los excesos o pérdidas en los flujos de caja, todo llevado al valor presente. Es por otro lado una de las metodologías estándar que se utilizan para la evaluación de proyectos.

La idea del VAN es actualizar todos los flujos futuros al período inicial (cero), y compararlos para verificar si los beneficios son mayores que los costos.

El VAN, en términos matemáticos, es equivalente a:

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

donde:

FNCK = Flujo neto de caja al año k

i = tasa de actualización anual

Si el VAN es mayor a cero, quiere decir que la inversión deja ganancias. Si es igual a cero, entonces se está en el punto de equilibrio y no se producirán pérdidas ni ganancias. Si el VAN es menor que cero, quiere decir que la inversión va a dar como resultado pérdidas.

En la tabla 4.5 se presenta el VAN para un costo de producción por cada barril de 12 dólares. El VAN obtenido es mucho mayor a cero, por lo tanto el proyecto es viable. También se observa que en el 2012 se recupera totalmente la inversión.

TABLA 4.5
VALOR ACTUAL NETO

VALOR ACTUAL	
NETO	
AÑO	VAN MM USD
2011	-37,57
2012	52,40
2013	41,50
2014	32,86
2015	26,02
2016	20,61
2017	16,32
2018	12,92
2019	10,23
2020	8,10
2021	6,42
2022	5,08
VAN	194,90

ELABORADO POR: JORGE VERA

4.4.2 TASA INTERNA DE RETORNO

La tasa interna de retorno (TIR), es la tasa que iguala el valor actual neto a cero. La tasa interna de retorno también es conocida como la tasa de rentabilidad, producto de la reinversión de los flujos netos de efectivo dentro de la operación propia del proyecto y se expresa en porcentaje.

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

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

Si TIR = tasa de actualización, no hay pérdidas ni ganancias.

Si TIR < tasa de actualización, el proyecto no es rentable.

En la tabla 4.6 se muestra el valor del TIR para un costo de producción por barril de petróleo 12 dólares.

TABLA 4.6
TASA INTERNA DE RETORNO

COSTO PRODUCCIÓN	TIR
USD/BBL	%
12	144,87

ELABORADO POR: JORGE VERA

4.4.3 RELACIÓN COSTO BENEFICIO

La relación costo beneficio toma los ingresos y egresos presentes, para determinar cuáles son los beneficios por cada dólar que se sacrifica en el proyecto.

Si el resultado es mayor que 1, significa que los ingresos netos son superiores a los egresos netos. En otras palabras, los beneficios (ingresos) son mayores a los sacrificios (egresos) y, en consecuencia, el proyecto generará ganancias.

Si el resultado es igual a 1, los beneficios igualan a los costos sin generar ganancia alguna. Por tal razón sería indiferente ejecutar o no el proyecto. Si el resultado es menor a 1, existirá pérdida, por lo tanto el proyecto no es viable.

$$RCB = \frac{INGRESOS(ACTUALIZADOS)}{COSTOS(ACTUALIZADOS) + INVERSIÓN}$$

En la tabla 4.7 se muestra el valor de RCB para un costo de producción por barril de petróleo 12 dólares.

TABLA 4.7
RELACIÓN COSTO BENEFICIO

COSTO PRODUCCIÓN	B/C
USD/BBL	
12	6,19

ELABORADO POR: JORGE VERA

4.4.4 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

El periodo de recuperación de la inversión (PRI), es uno de los métodos para evaluar los proyectos de inversión. Por su facilidad de cálculo y aplicación, el Periodo de Recuperación de la Inversión es considerado un indicador que mide tanto la liquidez del proyecto como también el riesgo financiero relativo, pues permite anticipar los eventos en el corto plazo.

Es importante anotar que este indicador es un instrumento financiero que al igual que el Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno, permite optimizar el proceso de toma de decisiones.

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

En la tabla 4.8 se muestra el valor del PRI para un costo de producción por barril de petróleo de 12 dólares. En la figura 5.3 observa el punto donde se recupera la inversión, para un costo de producción por barril de petróleo 12 dólares.

TABLA 4.8

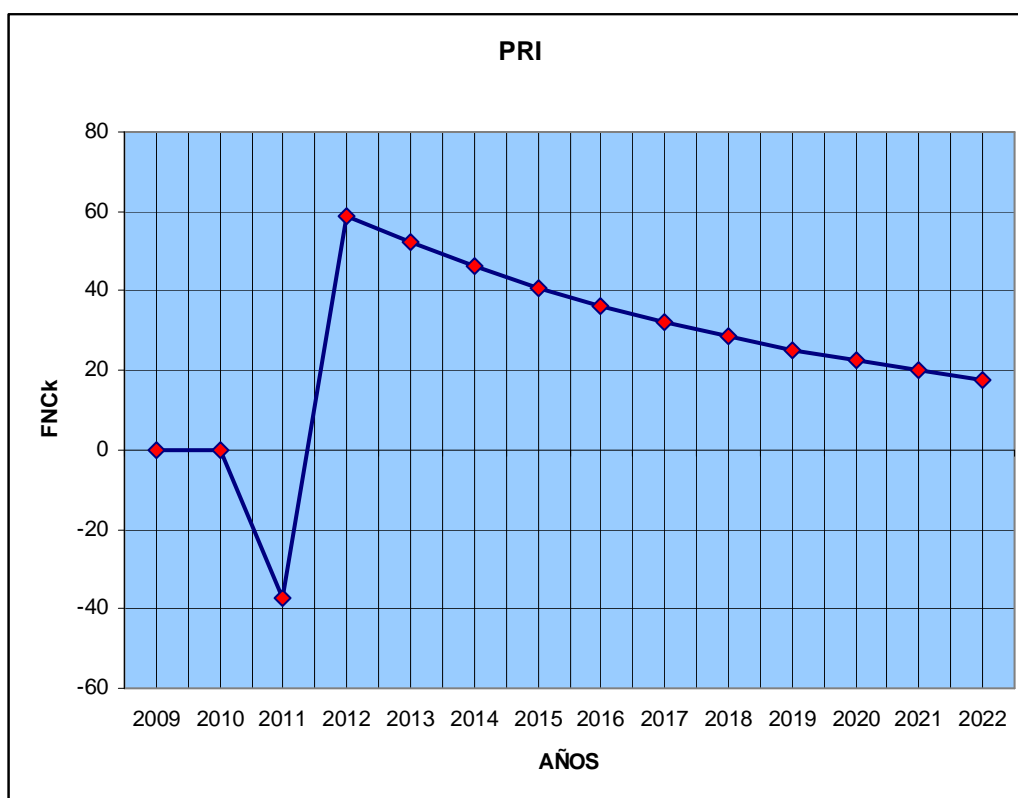
PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

COSTO	
PRODUCCIÓN	PRI
USD/BBL	DÍAS
12	303

ELABORADO POR: JORGE VERA

FIGURA 4.3

PERIODO DE RECUPERACION DE LA INVERSIÓN (FNCK VS TIEMPO)



ELABORADO POR: JORGE VERA

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES GENERALES

- El crudo, normalmente cuando es extraído del pozo viene con cierta cantidad de agua libre, pero también con agua en emulsión.
- El agua es un componente que le resta valor comercial por lo que se hace necesario eliminarla o disminuirla en el crudo.
- El agua libre es más fácil de eliminar que el agua en emulsión.
- El Bloque 27 tiene una producción de petróleo acumulada de 7,626 MM BF, y una cantidad de reservas iniciales de 22,353 MM BF, por lo que se determina que hasta el momento solo se ha producido el 34,12% del petróleo.
- Mediante las proyecciones de producción se puede concluir que el máximo caudal se tendrá en el año 2012, con una producción total de 20.426 BFPD (Fluido), donde 3.350 barriles son de petróleo y 17.076 son barriles de agua. Este escenario sería perforando ocho nuevos pozos durante el año 2011, con un aporte total de 1400 BPPD (Petróleo).
- La máxima cantidad de agua a reinyectar según las proyecciones de producción, será de 18.132 BAPD en el año 2022; y la capacidad máxima de los pozos reinyectores, es de aproximadamente 20.000 BAPD, por lo que no es necesario otro pozo inyector.
- En base a la producción actual y a las proyecciones, se evidenció que los separadores de producción están sobredimensionados. La producción máxima es de 20.426 BFPD (Fluido) y la capacidad de ambos separadores (V-100, V-140) es de 40.000 BFPD.

5.2 CONCLUSIONES ESPECÍFICAS

- Si no se instala un nuevo sistema de deshidratación en este campo, la dosificación de químicos para romper la emulsión, llegará a ser muy alta, debido al aumento del BS&W durante los próximos años.
- La implementación de un deshidratador térmico electrostático, optimizaría el proceso de separación agua, gas y petróleo en la Estación de Producción Tipishca. Estos deshidratadores son la tecnología más avanzada para separación de agua del petróleo hasta la fecha, y uno sólo de estos equipos reemplaza a los viejos tanques de lavado.
- La principal ventaja de instalar un deshidratador térmico electrostático, es que combina la eficiencia de un tratador térmico y uno electrostático en un solo equipo, permitiendo menores temperaturas de operación que un tratador térmico, debido al uso de electricidad; y una mayor eficiencia que en un tratador electrostático, gracias al incremento de temperatura y disminución de la viscosidad. Si se instala un tratador térmico, las temperaturas de operación serían más altas, ocasionando una pérdida mucho mayor de compuestos livianos, y por lo tanto una mayor pérdida en volumen.
- El deshidratador podría ser usado directamente después del manifold de producción, es decir en paralelo con los separadores, pero en este caso se desperdiciaría calor con la gran cantidad de agua que ingresaría a la sección de calentamiento, disminuyendo así la eficiencia del equipo y quemando más gas combustible. Esta reducción de eficiencia se da porque el crudo no alcanzaría la temperatura deseada, limitando la coalescencia, y causando que el fluido que pasa a la sección electrostática tenga una mayor cantidad de agua en emulsión. En este caso se debe controlar que la interfase de agua no llegue a sobrepasar el vertedero.
- El petróleo obtenido después del deshidratador térmico electrostático, puede ser usado para precalentar la mezcla proveniente de los pozos, antes de ingresar a los separadores de producción, mejorando aún más la eficiencia de todo el proceso de separación.

- El deshidratador térmico electrostático permitiría a cualquier campo aumentar su producción, sin tener que instalar un tanque de lavado, el cual ocuparía demasiado espacio y además que tarda horas en deshidratar el crudo.
- Teniendo un correcto mantenimiento del deshidratador térmico electrostático y del sistema de control, esta es una de las mejores alternativas para campos que producen crudo pesado.
- Con la implementación del deshidratador térmico electrostático, se podrá manejar problemas como una inadecuada dosificación de químicos , o una disminución en la eficiencia de los separadores de producción, ya que la eficiencia del deshidratador es muy alta y el tiempo de retención es bajo.
- El gas producido en la Estación de Producción Tipishca, será suficiente para abastecer el sistema de calentamiento del deshidratador térmico electrostático hasta el año 2018 sin considerar perforación de pozos nuevos, y hasta el año 2020 considerando la perforación de ocho nuevos pozos.
- Con la instalación del deshidratador térmico electrostático también se reduce la corrosión en los equipos aguas abajo, debido al menor contenido de agua que tendrá el petróleo.
- El tiempo de residencia del deshidratador, comparado con los tanques de lavado, es relativamente corto.
- El costo de la inversión es mayor, pero se obtiene una mayor eficiencia en el proceso de separación, y además se reduce considerablemente los costos por menor uso de químicos demulsificantes. Los costos de electricidad son despreciables; normalmente se gasta menos de un dólar por cada mil barriles de emulsión tratados.
- El análisis económico demuestra que el proyecto es rentable, con un valor actual neto (VAN) de 194,9, tasa interna de retorno (TIR) de 144,87% y la relación costo beneficio (B/C) de 6,19. El periodo de recuperación de la inversión (PRI) es de 303 días.

5.3 RECOMENDACIONES

- Implementar un deshidratador térmico electrostático en la Estación de Producción Tipishca, para reemplazar a los tanques de lavado (T-745, T-755, T-765) y a la bota de gas (V-120); y mejorar la eficiencia del proceso, y disminuir el tiempo que toma la separación de crudo en sus componentes, agua, gas y petróleo. Además instalar un scrubber para utilizar el gas separado, en los separadores de producción, como fuente de combustible en la sección de calentamiento.
- Mantener a los tanques de lavado (T-745, T-755, T-765) como reserva, en el caso de que llegará a fallar alguno de los otros equipos de separación, o se hallen en mantenimiento.
- Ubicar al deshidratador en serie después de los separadores de producción, para primero separar la mayor cantidad de agua libre en los separadores, y así disminuir el calor requerido en la sección de calentamiento del deshidratador, ya que no se desperdiciaría gas combustible, calentando el agua libre.
- En este tipo de deshidratadores se debe tener un excelente sistema de control, y el mantenimiento debe ser periódico, ya que existe un gran riesgo debido al peligro que representan los tubos de fuego; cualquier fuga que tengan estos, producirá una gran explosión.
- Se debe controlar el nivel del agua en ambas secciones del deshidratador, ya que en la primera sección, puede llegar a sobrepasar el vertedero, y en la segunda sección puede llegar al nivel de las grillas de electrodos y causar un cortocircuito. También se debe tener bajo mucho control, que el nivel de fluido dentro de la sección de calentamiento no sea menor que el de los tubos de fuego, porque si existiese alguna fuga en estos, entonces el fuego invadiría la zona del fluido, ocasionando daños a los equipos y/o personal.
- Para campos que producen crudos livianos o medianos (mayor a 22,3° API), solo sería recomendable instalar un tratador electrostático, sin sección de calentamiento, debido a la considerable pérdida de livianos que se tiene al calentar este tipo de crudos.

- El deshidratador térmico electrostático, es recomendable para cualquier campo de crudo pesado o extrapesado (menor a 22,3° API), donde existan problemas mayores de deshidratación, y donde se produzca suficiente gas para abastecer a la sección de calentamiento del deshidratador.
- Se debe capacitar al personal que labora en la Estación de Producción Tipishca, para el manejo y operación del deshidratador térmico electrostático.
- Aplicar este proyecto en campos de mayor producción, donde sea más evidente la eficiencia del deshidratador, ya que en el Bloque 27 la producción es baja comparada con otros campos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

KEN ARNOLD Y MAURICE STEWART. "Surface Production Operation", Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier, 2008

ABDEL, H., FAHIM M., Y MOHAMED AGGOUR. "Petroleum and Gas Field Processing", USA, Ed. Marcel Dekker, 2003

PETROPRODUCCIÓN. ARCHIVO TÉCNICO. Información general de los campos, Tipishca, Vinita y Blanca.

SHIRLEY MARFISI Y JEAN LUIS SALAGER. "Deshidratación de Crudo - Principios y Tecnología". Cuaderno FIRP N°853PP. Venezuela, Laboratorio FIRP, 2004.

STAISS F., R BOHM Y R. KUPFER. "Improved Demulsifier Chemistry", Vol. 6, N° 3, 1991.

FRANCIS MANNING Y RICHARD THOMPSON. "Oilfield Processing", Volumen 2, Primera Edición, USA, Ed. PennWell, 1991.

CARRILLO S. Y YUNDA M., Proyecto de Titulación, "Redimensionamiento de Facilidades de Producción del campo VHR", Quito, 2008

BENAVIDES A. Y ZALDUMBIDE J, "Proyecto de Titulación, Optimización de Facilidades de Producción de la Estación Shushufindi Central para las Actuales Condiciones de Operación del Campo", Quito, 2009.

BERMEO O., Proyecto de Titulación, "Análisis y Optimización de los Sistemas de Separación en Facilidades de Producción del Campo Libertador", Quito, 1997.

ANEXOS

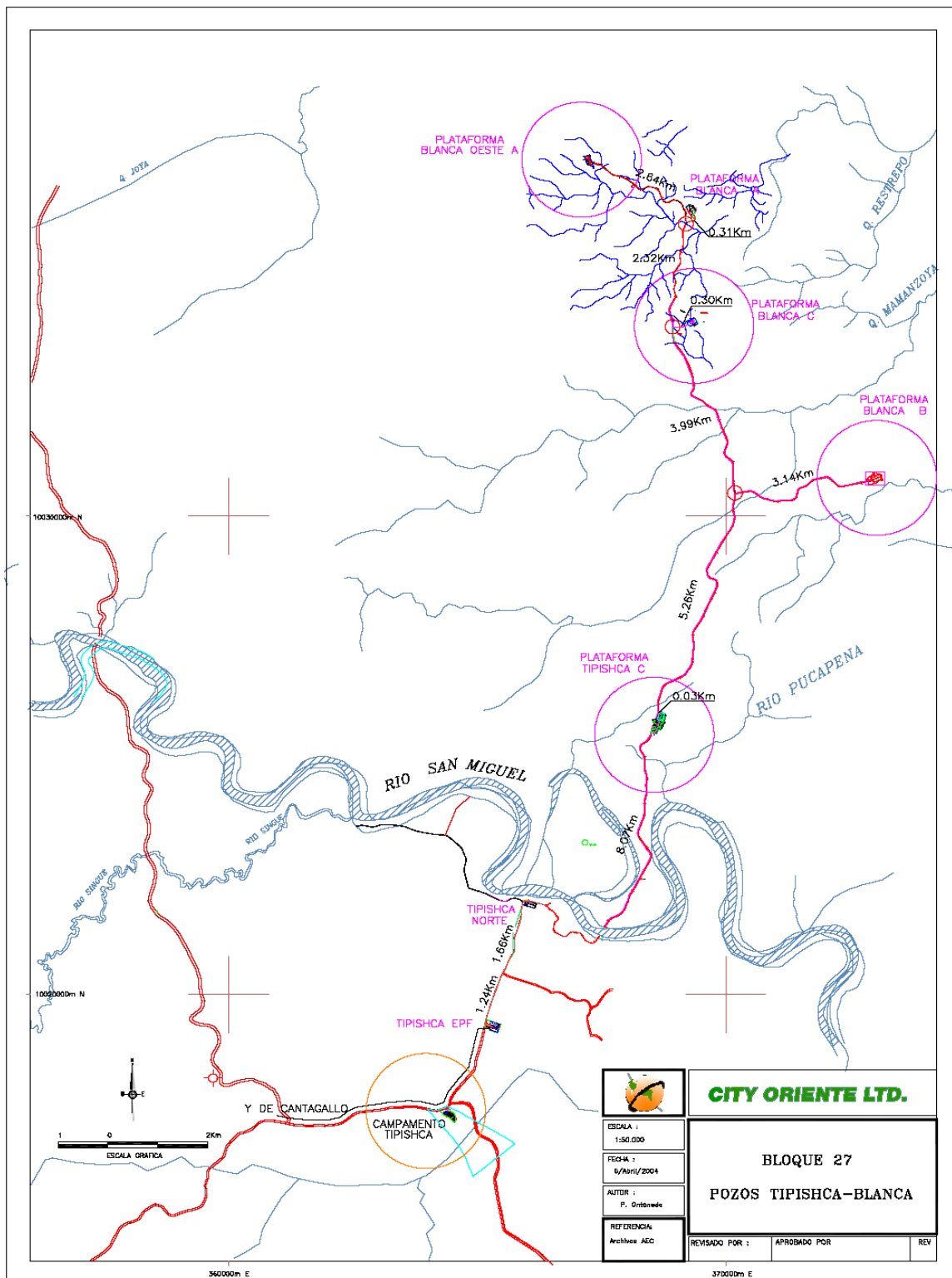
ANEXO No 1

**CLASIFICACIÓN, FECHA DE PERFORACIÓN Y ESTADO DE LOS POZOS
PRODUCTORES DEL BLOQUE 27**

POZOS PERFORADOS				
CAMPO	POZO	CLASIFICACIÓN	FECHA DE PERFORACIÓN	ESTADO
TIPISHCA-HUAICO	Huaico-1	Exploratorio	12-Oct-00	Produciendo
	Tipishca-1	Exploratorio	28-May-98	Produciendo
	Tipishca-2	Avanzada	23-Oct-98	Produciendo
	Tipishca-3	Desarrollo	31AGO99	Produciendo
	Tipishca-4	Desarrollo	17-Sep-99	Cerrado
	Tipishca-5	Desarrollo	3-Oct-99	Inyector
	Tipishca-6	Avanzada	2-Dec-05	Produciendo
	Tipishca-7	Desarrollo	6-Apr-01	Produciendo
	Tipishca-8	Desarrollo	24-Aug-04	Produciendo
	Tipishca-9	Desarrollo	5-Aug-04	Produciendo
	Tipishca-10	Desarrollo	8-Oct-05	Abandonado
	Tipishca-11	Desarrollo	18-Nov-05	Produciendo
	Tipishca-12	Desarrollo	11-Oct-05	Produciendo
	Tipishca-13	Desarrollo	18-Sep-05	Produciendo
	Tipishca-14	Desarrollo	12-Jan-06	Produciendo
	Tipishca-15	Avanzada	5-Feb-06	Abandonado
	Patricia-1	Exploratorio	22-Jul-98	Inyector
VINITA	Vinita-1	Exploratorio	24-Nov-71	Produciendo
	Vinita-2	Avanzada	6-Jan-75	Produciendo
BLANCA	Blanca-1	Exploratorio	18-Sep-04	Produciendo
	Blanca-2	Avanzada	13-Oct-04	Produciendo
	Blanca-3	Avanzada	12-Feb-06	Abandonado
	Blanca-4	Desarrollo	23-Feb-06	Cerrado
	Blanca-5	Desarrollo	15-Mar-06	Produciendo
	Blanca Oeste-1	Avanzada / Exploratorio	10-Apr-06	Abandonado
CALUMEÑA	Calumeña-1	Exploratorio	10-Nov-00	Abandonado
TASE	Tase-1	Exploratorio	25-Sep-98	Abandonado
MARGARET	Margaret-1	Exploratorio	25-Dec-71	Abandonado

ANEXO No 2

PLATAFORMAS BLOQUE 27

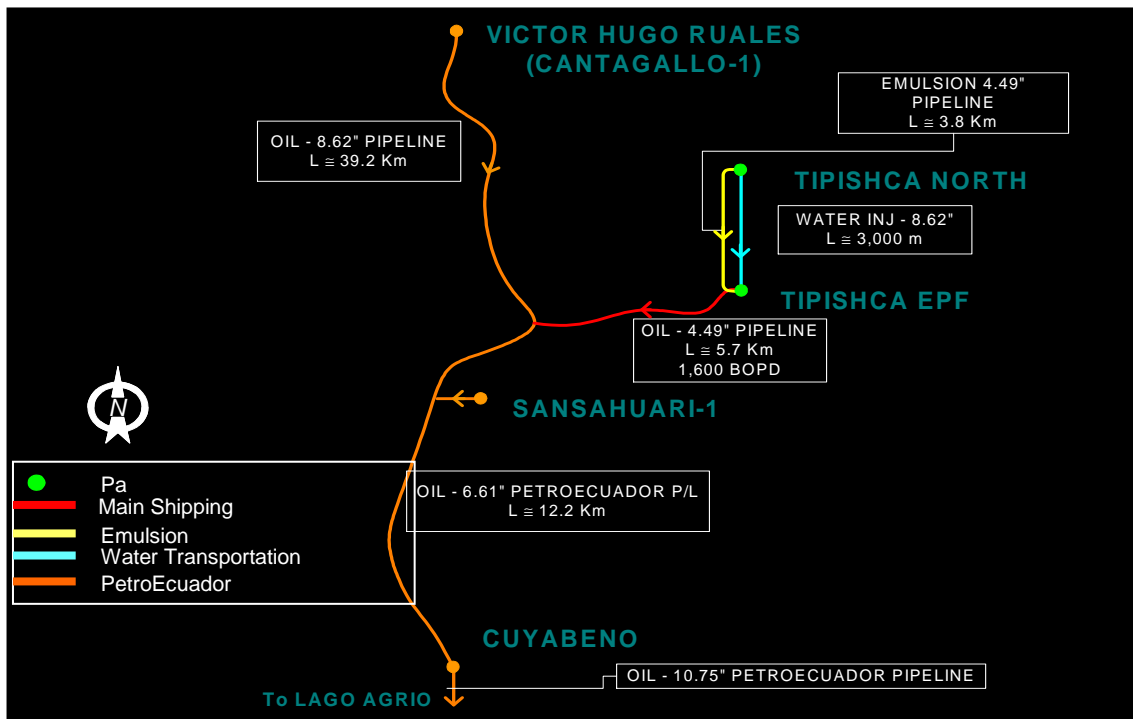


ESCALA : 1:50.000
FECHA : 6/Abril/2004
AUTOR : F. Ordóñez
REFERENCIA: Archivos AEC

CITY ORIENTE LTD.		
BLOQUE 27		
POZOS TIPISHCA-BLANCA		
REVISADO POR :	APROBADO POR	REV

ANEXO No 3

LÍNEAS DE TRANSPORTE DE CRUDO



ANEXO No 4**HISTORIAL DE PRODUCCIÓN ANUAL DE PETRÓLEO DEL BLOQUE 27**

	PETRÓLEO
AÑO	BPPD
1.998	49
1999	1466
2.000	1384
2001	1526
2.002	1167
2003	940
2.004	2268
2005	3933
2.006	4094
2007	3326
2.008	2798
2009	2673
2.010	2630

ANEXO No 5

FIGURAS VARIAS

CAUDAL Y TEMPERATURA DE TRATAMIENTO VS GRAVEDAD API DEL CRUDO, PARA DIFERENTES MÉTODOS DE TRATAMIENTO

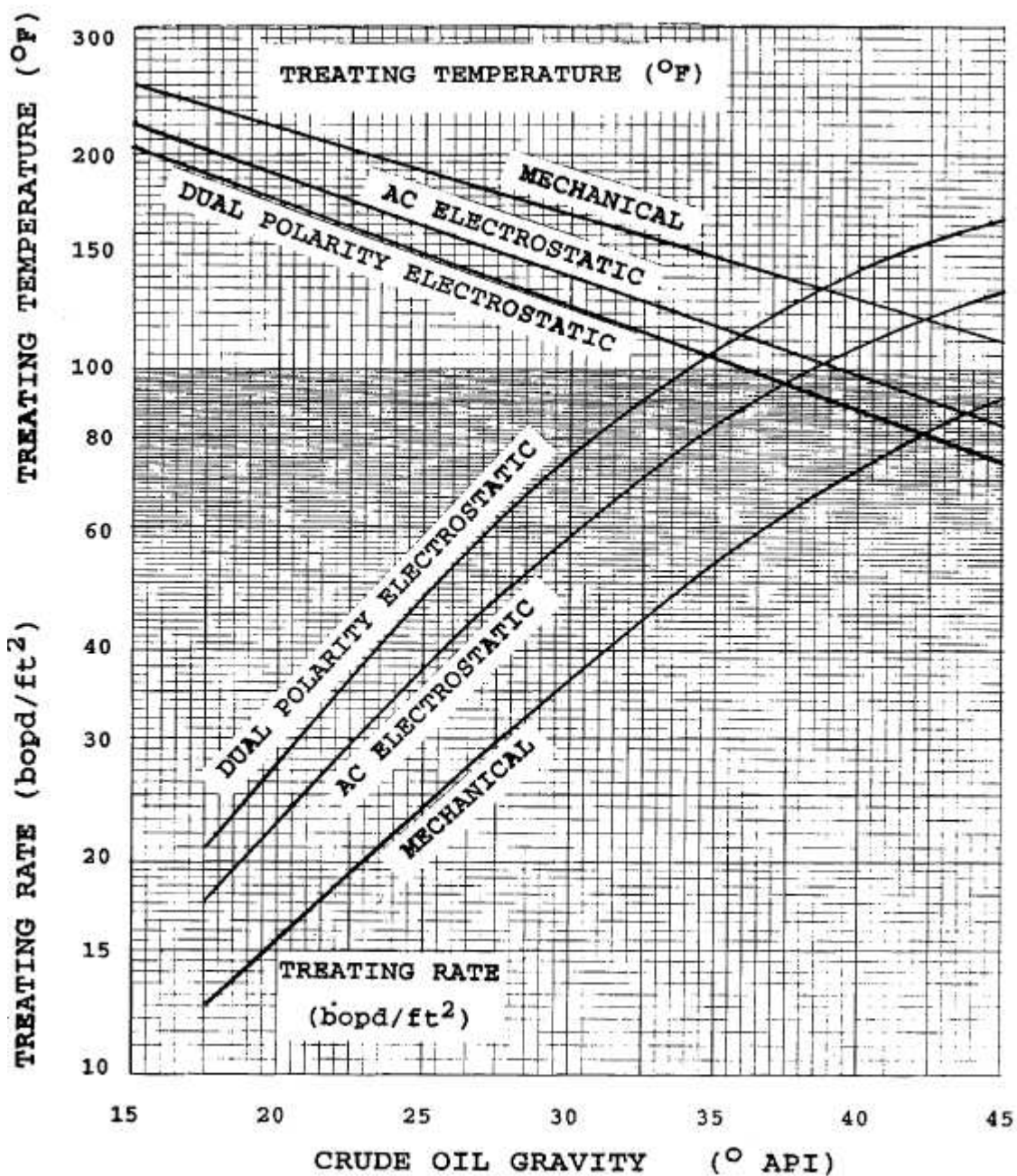


Figure 7-19: Estimates of Crude Treating Temperatures and Rates

VISCOSIDAD DEL CRUDO VS TEMPERATURA

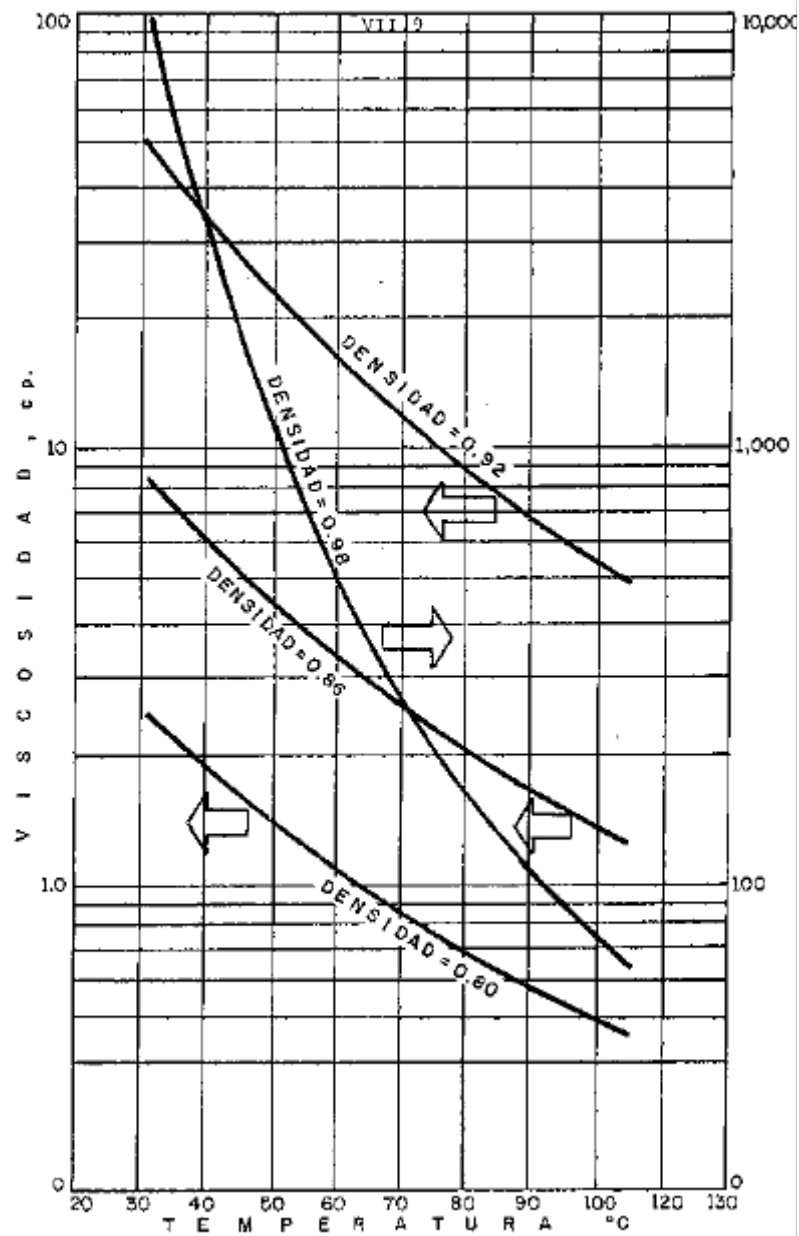
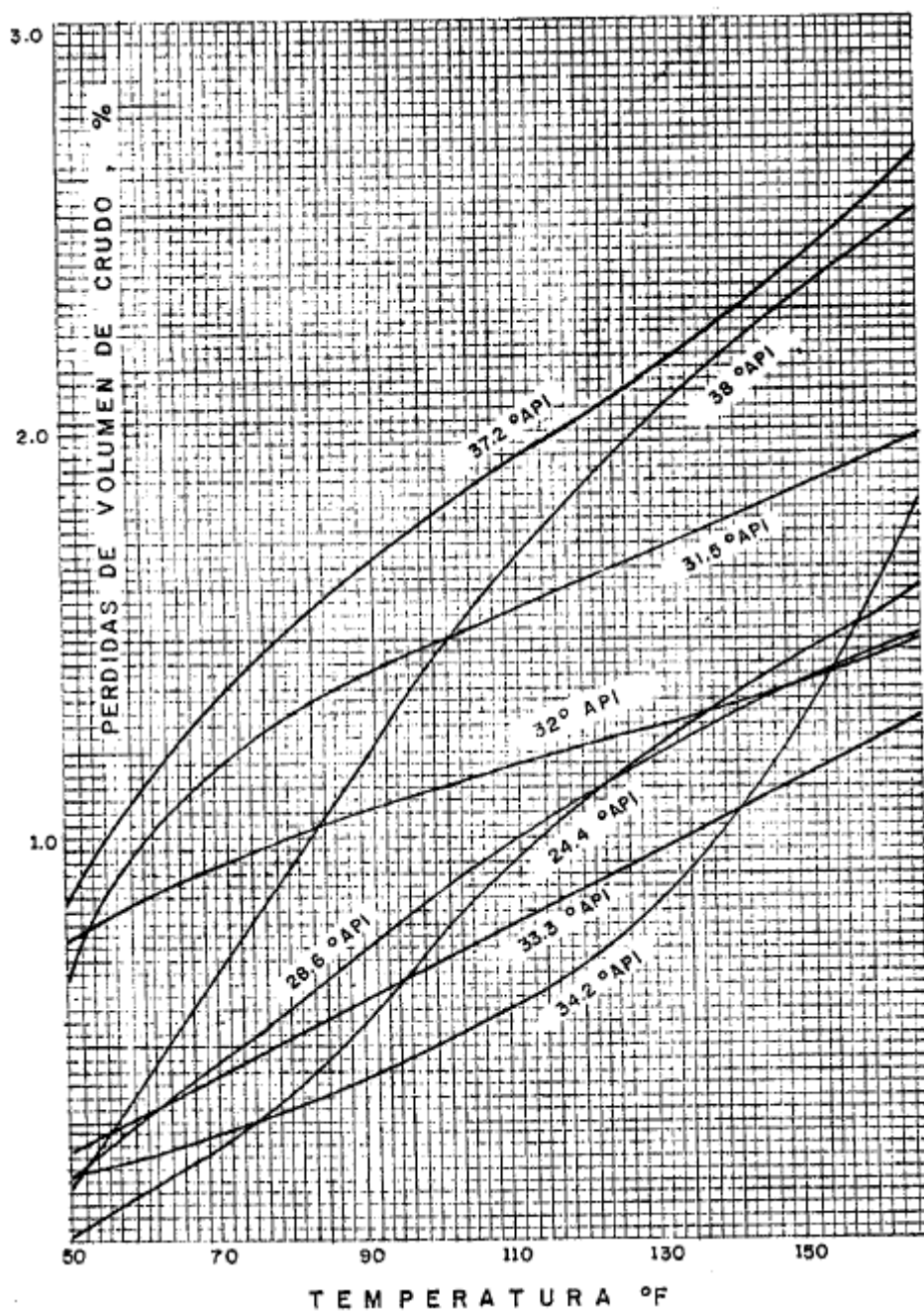


FIG.VII.2 VISCOSIDAD DEL CRUDO vs. TEMPERATURA.

**PÉRDIDAS DE VOLUMEN DE CRUDO VS TEMPERATURA, PARA
DIFERENTES GRADOS API DEL CRUDO**



ANEXO No 6

FOTOGRAFÍAS DEL MANIFOLD Y TANQUES DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN TIPISHCA

MANIFOLD



TANQUES DE LAVADO T-745, T-755, T-765



TANQUES DE ALMACENAMIENTO T-780, T-790, Y BOTA DE GAS V-130

