



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“EQUIPOS DE SEPARACIÓN DE GAS Y ACEITE EN
INSTALACIONES COSTA AFUERA”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

ALVARADO CÓRDOBA JOSÉ LUIS

DIRECTOR DE TESIS:

DRA. ROCÍO GUADALUPE DE LA TORRE SÁNCHEZ



MÉXICO, D. F. CIUDAD UNIVERSITARIA

DICIEMBRE, 2010.

Agradecimientos.

Padre, Dios mío gracias, por todo lo que implica el llegar a este momento; la vida, la salud, las bendiciones, los dones, la fe, la esperanza, tanta felicidad.....

Por mi bella, extraordinaria y amada mamá, Graciela Córdoba Silva, a quien le debo absolutamente todo. Mamita, gracias por ser mi mejor ejemplo, por cuidarme y quererme.

Por mi hermano amado, Carlos Alberto Alvarado Córdoba. Bro, te admiro, eres mi orgullo, mi amigo, eres el mejor. Por Carlos Santino Alvarado Córdoba Acosta, un enorme regalo tuyo para mi hermano y que compartimos con todo el corazón. Golden Baby, cuando te vi supe que serás el orgullo de tu papá y de muchos. Te quiero mucho chiquitín.

Por mamá Amparo. Mamita, gracias por atenderme, cuidarme, educarme y quererme tantos años. Te quiero mucho. Por papá Ismael. Papá, gracias por atenderme y educarme tantos años. Eres ejemplo para mí.

Por mi papá, José Luis Alvarado Bedolla. Gracias por tu apoyo y tus consejos. Te quiero mano.

Por la familia.

A mis tías, Elvia Córdoba, Blanca Córdoba, Coco Córdoba, Marisela Córdoba, Silvia Córdoba, Silvia Benhumea y Tania Benhumea, por todas sus atenciones que han hecho que me sienta querido por ustedes. Las quiero

A mis tíos, Carlos Córdoba (por los consejos y las pláticas, eres ejemplo importante para mí), Ismael Córdoba, Jorge Córdoba, José Córdoba, Gustavo Rodríguez (por tus múltiples atenciones, la convivencia de varios años, por compartir conmigo; nunca lo olvidaré), Juan Carlos Campos (por tu trato y tus palabras de aliento), Carlos Meza, Adrián Hernández y Román Benhumea. Todos me han hecho sentirme querido y yo les quiero, admiro y respeto. También de todos he aprendido y han sido ejemplo para mí en diferentes aspectos.

Por Ximena y Santiago. El maravilloso regalo que diste a mis tíos.

A mis primas y primos, por la buena convivencia que hemos tenido en estos años.

Por las amistades de ayer, hoy y siempre.

Por todas las personas inigualables. Marcela, por los momentos increíbles y únicos. Cinthya, por acordarte y confiar en mí, sabré responder de la mejor forma.

Por la Universidad Nacional Autónoma de México. Alma máter y Facultad de Ingeniería, gracias por darme instrucción, formación y conocimiento. Han sido parte fundamental en mis grandes logros y así será siempre.

Por mis maestros. Sin duda los recuerdo a todos y estaré siempre agradecido. Dra. Rocío de la Torre (por ser parte de mi formación, su ayuda y su aportación a este trabajo), Quím. Guadalupe Contreras (por ser parte de mi formación), Dr. Edgar Ramírez, Ing. Israel Castro y Dr. Sergio Quiñones. Gracias a todos por su apoyo y comprensión, que hacen posible este momento.

Por Reel Revolution Limited. A la compañía y a los señores Terence Borst, Alejandro Naim y Michael Buchanan por brindarme la confianza, permitirme formar parte del equipo y el apoyo para que este día llegara.

Por quererme como yo a ti, estar cerca de mí y cuidarme siempre; por darme tanto.

Gracias DIOS mío.

Te pido que siempre nos guíes en el camino, nos bendigas y cuides siempre.

Amén

ÍNDICE

RESUMEN

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO 1 “Conceptos Básicos”

1.1	Sistemas de Producción Costa Afuera	2
1.2	Pozos Costa Afuera	3
1.2.1	Árboles Submarinos	5
1.3	Tipos de Plataformas Costa Afuera	7
1.3.1	Plataformas Fijas	7
1.3.2	Plataformas Flotantes	9
1.4	Separadores	13
1.4.1	Principios de Separación	14

CAPÍTULO 2 “Descripción y Tipos de Pozos de Producción”

2.1	Árboles Secos	16
2.1.1	Válvulas del medio Árbol de Producción	17
2.2	Árboles Submarinos o Mojados	18
2.2.1	Árbol Sencillo	19
2.2.2	Árbol accionado hidráulicamente	23
2.2.3	Árbol sin asistencia de buzos	29

CAPÍTULO 3 “Manejo y Operación de Pozos con Alta RGA”

3.1	Tipos de Yacimiento y RGA	35
3.1.1	Relación Gas-Aceite	35

3.1.2	Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento	38
3.1.3	Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento	39
3.1.3	Yacimientos de Gas y Condensado	40
3.1.4	Yacimientos de Gas Húmedo	41
3.1.5	Yacimientos de Gas Seco	42
3.2	Condiciones de Operación por Alta RGA	43
3.2.1	Sistema de Producción para Aceite Volátil	44

CAPÍTULO 4 “Separación Gas-Aceite”

4.1	Equipos de Separación	46
4.2	Anatomía de un Separador	46
4.2.1	Sección de Separación Primaria	47
4.2.2	Sección de Separación Secundaria	48
4.2.3	Tipos de Extractor de Niebla	53
4.2.4	Sección de Retención de Líquido	56
4.2.5	Sección de Salida	57
4.3	Aplicación de un Separador	59
4.3.1	Tipos de Servicio	59
4.4	Datos de Diseño	62
4.4.1	Datos de Diseño del Separador	62
4.4.2	Diseños de Separadores	63
4.5	Etapas de Separación	65
4.6	Problemas de Espuma	67

CAPÍTULO 5 “Deshidratación”

5.1	Formación y Características de las mezclas Agua-Aceite	69
5.1.1	La Naturaleza del Agua Libre	69
5.1.2	La Naturaleza de una Emulsión	70
5.2	Determinación de los requerimientos para la Deshidratación	73
5.2.2	Medición de Agua Residual	74
5.3	Teoría de Deshidratación	74
5.3.1	Gravedad- Base de la Separación	75
5.3.2	Pre-tratamiento Químico	77
5.4	Adición de Calor	78
5.4.1	Beneficios de añadir calor al proceso de Deshidratación	78
5.4.2	Desventajas del proceso de Calentamiento	79
5.5	Superficies de Coalescencia	81
5.6	Campo Electrostático	82
5.6.1	Campo Electrostático Alternante	83
5.6.2	Campo Electrostático de Doble Polaridad	88
5.7	Aplicaciones del Equipo de Tratamiento de Aceite	93
5.7.1	Tipos de Equipo	93
5.8	Datos de Diseño	100
5.8.1	Datos de Diseño de un Tratador	100

CAPÍTULO 6 “Manejo y Remoción de Contaminantes”

6.1	Interfase de Lodo o Sedimento	103
------------	--------------------------------------	------------

6.1.1	Interferencia de la Interfase de Sedimento con el Proceso de Deshidratación	105
6.1.2	Eliminación de la Interfase de Sedimento	105
6.2	Arena	109
6.2.1	Interferencia en el proceso causada por la Arena	109
6.2.2	Manejo o Eliminación de Arena	109
CAPÍTULO 7 “Desalación”		
7.1	Contaminación con Sal – Definición del Problema	114
7.1.1	Requerimientos para la Desalación en Campo	115
7.1.2	Medición de los parámetros relacionados con la Sal	116
7.1.3	Solución del Problema – Esquemas de Sistemas de Desalación	116
7.1.4	Deshidratación – Un Subproceso	121
7.1.5	Dilución – Un Subproceso	123
7.2	Diseño del Equipo	126
7.2.1	Diseño del Sistema de Desalación	130
7.2.2	Eliminación del Agua Residual	139
7.2.3	Requerimientos del Sistema Eléctrico	139
7.2.4	Desemulsificante	139
7.2.5	Otros Subsistemas	140
7.2.6	Sistema Completo	140
CAPÍTULO 8 “Medición e Instrumentación de Separadores”		
8.1	Separador de Prueba	142

8.2	Medición de Flujo	143
8.2.1	Movimientos previos al Aforo	152
CAPÍTULO 9 “Simulación del Proceso de Separación”		
9.1	Caso de Estudio	155
9.2	Simulación en HYSYS	156
9.2.1	Consideraciones para la Simulación	156
9.2.2	Secuencia de Simulación	158
9.2.3	Análisis de la Simulación	162
9.3	Simulación de un Separador Real	166
9.3.1	Secuencia de Simulación de un Separador Real	167
9.3.2	Separador Ideal vs. Separador Real	169
CONCLUSIONES		170
NOMENCLATURA		171
APÉNDICE		172
BIBLIOGRAFÍA		179

LISTA DE FIGURAS

Figura		Página
1.1	Árbol Submarino	6
1.2	Plantilla	7
1.3	Plataforma Fija	8
1.4	Plataforma de Gravedad	9
1.5	Plataforma Semisumergible	10
1.6	Sistema Flotante de Producción Almacenamiento y Descarga FPSO	10
1.7	Plataforma de Piernas Tensionadas TLP	11
1.8	Plataforma Spar	12
1.9	Secciones del Separador	14
2.1	Árbol de Válvulas Convencional	16
2.2	Árbol Submarino	18
2.3	Árbol Submarino Sencillo	19
2.4	Buje Orientador	20
2.5	Colgador	21
2.6	Conector Manual del Árbol	22
2.7	Válvula Lateral	22
2.8	Árbol accionado hidráulicamente	23
2.9	Conector hidráulico del Árbol	24
2.10	Carrete Wye y Desviadores	25
2.11	Colocación del Desviador	25

2.12	Piloto tipo U	28
2.13	Arreglo de válvulas con pilotos	28
2.14	Árbol sin asistencia de buzos	29
2.15	Conectando la Línea de Flujo	31
2.16	Conectando la Línea de Flujo	32
3.1	Envolvente de Fases	35
3.2	Variación de la Presión y RGA vs. Recuperación	37
3.3	Envolvente de Fases del Aceite Negro	38
3.4	Envolvente de Fases del Aceite Volátil	39
3.5	Envolvente de Fases de Gas y Condensado	41
3.6	Envolvente de Fases del Gas Húmedo	42
3.7	Envolvente de Fases del Gas Seco	42
3.8	Sistema de Producción para Aceite Volátil	44
4.1	Diseño básico de un Separador	47
4.2	Diseños de Absorción de Momentum a la Entrada	48
4.3	Características de la partícula Líquida	50
4.4	Subdivisión mecánica de la sección transversal	51
4.5	Efectos del factor K sobre la película de caída	52
4.6	Arrastre vs. Factor K	52
4.7	Extractor de Niebla de placas paralelas Dixon	53
4.8	Extractor de Niebla de Veleta	54
4.9	Extractores de Niebla con malla de Alambre	55
4.10	Diseños de Rompe-vórtices de Salida	57

4.11	Controles de Salida	58
4.12	Esquema de Separación en Campo	61
4.13	Sección atrapa baches de flujo cruzado	64
4.14	Separador horizontal con Veletas TP	65
4.15	Tanque de Almacenamiento, 3era. Etapa de Separación	65
5.1	Fase de Aceite	72
5.2	Gráfica Viscosidad – Temperatura	80
5.3	Gráfica Densidad – Temperatura	80
5.4	Pérdida Volumen vs. Temperatura	81
5.5	Pérdida API vs. Temperatura	81
5.6	Átomo de Agua	83
5.7	Gota de Agua en un Campo Eléctrico	84
5.8	Sistema Electrostático Convencional	86
5.9	Ondas de Voltaje de forma Senoidal	86
5.10	Efecto del Campo sobre la Emulsión	86
5.11	Proceso de Campo Alterno	87
5.12	Configuración Doble Electrodo Caliente	87
5.13	Gota en un Campo de Corriente Directa	88
5.14	Comportamiento de la Gota en un Campo de Corriente Directa	89
5.15	Electrodo de Polaridad Dual	89
5.16	Unidad de Deshidratación Electrostática de Polaridad Dual	90
5.17	Voltaje Nominal RMS	90
5.18	Rendimiento de Gastos para Sistemas AC y AC/DC	92

5.19	Comparación de los Sistemas AC y AC/DC vs. Temperatura	92
5.20	Tanques de Almacenamiento	94
5.21	Tratador Vertical	95
5.22	Tratador Horizontal Mecánico	98
5.23	Grados de Separación Aceite – Agua para diferentes tipos de Equipo de Separación	100
6.1	Emulsión no resuelta	104
6.2	Desempeño del Desemulsificante	104
6.3	Calentamiento Automático	105
6.4	Calentamiento en Deshidratadores Electrostáticos	106
6.5	Configuración del Desagüe para la Interfase de Sedimento	107
6.6	Configuración del Desagüe para la Interfase de Sedimento	107
6.7	Reciclaje de Sedimento	107
6.8	Sistema de Tratamiento por Separado	108
6.9	Diseños de Recipientes que manejan Arena	110
6.10	Jets y Desagües para Arena	110
6.11	Tratador Vertical	111
7.1	Deshidratación de Una Etapa	116
7.2	Nivel de Remoción % vs. Densidad API	117
7.3	Proceso de Dilución	118
7.4	Deshidratación de Dos Etapas	119
7.5	Sistema de Desalación de Dos Etapas con Reciclaje	120
7.6	Requerimientos de Agua de Dilución vs. Remoción %	121

7.7	Límite hipotético de un Gasto de Agua de Dilución Infinito	122
7.8	Reciclaje Interno	125
7.9	Reciclaje Interno con circuito de circulación cerrado	125
7.10	Desalador de Alta Capacidad	127
7.11	Conexión en configuración delta a los Transformadores	128
7.12	Válvula con circuito de Presión Diferencial	130
7.13	Inyector de Mezclado	130
7.14	Sistema de Inyección de Agua de Dilución	132
7.15	Sistema con Sensor y Controlador de Flujo	133
7.16	Sistema para Gastos de Crudo variables y ahorro de Agua de Dilución	133
7.17	Unidad de Calentamiento Independiente	134
7.18	Bobina de Calentamiento	134
7.19	Sistema de Desalación con Intercambiadores de Calor	135
7.20	Mantenimiento de Presión por encima de la Presión de Burbuja	136
7.21	Mantenimiento de Presión por encima de la Presión de Burbuja	136
7.22	Desempeño de la Bomba y capacidad de liberación de las Válvulas	138
7.23	Sistema de Inyección de Químicos	140
8.1	Separador de Prueba y Equipo de Medición	142
8.2	Patrones de Flujo	143
8.3	Placa de Orificio	144
8.4	Características de los Registradores	146

8.5	Diagrama del Manifold	147
8.6	Celda diferencial del Registrador de Flujo	148
8.7	Gráfica L-10 con rayado irregular	148
8.8	Rayado fuera de rango	149
8.9	Controlador de Presión	150
8.10	Válvula reguladora de Flujo	151
8.11	Fitting	152
9.1	Ingresando Componentes al Simulador	158
9.2	Ingresando la Fracción C_{6+}	158
9.3	Ingresando Ecuación de Estado	159
9.4	Ingresando Fracción Mol de la mezcla	159
9.5	Ambiente de Simulación	160
9.6	Tren de Separación de 4 Etapas	160
9.7	Hoja de Cálculo de propiedades de la Corriente de Alimentación	161
9.8	Envolvente de Fases del Aceite	161
9.9	Tren de Separación de 5 Etapas	163
9.10	Tren de Separación con Scrubbers	164
9.11	Separador Trifásico	167
9.12	Ingresando el Arrastre de Líquido en el Gas	168
9.13	Ingresando las dimensiones de los Internos del Separador	168
9.14	Corrientes del Separador Ideal	169
9.15	Corrientes del Separador Real	169

LISTA DE TABLAS

Tabla		Página
9.1	Composición de la mezcla	155
9.2	Resultados de la Simulación (4 Etapas de Separación)	162
9.2.a	Resultados de la Simulación (4 Etapas de Separación)	162
9.3	Resultados de la Simulación (5 Etapas de Separación)	163
9.3.a	Resultados de la Simulación (5 Etapas de Separación)	164
9.4	Resultados de la Simulación (Scrubbers)	164
9.4.a	Resultados de la Simulación (Scrubbers)	165
9.4.b	Resultados de la Simulación (Scrubbers)	165

INTRODUCCIÓN

La producción de hidrocarburos en México se encuentra dividida en cuatro zonas: Región Sur, Región Norte, Región Marina Noreste y Región Marina Suroeste. En general, las dos regiones marinas producen el 80 % del petróleo en el país lo cual convierte al Golfo de México en la zona más importante en explotación de petróleo, por ello es necesario manejar de forma adecuada los hidrocarburos, ya que la producción del país depende, en parte, de buenas decisiones basadas en el conocimiento de la ingeniería, de los equipos e instalaciones.

Una de las etapas de la explotación de petróleo es la producción y transporte del hidrocarburo, el área de producción es de suma importancia para cumplir con los objetivos de las compañías; parte de la rentabilidad de este negocio para poder maximizar el valor de la producción de aceite mediante procesos apropiados y eficientes. Los Centros de Proceso tienen la función de separar a condiciones bajas de presión la mezcla de aceite y gas proveniente de los pozos, enviando en forma independiente el aceite y gas amargo hacia otros centros de proceso para complementar su tratamiento.

El conocer y analizar los flujos de petróleo en los equipos y ductos permite tomar medidas correctas para manejar y mantener la producción, la cual es prioridad día a día de las compañías, por lo que el ingeniero petrolero tiene que contar con los conocimientos necesarios de cada elemento y equipo que forman parte de esta área.

Los diferentes factores que intervienen en el buen manejo de producción son diversos, desde el conocimiento del tipo de crudo, sus propiedades, la cantidad de gas, etcétera; hasta el diseño de las instalaciones, para que puedan de forma eficiente mantener la producción, tratamiento y transporte del crudo. Para el caso en estudio el tipo de aceite tendrá un valor importante en el diseño de equipos y su manejo.

Por lo antes mencionado este proyecto está enfocado a mostrar a detalle cada equipo y sistema de una forma práctica, donde se conjunte el análisis y la filosofía de operación de los equipos que forman parte del proceso de producción de petróleo en instalaciones costa afuera, partiendo desde el punto de inicio del proceso de producción hasta el envío de aceite y gas para su almacenamiento o exportación.

Los problemas que se pueden presentar en el manejo de crudo tienen relación con la capacidad de los equipos, misma que representa un alto índice en falta de producción, ya que los pozos con alta relación gas-aceite RGA requieren de consideraciones especiales para poder extraer óptimamente el aceite, la rentabilidad de la extracción de petróleo está principalmente en el aceite. La separación del crudo es un proceso que requiere de amplios conocimientos y es la pauta para mantener la producción estable en las instalaciones y Centros de Proceso evitando o disminuyendo pérdidas grandes de aceite.

CONCEPTOS BÁSICOS

El petróleo y el gas natural representan el 58% del suministro de energía a nivel mundial (British Petroleum: Statistical Review of World Energy, 2009), por lo que la producción petrolera es indispensable para poder cubrir las necesidades y demanda de los países.

Alrededor del 80% de la producción de hidrocarburos en México proviene de sus yacimientos costa afuera (Pemex, 2010). El aceite y gas natural son traídos a la superficie, de los yacimientos, a través de pozos que han sido perforados y terminados para producir estos fluidos de forma segura y económica.

La tecnología de perforación, terminación y producción del aceite y gas fundamentalmente es la misma para los yacimientos en tierra y costa afuera, la diferencia está en los espacios y la logística de transporte. Una vez que se tiene en superficie el hidrocarburo, es necesario contar con equipos diseñados específicamente para el tipo de aceite que se extrae, las consideraciones más importantes para seleccionar las instalaciones y los equipos para producir los hidrocarburos son:

1. Las propiedades de los fluidos del yacimiento.
2. El gasto de producción.

Los fluidos producidos deben ser procesados para su venta, transporte, almacenamiento y, en algunos casos, reinyección o eliminación. El tratamiento o procesamiento del aceite crudo involucra diferentes procesos:

- a. Separación
- b. Remoción de Contaminantes
- c. Desalación

La separación de líquidos y gases es el más básico y antiguo de los procesos en un campo petrolero.

1.1 Sistemas de Producción Costa Afuera

La historia de la producción de petróleo costa afuera data de fines del siglo XIX, cuando pozos petroleros fueron perforados desde muelles construidos a lo largo de la costa de California, E.U.A. Geológicamente la plataforma continental es considerada una extensión de la tierra continental y fue bastante natural seguir la pista de una acumulación de aceite en tierra hacia abajo en el fondo de mar. Estos pozos californianos fueron el primer intento de esta búsqueda (Tanaka S., Okada Y., Ichikawa Y., Reino Unido, 2005).

Si la búsqueda de petróleo y gas natural se extendió de tierra a costa afuera, también el uso de equipo empleado para su producción. La producción y el equipo de procesamiento de petróleo en campo, típicamente incluyen pozos para traer el aceite y gas de la formación a la superficie, equipo de separación para separar el gas, aceite y agua asociada, algún medio para transportar los productos tal como un represionador (bomba/compresor) y ductos.

En la mayoría de los campos costa afuera estos componentes del equipo son esencialmente los mismos que aquellos usados en campos en tierra solo que se requiere de algún tipo de estructura de soporte para mantenerlos por encima del agua, es decir, plataformas costa afuera. Los muelles californianos descritos anteriormente fueron, en este sentido, las primeras plataformas de producción costa afuera.

Plataformas fijas han sido utilizadas desde entonces, aunque el material para construirlas cambio de madera a acero y concreto. Estas plataformas, mientras que buenas en lo que pueden proporcionar al medio de trabajo, probablemente cercano a instalaciones en tierra, tienen el problema de incrementar considerablemente su costo conforme se incrementa el tirante de agua y su tiempo de construcción es largo. Para contrarrestar estos problemas, la industria petrolera desarrolló plataformas flotantes en los 70. Estas incluyen las semisumergibles, una extensión funcional de sus hermanas en la flota de Unidades Móviles de Perforación Costa Afuera (MODU), los barcos llamados Sistemas Flotantes de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO) y las Plataformas de Piernas Tensionadas (TLP).

Mediante este tipo de plataformas es posible utilizar equipo destinado a aplicaciones terrestres en ellas.

La otra forma es hacer el equipo capaz de funcionar bajo el agua y ponerlo en el lecho marino, esto es, un sistema de producción submarino.

El avance de la tecnología submarina mientras tanto ha llevado al desarrollo de otros tipos de equipo especialmente diseñados para su aplicación submarina, es decir, manifolds para coleccionar/desviar los fluidos producidos y de servicio por los caminos de flujo, bombas multifásicas que pueden elevar la presión de la mezcla de gas y líquido y separadores gas-líquido, todos con su respectivo equipo de control.

Hoy en día estas plataformas y sistemas submarinos son aplicados en varias combinaciones, cada una con el objetivo de satisfacer de la mejor forma el medio ambiente particular en el que operan. Estos están ofreciendo a la industria petrolera muchas opciones para elegir un sistema de producción. Sin embargo, la investigación y desarrollo aun continúa para aprovechar el gas y el aceite en aguas todavía más profundas y ambientes más complejos.

1.2 Pozos Costa Afuera

Al agujero hecho por una barrena de perforación se le llama pozo. El objetivo de hacer el pozo es producir los fluidos del subsuelo tales como agua potable, salmuera, aceite crudo, gas natural y fluidos geotérmicos, así como estudiar las propiedades de formaciones del subsuelo.

En el Medio Oriente y China han tenido pozos produciendo agua o gas natural desde la era antes de Cristo (Tanaka S., Okada Y., Ichikawa Y., Reino Unido, 2005). Por el año 1200, se perforaron pozos de 450 metros de profundidad en China mediante un método de resorte y polea (Tanaka S., Okada Y., Ichikawa Y., Reino Unido, 2005). El principio de operación de este método es generar percusión arrojando herramientas pesadas al fondo del pozo. Este método fue predecesor de un sistema de perforación con cable que fue usado hasta antes de 1970 (Tanaka S., Okada Y., Ichikawa Y., Reino Unido, 2005).

Los dispositivos rotatorios energizados manualmente se introdujeron para hacer pozos geotérmicos en Francia a principios de 1800 (Tanaka S., Okada Y., Ichikawa Y., Reino Unido, 2005). Los dispositivos mecánicos y los sistemas de circulación fueron introducidos a finales de la década de los 50. En 1901 se perforó y terminó exitosamente el pozo Lucas en el campo Spindletop (Estados Unidos de América) mediante el método de perforación rotatoria con fluido de circulación que consistía de agua y arcilla (Tanaka S., Okada Y., Ichikawa Y., Reino Unido, 2005).

El uso de bentonita como componente del fluido de perforación empezó en 1935 (Tanaka S., Okada Y., Ichikawa Y., Reino Unido, 2005). Las barrenas tricónicas equipadas con toberas para limpiar el pozo de recortes se introdujeron alrededor de 1950 (Tanaka S., Okada Y., Ichikawa Y., Reino Unido, 2005).

La tecnología de perforación direccional ha hecho un gran progreso en el nivel de la perforación de alcance extendido y los pozos horizontales, a través del desarrollo de motores de fondo y herramientas de medición durante la perforación.

La perforación desde un muelle alejado de la costa fue realizada a finales de la década de 1890 (Tanaka S., Okada Y., Ichikawa Y., Reino Unido, 2005). La perforación y producción de aceite en una locación donde la tierra está fuera de la vista se logró costa afuera de Louisiana, E.U.A, con un tirante de agua de 6 metros en 1947 (Tanaka S., Okada Y., Ichikawa Y., Reino Unido, 2005). El pozo fue perforado desde un sistema de plataforma asistida por una embarcación.

Cuatro tipos básicos de equipos móviles de perforación costa afuera fueron desarrollados poco tiempo después del primer pozo costa afuera:

1. El equipo sumergible en 1949.
2. El equipo en forma de barco 1953.
3. El equipo Jack-up o autoelevable en 1954.
4. El equipo semisumergible en 1962.

Los barcos perforadores y los equipos semisumergibles son llamados flotantes. Estas estructuras flotan durante la operación. Las plataformas flotantes son equipadas con instalaciones únicas que no se utilizan en las operaciones en tierra (riser marino, compensación de movimiento, etc). El sistema de posicionamiento dinámico (DPS) fue introducido para operaciones en aguas profundas en 1961.

El pozo de investigación científica "SG-3" en Rusia alcanzó la profundidad de 12,263 metros en 1988, y ha tenido el record de profundidad desde entonces (Tanaka S., Okada Y., Ichikawa Y., Reino Unido, 2005). El pozo exploratorio de hidrocarburos más profundo fue de 9,583 metros en 1974, E.U.A (Tanaka S., Okada Y., Ichikawa Y., Reino Unido, 2005). Para pozos costa afuera, uno fue perforado con tirante de agua de 2,965 metros en 2001, Brasil (Tanaka S., Okada Y., Ichikawa Y., Reino Unido, 2005). Un pozo de producción fue terminado con sistema submarino costa afuera de Brasil a 1,852 metros de tirante de agua en 1998 (Tanaka S., Okada Y., Ichikawa Y., Reino Unido, 2005).

La tecnología costa afuera está constantemente en progreso, enfocada hacia aguas más y más profundas para buscar y producir los recursos para el futuro bienestar del mundo.

1.2.1 Árboles Submarinos

Un pozo submarino tiene el mismo objetivo que un terrestre; sin embargo, tiene ventajas como no ocupar espacio en la superficie que normalmente ocupan los árboles secos, o tener menor número de válvulas.

Básicamente el pozo submarino consta de las siguientes partes:

- Árbol submarino
- Cable umbilical
- Ducto en superficie

El Cable Umbilical permite la comunicación hidráulica del árbol submarino a las válvulas de seguridad en superficie conectadas a su vez a la consola de seguridad de pozos.

El primer equipo de producción que fue completamente colocado bajo el agua fue un pozo de gas terminado en el fondo del Lago Erie en E.U.A. en 1943 (Tanaka S., Okada Y., Ichikawa Y., Reino Unido, 2005).

Aunque este pozo utilizó equipo de terminación terrestre sin ninguna modificación, uno fue diseñado y desarrollado subsecuentemente, específicamente para aplicación submarina. A la fecha hay más de 1000 pozos submarinos perforados y terminados alrededor del mundo (Tanaka S., Okada Y., Ichikawa Y., Reino Unido, 2005).

Los árboles submarinos son como los árboles usados en tierra, medios primarios de control de flujo que consisten de una serie de válvulas, y algunas veces un dispositivo de control (estrangulador) a lo largo del camino del fluido producido con equipo de control asociado.

Aunque los árboles, al inicio del desarrollo submarino, dependían en gran medida de la asistencia de buzos para su instalación y operación, la tendencia es hacia menor dependencia y conexiones operadas remotamente, válvulas y estranguladores por medios hidráulicos son extensamente utilizadas.

Los árboles son instalados por equipos de perforación utilizando un instructivo establecido entre una estructura base preinstalada y un equipo para el posicionamiento y orientación. Para aguas profundas donde el uso de un manual no es práctico, un sistema sin instructivo está disponible.

Inicialmente los pozos con terminación submarina fueron vistos por muchos como un mal inevitable para la producción en aguas profundas. Conforme su desempeño mejoró y se ganó confianza en ellos, se ha incrementado su uso aún en los rangos de profundidad de plataformas fijas.

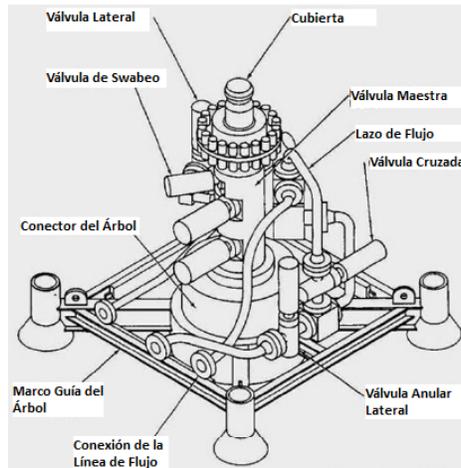


Figura 1.1. Árbol Submarino

Los yacimientos descubiertos que están cercanos a infraestructura existente, o partes de un yacimiento en producción demasiado lejanas para alcanzar las plataformas existentes son desarrollados utilizando pozos submarinos enlazados a plataformas que reciben su producción, proporcionando medios económicos para desarrollar el campo.

También pozos exploratorios, típicamente taponados y abandonados después de un corto periodo de prueba, son terminados bajo el agua y puestos en producción por algunos meses utilizando plataformas de perforación equipadas con instalaciones de producción temporales o plataformas construidas con este propósito.

Donde es deseable perforar varios pozos desde una locación, se utiliza algunas veces una plantilla de pozos. Una plantilla es una estructura de acero que proporciona soporte estructural y un espaciamiento adecuado a los pozos.

Así el equipo de perforación puede moverse de la posición de un pozo a otra solo con ajustar las líneas de anclaje, el uso de una plantilla puede traer ahorros en el costo de la perforación.

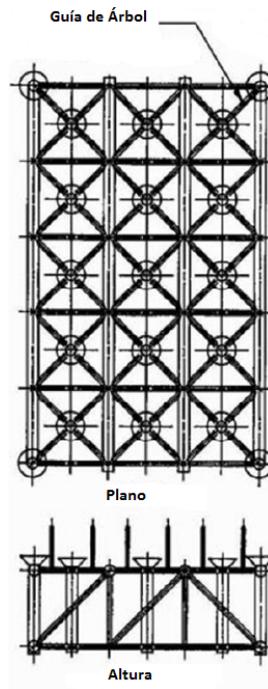


Figura 1.2. Plantilla

1.3 Tipos de Plataformas Costa Afuera

1.3.1 Plataformas Fijas

Son las plataformas usadas más ampliamente y también son llamadas plataformas de plantilla. Este tipo de plataforma normalmente consiste de sobrecubierta, pilares y cubierta. La sobrecubierta es fijada al fondo del mar mediante los pilares y juntos soportan la carga de la cubierta.

La cubierta o el piso es la parte más alta de la estructura de la plataforma y alberga la mayoría del equipo. La cubierta se fabrica de tubos de acero en un patio de construcción, es transportada y botada en el sitio por una barcaza, volteada, bajada al fondo del mar y apilada.

La cubierta normalmente se divide en varios módulos, los cuales son fabricados individualmente en un patio o astillero, transportados en una barcaza al sitio donde la sobrecubierta está ya instalada, levantados, y fijados encima de la sobrecubierta.



Figura 1.3. Plataforma Fija

La función de este tipo de plataforma puede variar desde simple producción de pozos hasta combinar perforación y producción con todo el equipo necesario para perforar los pozos, procesar y transportar el fluido producido. La función de almacenaje normalmente no la proporciona. Este tipo de plataforma se ha encontrado en tirantes de agua de 411 metros en el Golfo de México.

Conforme la profundidad aumenta los costos se incrementan, para este caso la alternativa son plataformas llamadas Torres Compatibles y han sido aplicadas en tirantes de agua mayores a 500 metros, "aguas profundas".

Otro tipo de plataforma fija son las plataformas de gravedad. Obtienen la estabilidad requerida, de su propio peso. La subestructura normalmente está construida de concreto en el fondo, y protegida por una playa o costa cercana, debido a esta particularidad, las locaciones geográficas en las cuales puede ser aplicada son limitadas. Solo unas pocas aplicaciones pueden encontrarse en el mundo (Tanaka S., Okada Y., Ichikawa Y., Reino Unido, 2005).

Este tipo es adecuado para desempeñar perforación y producción. La capacidad de almacenamiento puede ser incorporada fácilmente, haciendo este tipo de estructura adecuado en situaciones donde la transportación por ductos no está todavía disponible.

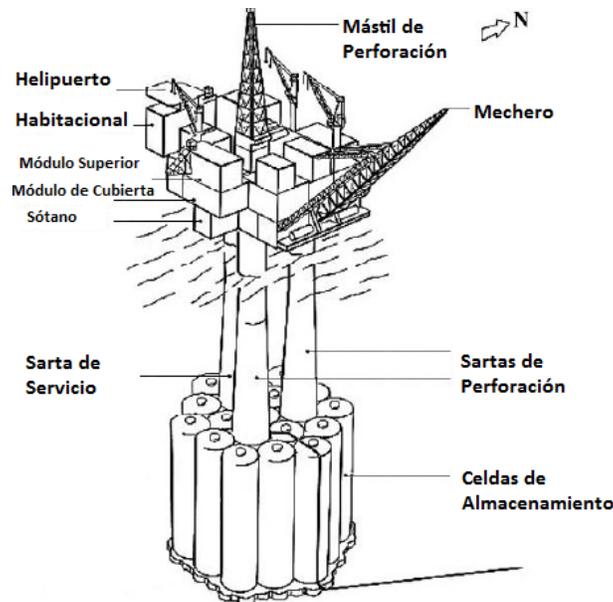


Figura 1.4. Plataforma de Gravedad

1.3.2 Plataformas Flotantes

Aunque las plataformas fijas proveen un medio de trabajo estable, típicamente tienen desventajas de largo tiempo de entrega y costos bastante sensibles a la profundidad. Una solución a estos problemas han sido las plataformas flotantes ancladas al lecho marino. Una ventaja adicional es la facilidad para movilizarse a otra locación y reutilizarse después de concluir su trabajo.

En los primeros años de la década de los 70 se hicieron muchas conversiones de unidades móviles de perforación costa afuera (MODU) en Plataformas Semisumergibles para poner a producir los campos rápidamente, haciendo el proyecto más rentable. La mayoría de las unidades para aplicaciones en aguas profundas son construidas de manera que satisfagan las condiciones requeridas para tal propósito.

El anclaje normalmente se hace mediante ocho a doce puntos. El movimiento de la plataforma no permite terminar los pozos sobre la cubierta. Normalmente se utilizan terminaciones submarinas y la producción se canaliza al equipo de procesamiento a bordo de la plataforma por medio de la tubería y el riser. El riser es un ducto ascendente o descendente fijo, también la tubería flexible es ampliamente utilizada para esta aplicación.

Las desventajas de este tipo de equipo se resumen en capacidad de carga limitada y capacidad de almacenamiento deficiente.

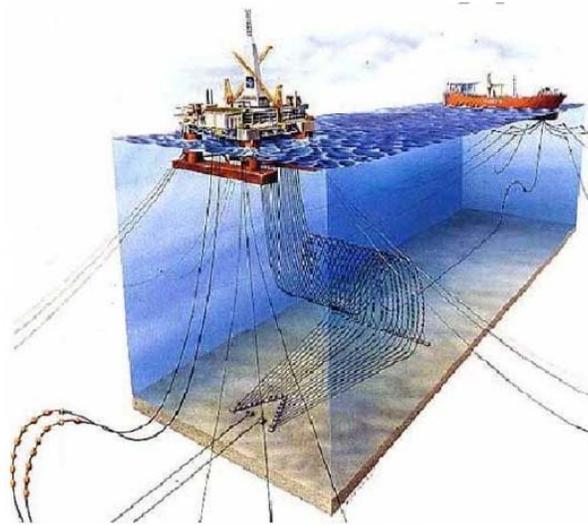


Figura 1.5. Plataforma Semisumergible

Otro tipo de plataforma flotante importante es el Sistema Flotante de Producción Almacenamiento y Descarga (FPSO). Son plataformas en forma de barco con o sin capacidad de propulsión. Su primera aplicación fue a finales de 1970 y fue la conversión de un buque tanque.

Convertidos o contruidos con ese propósito, los Sistemas Flotantes de Producción Almacenamiento y Descarga tiene gran capacidad de almacenamiento haciéndolos muy adecuados para aplicaciones en locaciones aisladas donde la transportación de la producción por ductos no puede ser una opción.

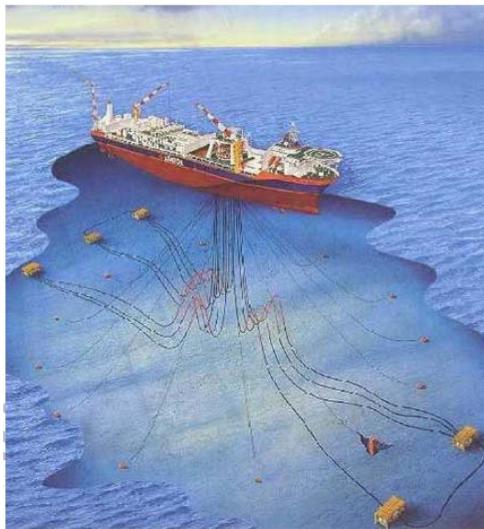


Figura 1.6. Sistema Flotante de Producción Almacenamiento y Descarga (FPSO)

Una de las plataformas flotantes especialmente desarrolladas para su aplicación en aguas profundas es la Plataforma de Piernas Tensionadas (TLP). A excepción de sus primeras aplicaciones en la mitad de la década de los 80, las plataformas de este tipo están en tirantes de agua que exceden los 500 metros y su aplicación más profunda es mayor de 1,200 metros.

La Plataforma de Piernas Tensionadas es esencialmente una semisumergible unida al lecho marino mediante miembros verticales llamados tendones, los cuales están usualmente hechos de tubos de acero y tensionados por el exceso de flotación del casco de la plataforma. Los tendones se clavan directamente al lecho marino, o indirectamente mediante pilotes. Las características de movimiento de la TLP permiten terminar los pozos por encima de su cubierta.

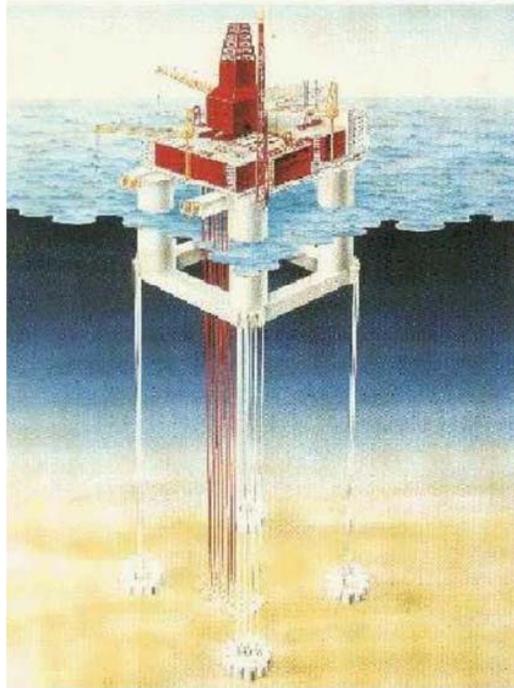


Figura 1.7. Plataforma de Piernas Tensionadas (TLP)

El equipo flotante más reciente es la plataforma Spar. La plataforma es anclada al lecho marino mediante catenaria o un anclaje firme. Este tipo de estructura se utilizó primero para almacenaje y carga flotante en el Mar del Norte a mediados de la década de los 70 (Tanaka S., Okada Y., Ichikawa Y., Reino Unido, 2005).

Su aplicación para perforación y producción se hizo realidad en la segunda mitad de la década de los 90 en el Golfo de México, y 3 equipos Spar operan ahí desde el año 2000 (Tanaka S., Okada Y., Ichikawa Y., Reino Unido, 2005).

Como en los equipos TLP, es posible colocar los árboles de válvulas de los pozos por encima de su cubierta, y como en los FPSO, la capacidad de almacenamiento de aceite puede ser incorporada en el casco, haciendo a estos equipos atractivos para locaciones aisladas en aguas profundas.

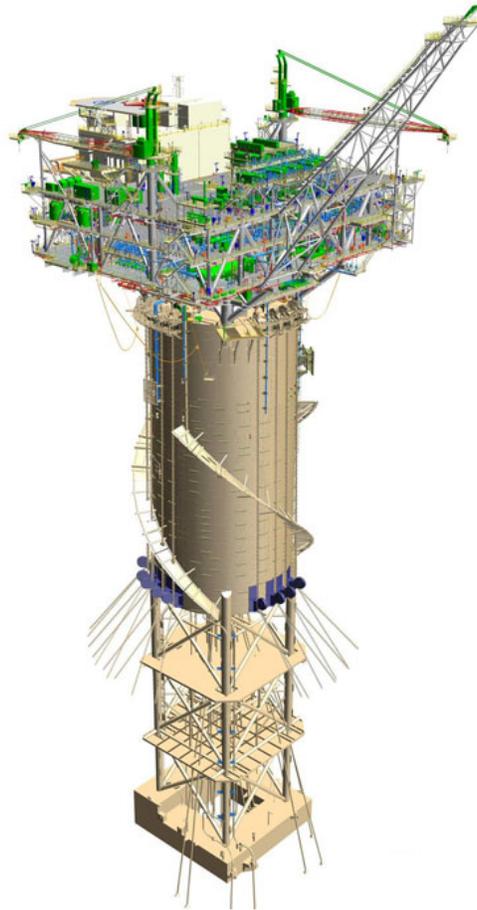


Figura 1.8. Plataforma Spar

De acuerdo a su filosofía de operación las plataformas pueden ser:

Plataforma Satélite

Llamadas así por encontrarse alejadas del complejo de producción, pueden ser cualesquiera de las plataformas que contengan pozos en explotación, es decir que estén conectadas al complejo de producción mediante líneas de descarga, a su vez líneas submarinas.

Plataforma de Enlace

En esta plataforma se concentran las llegadas de los oleogasoductos provenientes de las plataformas satélites, los cuales se conectan al cabezal colector general, que tiene la función de distribuir el aceite hacia las plataformas de producción. También de esta plataforma, salen las tuberías por las que se envía el aceite ya procesado (oleoductos). Adicionalmente, en esta plataforma se encuentran instaladas las trampas para recuperar o enviar los dispositivos mecánicos (diablos), utilizados en la limpieza de los ductos.

Plataforma de Compresión

Esta plataforma contiene el equipo necesario para manejar, comprimir y enviar el gas natural obtenido en el proceso de separación del aceite.

Plataforma de Producción/Perforación

Es idéntica a las plataformas satélites, con la diferencia que en ésta, la línea de descarga de los pozos se conecta directamente al cabezal colector general, sin que exista ningún tendido submarino como en las otras.

Plataforma de Producción

Por lo general en el campo, los complejos de producción se conforman de dos a tres plataformas de producción, llamados también Centros de Proceso. Dependiendo del volumen de aceite que sea necesario manejar en estas plataformas se efectúa la separación y medición del gas y el aceite; así mismo, mediante equipo de bombeo se envía el crudo a los centros de distribución, almacenamiento o refinación.

Plataforma Habitacional

Como su nombre lo indica, es una plataforma acondicionada para que los trabajadores permanezcan con la mayor comodidad posible fuera de sus horas de labores.

1.4 Separadores

Los equipos de separación, como su nombre lo indica, se utilizan en la industria petrolera para separar mezclas de líquido y gas.

Los separadores pueden clasificarse:

- Separadores Bifásicos
- Separadores Trifásicos
- Separadores Horizontales y Verticales
- Separadores Esféricos

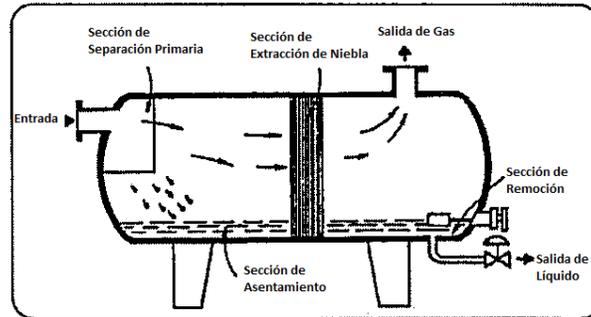


Figura 1.9. Secciones del Separador

Otra clasificación sería de acuerdo a la manera de inducir físicamente la separación:

- Separadores por gravedad (típico separador vertical gas-líquido)
- Separadores por impacto (separadores de filtro)
- Separadores por fuerza centrífuga (separadores centrífugos)

1.4.1 Principios de separación

Los principios básicos, leyes físicas y accesorios utilizados para separar el gas del líquido son la gravedad, las fuerzas centrífugas, el efecto de deflectores y placas perforadas o mallas. Otro efecto aprovechado para separar el líquido del gas, es el efecto de mojabilidad, el cual consiste en la propiedad que poseen las pequeñas gotas del líquido de adherirse a deflectores y platos por adhesión y capilaridad. También, las caídas de presión a través de pequeños orificios de coladores ocasionan que el líquido caiga.

Los separadores son construidos de tal forma que el fluido entre produciendo un movimiento rotacional, impartiendo al fluido un movimiento centrífugo que ocasiona que el líquido choque con las paredes del recipiente y caiga por gravedad. A medida que el líquido cae, choca con los deflectores y placas, produciéndose por agitación separaciones, el gas sale por el domo o parte superior y el líquido por el fondo. El nivel de líquido del separador es controlado por una válvula reguladora a la salida del separador, que controla la presión de salida del mismo y así mantiene una presión de separación adecuada para llevar a cabo el tiempo de residencia necesario para una separación eficiente de aceite y gas.

El tiempo de residencia es el tiempo necesario para que el gas y el aceite dentro del separador logren una separación eficiente.

TIPOS DE POZOS DE PRODUCCIÓN

Los campos de aceite y gas en aguas profundas son actualmente desarrollados utilizando árboles mojados (submarinos) o árboles secos, o una combinación de ambos. Una vez que las características del campo han sido determinadas, la evaluación de las opciones para el desarrollo de un campo nuevo normalmente se enfocan alrededor del tipo de equipo de producción flotante requerido, mientras que el pozo con frecuencia es ignorado hasta que el escenario de desarrollo ha sido seleccionado.

Los árboles secos proporcionan acceso directo a los pozos para operaciones y recuperación mejorada pero requieren la optimización del movimiento del casco de la plataforma para no comprometer los sistemas de riser; la profundidad y su flexibilidad para modificaciones también son limitantes. Aunque son ampliamente usados en desarrollos en aguas someras y de mediana profundidad, los árboles secos no se consideran la manera óptima de desarrollar campos en aguas profundas y ultra profundas, sin importar la preferencia de la industria por extrapolar soluciones probadas en el campo.

Los desarrollos submarinos son adecuados para cubrir ampliamente el área de los yacimientos. Proporcionan buen grado de funcionalidad y flexibilidad para la expansión del campo, con la interfase del riser simplificada, pero a expensas de altos costos de perforación e intervención.

Debido al incremento de los costos en el desarrollo de los campos en aguas más profundas, el enfoque del desarrollo de soluciones debe ser puesto en tecnologías funcionales clave, tal como el pozo y los sistemas de riser, y en desarrollar sistemas de producción flotantes que sean seguros, rentables, lo suficientemente flexibles para realizar cambios, y que puedan ser construidos localmente.

2.1 Árboles Secos

El árbol de producción, algunas veces llamado la junta de flujo, controla el flujo del pozo. Está compuesto de una brida de sello o adaptador para tubería, una serie de válvulas y un estrangulador. Las válvulas son apiladas vertical y horizontalmente para proporcionar soporte al fallar alguna. Cada árbol tiene al menos una válvula de seguridad accionada en la superficie para cerrar el pozo en caso de emergencia y prevenir daño al equipo corriente abajo. El árbol se conecta a la línea de flujo, que transporta el flujo del pozo.

El principal beneficio que proporcionan los árboles secos es el acceso directo a los pozos para control de la producción y acceso vertical para realizar operaciones, realizando la función de una plataforma anclada en aguas someras. Además la mínima longitud del flujo desde el yacimiento ayuda al aseguramiento del flujo, previniendo la formación de parafinas e hidratos comúnmente vistos como un reto en el diseño de desarrollos submarinos.

Los beneficios en la perforación eficiente y las operaciones de los árboles secos contrastan con las siguientes desventajas:

- Infraestructura limitada (plataformas).
- Limitaciones en cuanto a la profundidad.
- Diseño de Instalaciones.
- Interfases riser-recipientes complejas.
- Requerimientos de construcción costa afuera.
- Flexibilidad de expansión limitada.
- Altos costos.

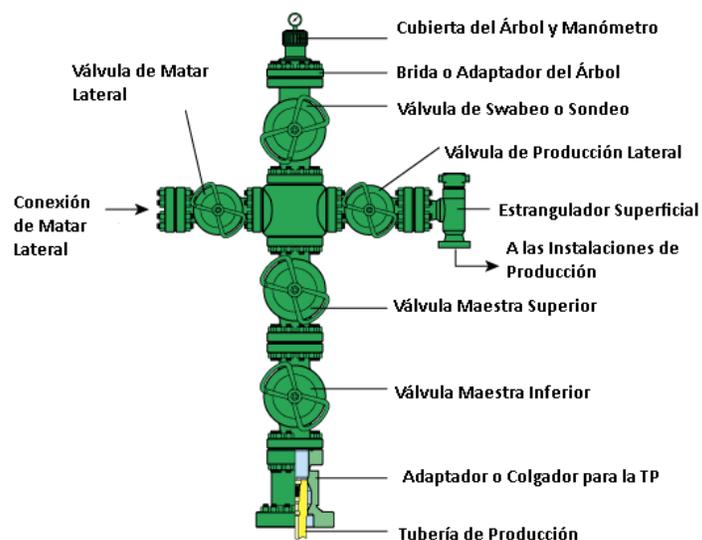


Figura 2.1 Árbol de Válvulas Convencional

2.1.1 Válvulas del medio Árbol de Producción

Válvula de Swabeo o Sondeo

Se localiza en la parte superior y sirve para efectuar operaciones posteriores a la terminación, tales como: desparafinamiento, registro de presiones de fondo fluyendo y cerrado, disparos, etc. En operaciones que no se requiere interrumpir el flujo, se cierra la válvula y se coloca un lubricador para trabajar con presión; introduciendo en el cuerpo de éste las herramientas necesarias abriendo la válvula porta manómetro para permitir su paso.

Válvula Lateral de Producción

Permiten o impiden el paso del fluido hacia la línea de recolección.

Estrangulador

Los estranguladores sirven para controlar la presión de los pozos, regulando la producción de aceite y gas o para controlar la invasión de agua o arena. En ocasiones sirve para regular la parafina, ya que reduce los cambios de temperatura; así mismo ayuda a conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de los pozos, aumentando la recuperación total y la vida fluyente. El estrangulador se instala en el cabezal del pozo, en un múltiple de distribución, o en el fondo de la tubería de producción.

Válvula Maestra Superior e Inferior

Es la que controla todo el sistema; con capacidad suficiente para soportar las presiones máximas del pozo. Debe ser del tipo de apertura máxima, con un claro (paso) igual o mayor al diámetro interior de la TP; para permitir el paso de diferentes herramientas, tales como los empacadores, pistolas para disparos de producción, etc. En pozos de alta presión se usan dos válvulas maestras conectadas en serie.

Adaptador o Colgador para la TP

Se utiliza para proporcionar un sello entre la TP y el cabezal de la TP. El peso de la tubería puede soportarse temporalmente con el colgador, pero el soporte permanente se proporciona roscando el extremo de la tubería con la brida adaptadora que se coloca en la parte superior del cabezal. Entonces el colgador actúa únicamente como sello.

2.2 Árboles Submarinos

Los árboles submarinos son arreglos de válvulas de seguridad que se instalan en el suelo marino. Las válvulas con las que cuenta el árbol submarino no son iguales a las de un pozo convencional en la superficie; sin embargo cumplen la misma función. Estas válvulas son controladas hidráulicamente mediante un cable submarino que cuenta con tubos internos de aproximadamente de $\frac{1}{4}$ de pulgada de diámetro, donde el fluido hidráulico mantiene abiertas las válvulas submarinas, al conjunto de estas se le llama árbol submarino. Las válvulas son de tipo normalmente cerradas, es decir que requieren suministro hidráulico para mantener abierto su actuador, por lo tanto al corte de suministro la válvula cierra. El cable con los tubos recibe el nombre de umbilical.

Se determina instalar este tipo de arreglos cuando los tirantes de agua son muy altos por lo que son ideales para desarrollar yacimientos en aguas profundas, otra ventaja con la que cuenta este árbol es que no ocupa espacio en superficie.

Este capítulo presenta una descripción detallada de tres diferentes tipos de terminación submarina. Incluidos en los sistemas considerados están los árboles submarinos de diferentes grados de sofisticación los cuales son anclados a la cabeza del pozo.

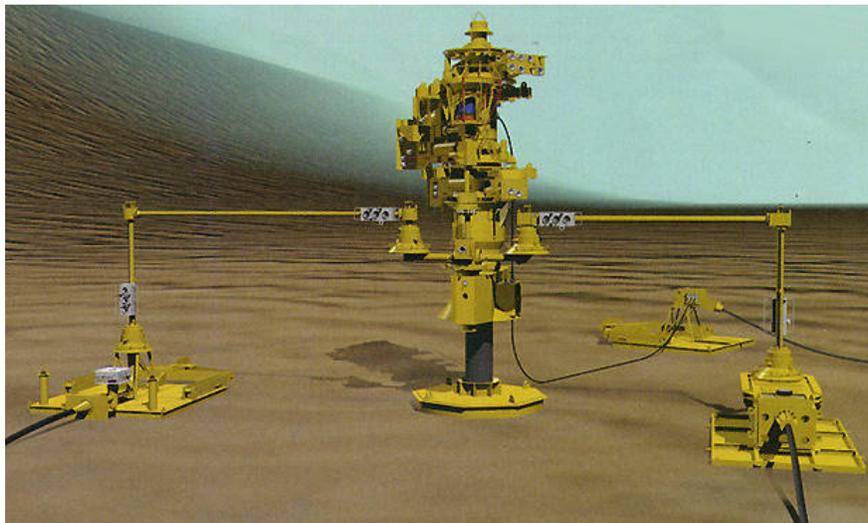


Figura 2.2. Árbol Submarino.

El primer árbol en ser discutido tiene una sola línea de control que opera únicamente la válvula lateral hidráulica; las válvulas maestra, de swabeo o sondeo y del espacio anular se operan manualmente. Este árbol es colocado con la asistencia de buzos.

El segundo árbol tiene una sola línea de control hidráulico que opera todas las válvulas en el árbol utilizando pilotos sensibles a la presión (sensores de presión). El sistema proporciona el control vertical de las válvulas y del conector hidráulico del árbol o cabezal, a través de un carrete del manifold así como el control horizontal desde la plataforma después de la terminación. Los circuitos y el conjunto de desviadores de línea de acero son utilizados para trabajar a través de la línea de flujo. Un buzo realiza las conexiones de la línea de flujo.

El tercer árbol tiene las características del segundo. Además, tiene un conector hidráulico de la línea de flujo, un sistema de control múltiple electrohidráulico y es colocado y operado completamente sin asistencia de buzos.

2.2.1 Árbol Sencillo

La Figura 2.3 ilustra la línea de control de una sola función, del árbol que requiere asistencia de buzos. Los componentes importantes que serán detallados son:

1. Buje Orientador del Colgador
2. Colgador y Herramienta de Colocación
3. Conector del Árbol (operado manualmente)
4. Válvulas
5. Sistema de Control

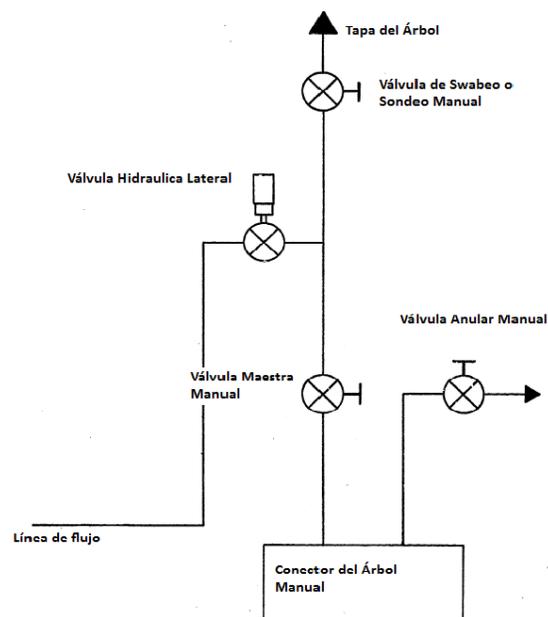


Figura 2.3. Árbol Submarino Sencillo

1.- Buje Orientador del Colgador

Antes de introducir el colgador de la tubería de producción, se corre un buje orientador del colgador.

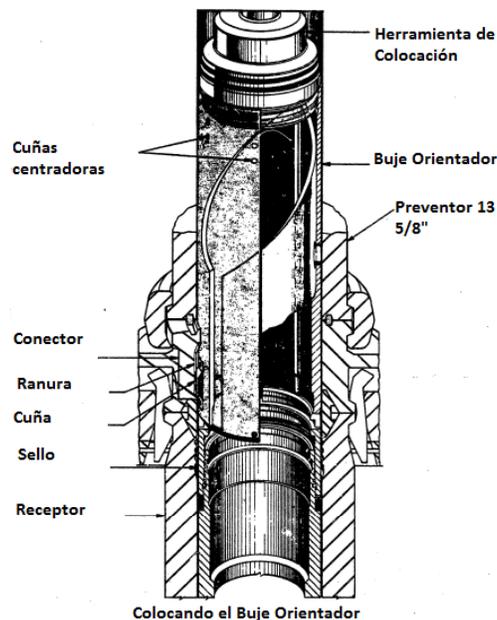


Figura 2.4. Buje Orientador

El buje orientador es asentado en el conector o cabezal debajo de los preventores. Después de que es asentado, es rotado hasta que los cierres entran en una ranura vertical en el conector y se orienta con respecto a los postes guía. Conforme el colgador es bajado dentro del buje, un pasador en el colgador asienta sobre la superficie camming en el buje. Conforme el colgador es bajado a través del buje, el pasador se desliza hacia abajo y alrededor de la superficie camming del colgador, el colgador se orienta con respecto a los postes guía.

2.- Colgador y Herramienta de Colocación

El colgador presenta en general las mismas funciones que un colgador de tipo terrestre: suspender la tubería de producción y aislar las corridas de tubería una de otra y el espacio anular. Normalmente hay una sonda vertical más en el colgador submarino aparte de las lingadas. Esta proporciona un acceso al espacio anular con una corrida vertical a través del colgador en vez del acceso horizontal en el cabezal de tubería de revestimiento situado debajo del colgador como en los equipos terrestres.

El colgador submarino es bajado y colocado con una herramienta utilizada en tubería de perforación. La herramienta de colocación es asegurada dentro del colgador en la superficie con cierres accionados hidráulicamente. Estos ajustan en un hueco en la parte superior del colgador.

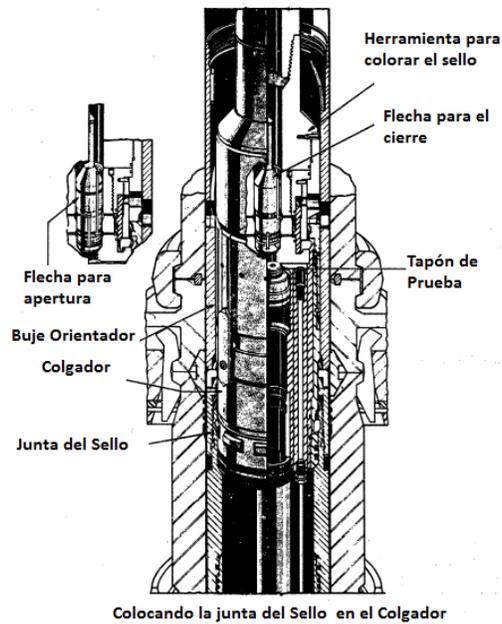


Figura 2.5. Colgador

Después de colocar el colgador, la rotación de la tubería de perforación y la herramienta de colocación liberarán mecánicamente las cuñas de cierre del colgador dentro de un hueco en la junta de la tubería de revestimiento, y fija el colgador de forma segura en su lugar.

La herramienta de colocación es liberada del colgador soltando un dardo de apertura por la tubería perforación y aplicando presión de fluido sobre la parte superior del dardo. Esta presión mueve una manga de la parte posterior de los cierres sobre la herramienta de colocación que los libera del colgador.

En la parte superior del colgador submarino, tal como en los colgadores terrestres, hay sellos o receptáculos en cada agujero a través del colgador. Estos reciben los sellos sobre el árbol cuando éste es colocado.

En el agujero de producción a través del colgador, hay un niple para recibir un tapón estándar colocado con línea de acero. Normalmente, este tapón es instalado antes de que los preventores sean removidos y es recuperado con herramientas estándar de línea de acero después de que el árbol ha sido probado.

3.- Conector o Cabezal del Árbol

El conector usado en este sistema es accionado por buzos. Una serie de cierres son colocados por el buzo para conectar el árbol a la cabeza del pozo. El árbol se coloca sobre las marcas usadas para el arreglo de preventores. Los canales guía en el conector o cabezal del árbol dan orientación inicial al árbol y la orientación final se logra por el pasador sobre el cuello del colgador enganchando la ranura vertical en el conector.

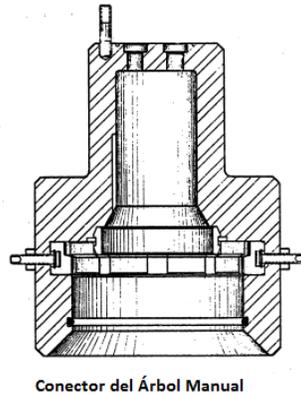


Figura 2.6. Conector Manual del Árbol

4.- Válvulas

Todas las válvulas de compuerta en el árbol son operadas manualmente excepto la válvula lateral. La válvula lateral es bidireccional, la apertura y el cierre a prueba de fallas son asistidos por presión hidráulica.

La mayoría de los fabricantes aíslan las partes de trabajo del operador de la válvula del agua de mar. El operador mostrado tiene una manga de goma alrededor de la circunferencia del cilindro operador. El área bajo el pistón operador se llena con aceite el cual lubrica las partes de trabajo y transmite presión al cabezal a través de la manga de goma a la parte baja del pistón.

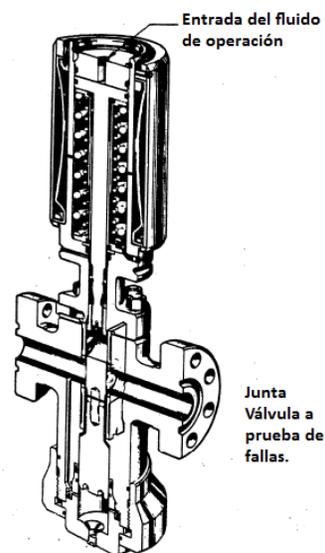


Figura 2.7. Válvula Lateral

5.- Sistema de Control

Una sola línea hidráulica es utilizada para operar la válvula lateral a prueba de fallas, con el tiempo de respuesta para la válvula de control incrementándose en proporción a la longitud de la línea de control.

2.2.2 Árbol Accionado Hidráulicamente

Este árbol con mayor grado de sofisticación utiliza una sola línea para el sistema de control, con válvulas a prueba de fallas operadas hidráulicamente, controladas por una serie de válvulas de carrete totalmente ajustables accionadas hidráulicamente.

También están incluidos un conector o cabezal hidráulico del árbol, circuitos a través de la línea de flujo, carrete wye y el conjunto de desviadores de línea de acero. Un manifold de trabajo, hidráulico, se utiliza para controlar las válvulas y asegurar el conector del árbol durante las corridas de tubería y en operaciones. El colgador se corre y coloca en la misma forma que en el árbol anterior.

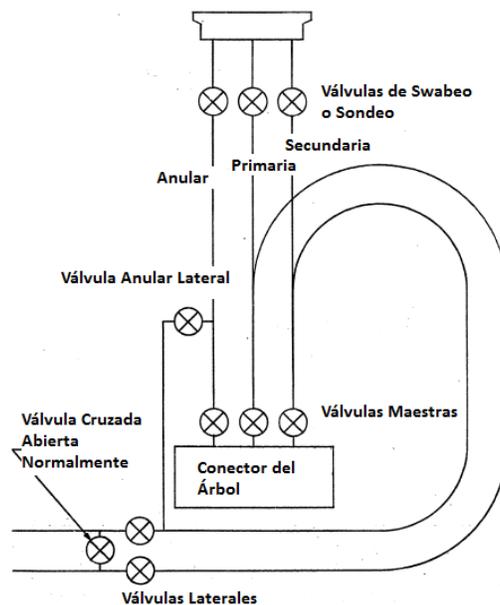


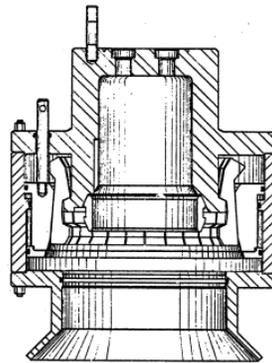
Figura 2.8. Árbol Accionado Hidráulicamente

Los componentes más importantes a ser discutidos son:

1. Conector Hidráulico del Árbol
2. Carrete Wye y Desviadores
3. Circuitos de la Línea de Flujo
4. Carrete del Manifold
5. Sistema de Control

1.- Conector Hidráulico del Árbol

El conector hidráulico del árbol desempeña la misma función que el conector del árbol asistido por buzos con la diferencia más importante de que es accionado desde la superficie.



Conector Hidráulico del Árbol

Figura 2.9. Conector Hidráulico del Árbol

Una presión de cierre de 1500 psi se aplica al conector a través del manifold de trabajo después de que el árbol es asentado. Al mismo tiempo una válvula check automática se usa para mantener la presión de cierre en el conector y sobre el anillo que activa el cierre automático gradual, asegura que el conector permanecerá cerrado en caso de que haya una pérdida accidental de presión hidráulica.

Una junta anular de tipo AX se fija al conector haciendo el sello del espacio anular sobre el cabezal de la tubería de revestimiento.

2.- Carrete Wye y Desviadores

El carrete wye montado en la sección superior de la válvula maestra del árbol, requiere un conjunto de desviadores de línea de acero para guiar las herramientas a través de la línea de flujo por los circuitos de flujo y dentro de la tubería.

Un buje orientador el cual está en la parte superior del carrete wye guía los desviadores con la orientación adecuada. El desviador está equipado con una llave para orientar y asegurar los cierres para mantenerlo en su lugar cuando es colocado.

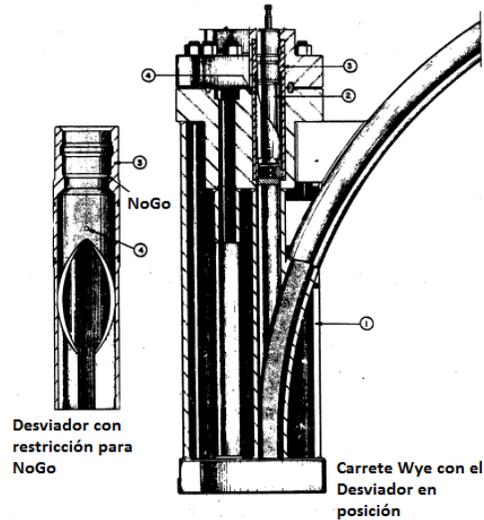


Figura 2.10. Carrete Wye y Desviadores

1. Carrete Wye.
2. Desviador.
3. Desviador del Buje Orientador.
4. Perno del Buje Orientador.

La herramienta desviadora para colocar y recuperar, utiliza un portaherramienta con resorte que entra en un cuello de pesca estándar de línea de acero en la parte superior del desviador.

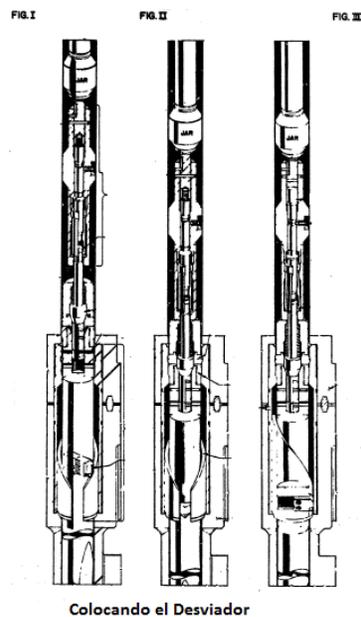


Figura 2.11. Colocación del Desviador

En la Figura 2.11 se muestra la Colocación del Desviador.

1. Se prepara la línea de acero para colocar el desviador.
2. Se prepara la herramienta de colocación sobre el cuello de pesca del desviador.
3. Se instala la herramienta de colocación. (perno de corte y desviador)
4. Se coloca el desviador.

La Figura 2.11.2 se muestra el Asentamiento del Desviador.

1. Asegurar el desviador lentamente para permitir que sea guiado por el sello subsuperficial.
2. Bajar la corrida de colocación cuando el desviador se asiente en la restricción del NoGo para abrir el perno.

Recuperación de la Herramienta de Colocación:

- a) Bajar la lingada de colocación para abrir el perno de la herramienta.
- b) Aflojar la lingada, liberar el portaherramienta del cuello de pesca.
- c) Recuperar la herramienta de colocación.

La Figura 2.11.3 muestra la Herramienta de Colocación liberada.

Para recuperar el Desviador:

- a) Levantar sobre el portaherramienta para liberar el cierre.
- b) Jalar el portaherramienta para liberar la varilla y colocar el perno de corte.
- c) Instalar la herramienta de colocación a la lingada y correrla hasta anclar el portaherramienta al cuello de pesca.
- d) Recuperar el Desviador.

3.- Circuitos de la Línea de Flujo

Los circuitos de la línea de flujo están configurados en un radio liso así las herramientas a través de la línea de flujo pueden ser bombeadas dentro y fuera del pozo sin colgarlas. Hay dos circuitos a través de la línea de flujo en el árbol de la Figura 2.8. Con la válvula cruzada abierta, y las válvulas laterales cerradas, las herramientas pueden ser bajadas por una línea de flujo con retorno a través de la válvula cruzada y la otra línea de flujo. Cuando las herramientas alcanzan el árbol, la válvula cruzada se cierra, las válvulas laterales son abiertas y las herramientas son bombeadas a través de la válvula lateral, circuitos de flujo, válvula maestra, y hacia abajo por la tubería.

Las herramientas son recuperadas con el proceso inverso y bombeando la otra línea de flujo.

4.- Carrete del Manifold

El carrete del manifold montado en la parte superior de la válvula de swabeo tiene un eje AX y está instalado internamente para los controles hidráulicos desde la superficie.

Un conector del manifold, similar al conector del árbol, se asegura encima del eje AX y hace el sello dentro de los puertos en el carrete del manifold completando la conexión hidráulica a la superficie.

Todas las válvulas y el conector del árbol son operados a través del carrete del manifold desde la terminación o reacondicionamiento del pozo.

5.- Sistema de Control

Este árbol tiene diez válvulas de compuerta y un conector del árbol operados hidráulicamente.

Durante la terminación o reacondicionamiento, las válvulas y el conector del árbol son operados por líneas de control individuales que corren por un paquete o conjunto de mangueras con el riser de terminación. Este paquete de mangueras engancha dentro del conector del manifold que lo une al carrete del manifold en la parte superior del árbol.

Durante la producción todas las válvulas, excepto las de swabeo son controladas desde la plataforma mediante una línea de control común. Las válvulas de ida y vuelta hacen "T" en la línea para que las válvulas de compuerta individuales permitan el control, ya sea vertical (a través del carrete del manifold) o desde la plataforma de producción.

La única línea de control hidráulico desde la plataforma de producción acciona selectivamente las válvulas de compuerta utilizando pilotos automáticos que operan las válvulas de control. Usando una combinación de pilotos de baja y alta/baja, las válvulas son secuencial o simultáneamente accionadas a las posiciones de cierre, producción, o trabajos a través de la línea de flujo.

Un piloto de baja bloquea el suministro hidráulico al operador de la válvula hasta que la presión alcanza un valor previamente seleccionado por el muelle ajustable del piloto. Cuando el suministro de presión excede los límites preestablecidos del piloto, el piloto cambia y pasa fluido al operador que abre la válvula.

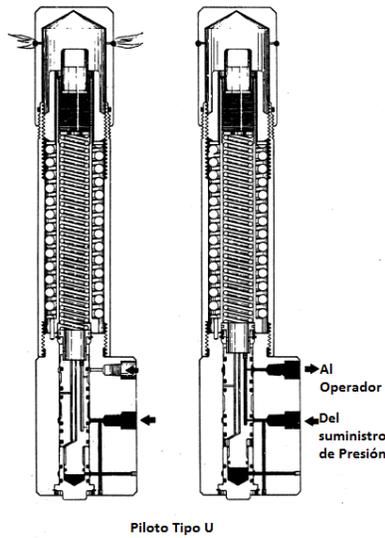


Figura 2.12. Piloto tipo U

Un piloto de alta/baja tiene ambos arreglos alta y baja. El piloto conducirá el fluido al operador cuando la presión esté dentro de los límites establecidos. Si una presión excede los límites, el suministro será bloqueado y el operador desfogado.

Un piloto típico y un arreglo de válvulas se ilustran en la Figura 2.13. Si no hay suministro de presión, todas las válvulas están cerradas excepto la válvula cruzada, la cual se encuentra normalmente abierta. De este modo el pozo está cerrado y las líneas de flujo pueden ser purgadas.

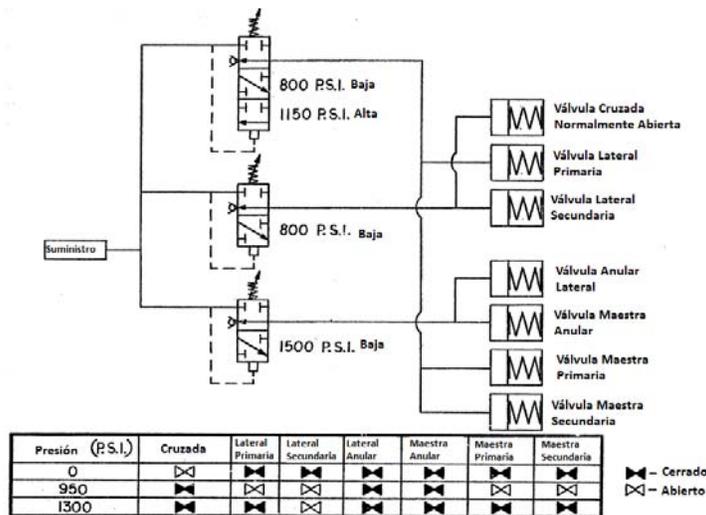


Figura 2.13. Arreglo de válvulas con pilotos

A 950 psi, el piloto alta/baja ha disparado en baja, abriendo la válvula lateral primaria, maestra primaria y secundaria. El piloto de baja colocado a 800 psi ha disparado, cerrando la válvula cruzada, y abriendo la secundaria lateral.

De este modo, ambas tuberías están en producción a través de sus líneas de flujo individuales y las válvulas cruzada y anular están cerradas.

A 1,300 psi, el piloto de alta/baja dispara en alta, cerrando la lateral primaria, maestra primaria y secundaria. A 1,650 psi, el piloto de baja dispara abriendo la maestra anular y lateral del espacio anular. De este modo, se libera presión del espacio anular a la línea de flujo secundaria.

Con cuatro etapas de presión, 0 psi, 950 psi, 1,300 psi y 1,650 psi, el árbol está previamente en posición TFL a través de la línea de flujo (o cerrado), producción, y en modo verificación del espacio anular. Otros modos de operación son posibles mediante el uso de más pilotos.

La desventaja más importante de un sistema de control como éste es el tiempo de respuesta, especialmente cuando se utilizan líneas de suministro largas. Se debe tomar en cuenta que el tiempo entre el inicio del cierre en la plataforma y el cierre en el pozo pueden ser varios minutos, las válvulas por sí mismas permanecen abiertas aun más tiempo hasta que los tres pilotos del árbol se activan y accionan el cierre del pozo.

2.2.3 Árbol sin asistencia de buzos

El tercer árbol es similar al árbol 2 con la excepción del sistema de control y el conector remoto a la línea de flujo.

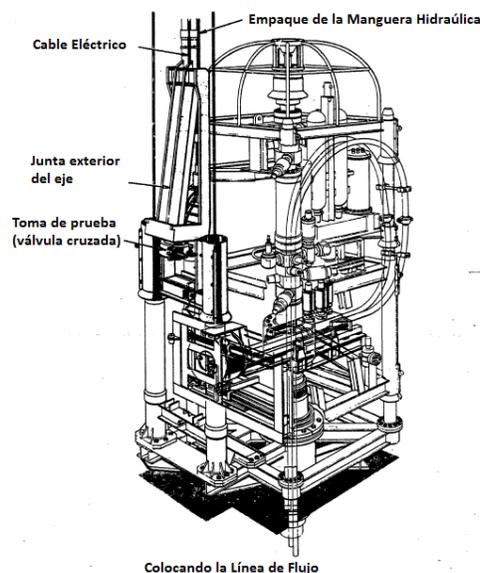


Figura 2.14. Árbol sin asistencia de buzos

El colgador, y entonces el árbol, se corren como se describió previamente. El árbol es asegurado sobre la cabeza del pozo utilizando el conector hidráulico del árbol con control de presión suministrado a través del carrete del manifold. Después de colocar los desviadores, cerrar las válvulas, y colocar los tapones en el carrete del manifold, el equipo cambia de locación. Las líneas de flujo se tienden desde el pozo a la plataforma, con conexión de la línea de flujo y el sistema de control electrohidráulico hecha remotamente desde la plataforma.

Los componentes principales a ser descritos en este árbol son:

1. Conector de la Línea de Flujo
2. Sistema de Control

1.- Conector de la Línea de Flujo

El paquete del conector remoto de la línea de flujo fue desarrollado para terminaciones en aguas profundas. La secuencia completa se describe a continuación en forma detallada paso a paso.

Paso 1

El ensamble externo del eje es bajado sobre líneas guía como se hace con los tramos de la línea de flujo. El cable eléctrico y el paquete de mangueras hidráulicas se corren con el ensamble externo del eje fijado al cable de la línea de acero. La porción de eje fijado al ensamble o junta está equipada con una cubierta cruzada de prueba que cubre y sella los accesos a la línea de flujo y los conectores eléctricos e hidráulicos. Tan pronto el ensamble asienta en el cuerpo del árbol un cierre mecánico asegura el ensamble externo del eje al cuerpo del árbol. Este cierre es probado tensionando con 10,000 psi el ensamble del eje.

Paso 2

Un conector hidráulico de punta o aguja se usa para establecer control hidráulico entre el ensamble externo del eje y el árbol. La mitad hembra del ensamble es montada sobre la guía en el cuerpo del árbol. Conforme el ensamble externo del eje es bajado y asegurado a la guía, la mitad macho montada sobre el canal guía del eje externo se alinea sobre la mitad hembra. Se aplican 300 psi desde la barcaza de tendido, a través del conector de la línea de flujo, la línea hidráulica empuja la punta macho dentro de la mitad hembra del conector. 700 psi se aplican para probar la conexión antes de seguir con la colocación de las líneas de flujo.

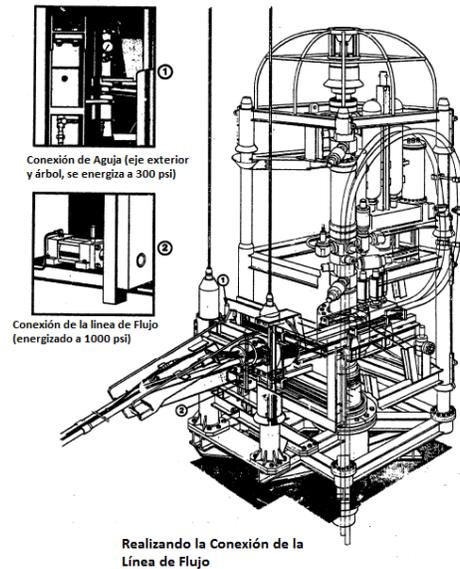


Figura 2.15. Conectando la Línea de Flujo

Paso 3

Después que son separadas las guías, las líneas de flujo son tendidas desde la plataforma. Conforme las líneas de flujo, el paquete de mangueras hidráulicas y el cable eléctrico son tendidos, el ensamble exterior del eje cambia a posición horizontal.

Antes de terminar la conexión de la línea de flujo, ambas líneas de flujo se ponen a la deriva y son probadas. Un block de impresión al final de la línea a la deriva es impreso por una marca de la cubierta de prueba verificando que la línea alcanzó la cubierta de prueba en el árbol.

La cubierta de prueba cruzada tiene una sonda de 2 pulgadas que conecta las dos líneas de flujo.

Paso 4

La conexión real de la línea de flujo es hecha incrementando el suministro de presión al conector de la línea de flujo a través de una serie de variaciones de presión.

Con esta conexión, tanto el control hidráulico como el eléctrico sobre el pozo se establecen entre el árbol y la plataforma de producción.

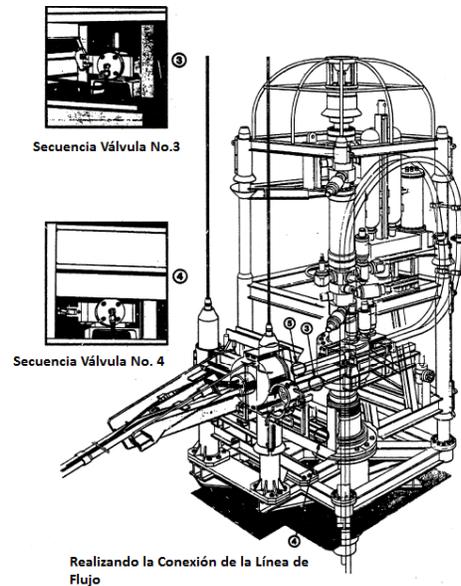


Figura 2.16. Conectando la Línea de Flujo

2.- Sistema de Control

Este árbol utiliza un sistema hidráulico de control simple para control vertical, y un sistema electrohidráulico para el control desde la plataforma.

El sistema de control vertical es similar al descrito para el árbol anterior, con la adición de líneas hidráulicas que conducen fluido para hacer, interrumpir, retirar, y enviar el conector de la línea de flujo y los ensambles internos del eje.

El sistema de control electrohidráulico horizontal, el cual interactúa hidráulicamente con el sistema vertical a través de las válvulas de ida y vuelta, ofrece varias ventajas sobre el sistema previamente descrito. La primera es la velocidad de respuesta. Con comunicación eléctrica casi instantánea, el tiempo de respuesta disminuye de varios minutos, como se describió anteriormente, a menos de un segundo. Una segunda ventaja importante es la lectura de información de respaldo que se puede obtener. Transductores eléctricos de presión pueden dar información continua de la línea de flujo, del acumulador submarino, o la presión del espacio anular. Los indicadores eléctricos de la válvula de compuerta muestran su posición e indican si la válvula ha respondido totalmente a la señal de cambiar su posición.

Hay dos diferentes tipos de sistema eléctrico que se usan para transmitir comunicación. El sistema multilínea que requiere al menos un cable desde el panel de control hasta el árbol por cada función y el sistema multiplex que utiliza un solo par de cables que corren al árbol desde el panel de control. La diferencia básica entre los dos sistemas es el costo y el número de funciones de control deseadas, siendo los parámetros decisivos para su empleo.

Un sistema de comunicación multiplex se utiliza en el árbol descrito. Las señales son enviadas en un par de frecuencias utilizando código binario. Los mensajes son codificados y decodificados en cada terminal por una estación de circuitos lógicos.

Una parte integral del sistema de control para este árbol es el acumulador submarino. La válvula operada por un solenoide cambia de posición en el árbol permitiendo al fluido entrar al operador de la válvula, la presión está disponible en el árbol para activar el operador inmediatamente.

Esto concluye una descripción del desarrollo evolutivo de la producción submarina el cual ha ocurrido en tres fases básicas. Brevemente resumido, estas incluyen:

- Árbol terrestre convencional instalado por buzos de una zona con válvula maestra, swabeo, y válvulas anulares operadas manualmente y una válvula hidráulica lateral.
- Árbol submarino asistido por buzos de zona múltiple con una línea hidráulica de control que opera todas las válvulas en el árbol usando pilotos de alta/baja, con circuitos a través de la línea de flujo y conjunto de desviadores de línea de acero, y líneas de flujo instaladas por buzos.
- Árbol submarino sin asistencia de buzos de zona múltiple con un conector hidráulico de la línea de flujo y un sistema de control electrohidráulico con tres acumuladores montados y capacidades de información.

MANEJO Y OPERACIÓN DE POZOS CON ALTA RGA.

Los importantes descubrimientos de hidrocarburos al sur de nuestro país, además de haber producido un cambio substancial en la magnitud de las reservas, han enfrentado al ingeniero petrolero con facetas de la tecnología de explotación.

Al aumentar la profundidad de las acumulaciones de petróleo, éste se encuentra a condiciones de presión y temperatura más elevadas, que influyen en la relación de componentes ligeros y pesados que contiene. En términos generales, el contenido de componentes ligeros en un petróleo, se incrementa con la temperatura y ésta, a su vez, con la profundidad, dando como resultado que los hidrocarburos líquidos encontrados a mayor profundidad sean fluidos de tipo ligero, con grandes volúmenes de gas en solución y que al llevarse a la superficie exhiban fuertes encogimientos.

Los fluidos provenientes de un yacimiento petrolífero en tales condiciones son el resultado de la serie de cambios termodinámicos que ha sufrido la mezcla original de hidrocarburos, debido a los cambios en la presión y temperatura, en su trayecto desde el seno de la roca almacenadora hasta las estaciones de recolección en la superficie.

Se presenta en este capítulo un breve análisis de la evolución de los fluidos contenidos por los tipos de yacimientos petrolíferos más importantes, tomando como base el comportamiento de fase de la mezcla de hidrocarburos que contienen.

3.1 Tipos de Yacimiento y RGA.

El ingeniero petrolero debe determinar el tipo de fluido al inicio de la vida productiva del yacimiento. El tipo de fluido es un factor determinante en muchas de las decisiones que deben hacerse con respecto al yacimiento. El método de muestreo del fluido, los tipos y dimensiones del equipo superficial, los métodos de cálculo para determinar el aceite y gas *in situ*, las técnicas para calcular las reservas, el plan de declinación y la selección del método de recuperación mejorada son dependientes del tipo de fluido del yacimiento.

El comportamiento termodinámico de una mezcla natural de hidrocarburos puede utilizarse para propósitos de clasificación, tomando como base su diagrama de comportamiento de fases, el cual, en una gráfica de presión-temperatura como la mostrada en la Figura 3.1, presenta los siguientes elementos: La curva llamada envolvente de fases, que resulta de unir las curvas de puntos de burbuja y puntos de rocío que exhibe la mezcla a diferentes temperaturas; curvas que se unen en el punto denominado punto crítico. La envolvente de fases divide el diagrama en tres regiones, la primera, llamada región de líquido, está situada fuera de la envolvente de fases y a la izquierda de la isoterma crítica; la segunda, llamada región de gas, se encuentra fuera de la envolvente de fases y a la derecha de la isoterma crítica; la última encerrada por la envolvente de fases, se conoce como región de dos fases (gas-líquido); en esta región, se encuentran todas las combinaciones de temperatura y presión en que la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio, existiendo dentro de ella, las llamadas curvas de calidad, que indican el porcentaje del total de hidrocarburos que se encuentran en estado líquido.

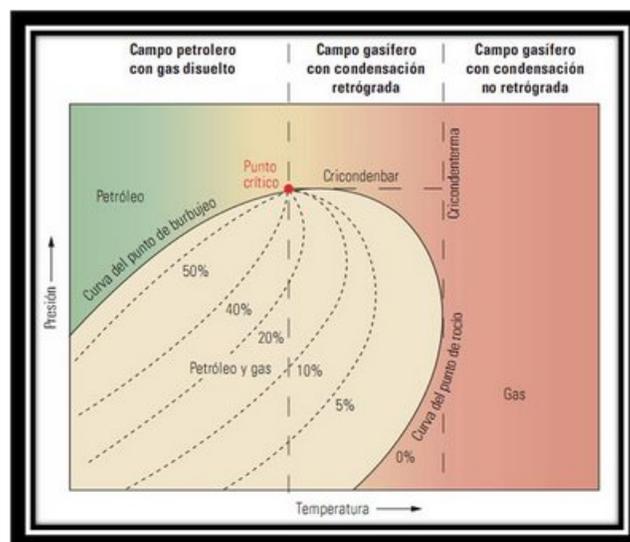


Figura 3.1. Envolvente de Fases

Cada mezcla de hidrocarburos encontrada en un yacimiento tendrá un diagrama de fases característico, el cual permanecerá constante mientras permanezca constante la proporción de componentes en la mezcla, sufriendo modificaciones cuando se altere la proporción de componentes, debido a la extracción preferencial de fluidos o a la inyección de alguno o algunos de ellos.

Tres propiedades del fluido están fácilmente disponibles para clasificarlo: la relación gas-aceite (RGA inicial), la densidad y el color del líquido en el tanque de almacenamiento.

La relación gas-aceite (RGA inicial) es el indicador más importante del tipo de fluido. El color del líquido en el tanque de almacenamiento por sí solo no es un buen indicador del tipo de fluido. Sin embargo, la densidad y el color son útiles para confirmar el tipo de fluido indicado por la relación gas-aceite RGA.

Si estos tres indicadores (RGA, densidad y color) no ajustan dentro de los parámetros dados en las reglas de dedo, las reglas pierden efecto y el fluido del yacimiento debe ser observado en el laboratorio para determinar su tipo.

3.1.1 Relación Gas-Aceite

La relación gas-aceite RGA de producción, definida como la relación volumétrica de gas producido al aceite producido, depende del tipo de fluidos contenidos en el yacimiento; para algunos de ellos, su valor es casi independiente de las condiciones de operación en la superficie, en cambio para otros, las condiciones de operación en la superficie influyen grandemente en los valores medidos. Su obtención debe hacerse a condiciones de operación perfectamente controlada y condiciones de flujo estabilizadas con equipo adecuadamente calibrado.

La relación entre el gas y el hidrocarburo líquido en una corriente de producción puede variar de muy baja para una corriente de crudo pesado que casi no contiene gas, a infinito para una corriente de gas seco. Si visualizamos una mezcla producida fluyendo a través de un sistema de proceso típico, notamos una serie de cambios de presión. Las pérdidas por fricción crean una caída continua mientras el flujo a través de las válvulas y otras restricciones resultan en decrementos instantáneos en la presión.

Al mismo tiempo la temperatura del fluido está cambiando con el enfriamiento gradual del ambiente o el proceso de calentamiento o enfriamiento. El equilibrio entre el gas y el aceite es modificado por los cambios en la presión y temperatura. Si la presión sigue disminuyendo, más gas será liberado y la relación gas-aceite RGA se incrementará. Si ese gas es separado de manera que el aceite quede libre de este, la relación gas-aceite RGA de la corriente en ese punto es cero.

La saturación de gas mínima para que ocurra flujo del mismo se denomina saturación crítica. Durante la etapa en la que la saturación de gas es menor que la crítica, la relación gas-aceite RGA producida disminuye ligeramente, ya que el gas disuelto en el aceite que se libera queda atrapado en el yacimiento.

El gas liberado llena totalmente el espacio desocupado por el aceite producido. La saturación de aceite disminuirá constantemente, a causa de su producción y encogimiento por la liberación del gas disuelto; por lo tanto, mientras que la permeabilidad al aceite disminuye continuamente, la permeabilidad al gas aumentará.

De esta manera la relación gas-aceite RGA que fluye en el yacimiento aumentará constantemente y la relación gas-aceite producida en la superficie mostrará un progresivo incremento, hasta que la presión del yacimiento se abata substancialmente.

Cuando esto ocurra, la relación medida en la superficie disminuirá, debido que a presiones bajas, los volúmenes de gas en el yacimiento se aproximan a los volúmenes medidos en la superficie.

Los pozos que producen con relaciones gas-aceite RGA altas son aquellos que se encuentran, principalmente, en yacimientos maduros de Aceite Negro y Aceite Volátil, que han alcanzado su presión de saturación. Aunque también pueden considerarse los yacimientos de Gas y Condensado.

Se acostumbra representar gráficamente el comportamiento de los yacimientos indicando la variación de la presión y la relación gas-aceite RGA contra la recuperación o la producción acumulativa.

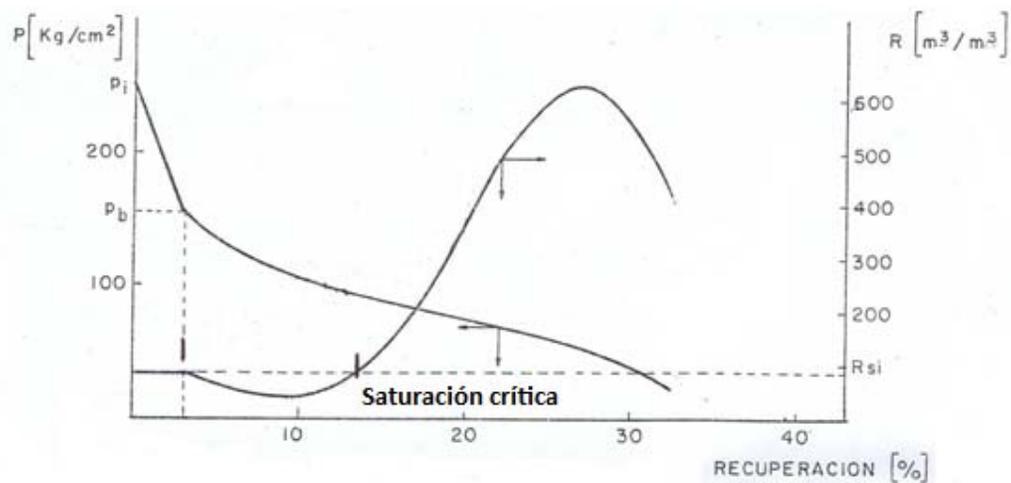


Figura 3.2. Variación de la Presión y RGA vs. Recuperación

3.1.2 Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento o Aceite Negro

La Figura 3.3, muestra la envolvente de fases típica de un yacimiento de los conocidos como Aceite Negro y que antes del desarrollo del área de Chiapas-Tabasco-Campeche contribuían con la mayor parte de la producción de crudo del país.

Sus líquidos son fluidos cuyo contenido de componentes intermedios, C3 a C6, es comparativamente bajo y alto el de componentes pesados; la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos; el punto crítico, generalmente está situado a la derecha de la cricondenbara y las curvas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de rocío.

Si la presión en el yacimiento es mayor que la presión de burbuja de sus fluidos, a la temperatura del yacimiento, se dice que se trata de un yacimiento bajosaturado; si la presión en el yacimiento es igual o menor que la presión de burbuja de sus fluidos, se dice que el yacimiento es, o está, saturado.

En términos generales, las condiciones de producción en la superficie se localizan en la región de dos fases y dan lugar a relaciones gas-aceite RGA bajas, generalmente menores de $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$, con aceites oscuros de alta densidad, más de $.85 \text{ g}/\text{cm}^3$, siendo el gas generalmente pobre en licuables, menos de $30 \text{ bbl}/10 \text{ MMft}^3$.

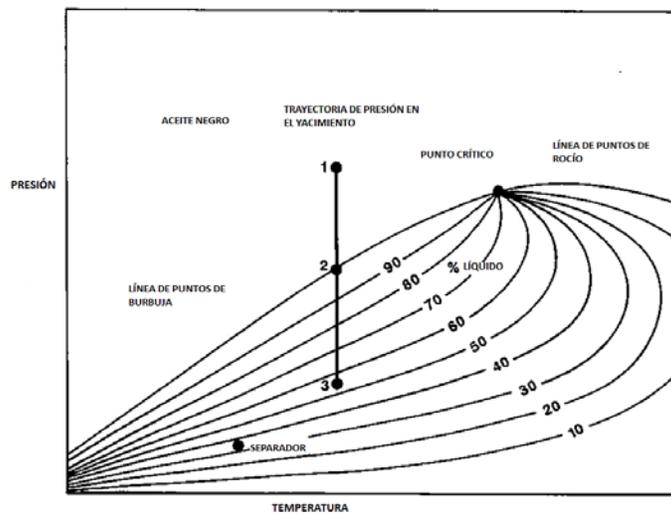


Figura 3.3. Envolverte de Fases del Aceite Negro

La relación gas-aceite RGA se incrementará durante la producción cuando la presión del yacimiento caiga por debajo de la presión de burbuja del aceite y el gas liberado alcance su saturación crítica.

3.1.3 Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento o Aceite Volátil

En la Figura 3.4, se muestra el diagrama de fase típico de los yacimientos conocidos como de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento o Volátil. En él se observa que la temperatura de la formación almacenadora, es menor, pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene; que su punto crítico está cerca de la cricondenbara y que las líneas de calidad están relativamente separadas de la línea de puntos de rocío, lo que indica un alto contenido de componentes intermedios.

La denominación de volátiles se deriva de la característica particular de que la temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene, lo que hace que el equilibrio de fases sea precario y que cambios de pequeña magnitud en la presión o temperatura, produzcan modificaciones importantes en los volúmenes de líquido y gas coexistentes.

Es obvio que para este tipo de yacimientos la proporción de gases y líquidos en la producción se verá fuertemente influenciada por las condiciones de presión y temperatura de separación, así como por el número de etapas que se empleen, condiciones que se situarán siempre en la región de dos fases del diagrama.

A manera de guía se puede decir que las relaciones gas-aceite RGA que se obtienen de estos yacimientos están entre 200 y 1,000 m^3/m^3 , y que los líquidos en el tanque de almacenamiento presentan una coloración ligeramente oscura, con una densidad entre .85 y .75 g/cm^3 ; el contenido de licuables en el gas es fuertemente dependiente de las condiciones y etapas de separación y puede ser tan alto como 70 bbl/MMft^3 o más.

Como en el tipo anterior, puede tratarse de yacimientos bajosaturados o saturados.

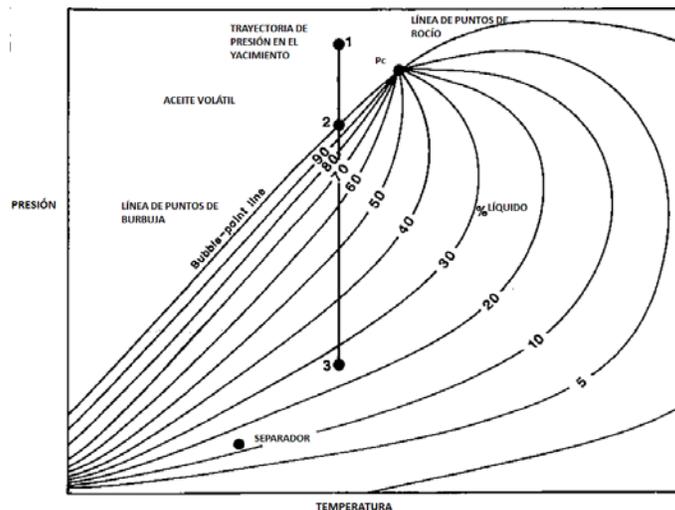


Figura 3.4. Envoltorio de Fases del Aceite Volátil

La línea vertical muestra el camino tomado por la reducción de presión a temperatura constante durante la producción. Note que una pequeña reducción en la presión por debajo del punto de burbuja, punto 2, provoca la liberación de una gran cantidad de gas en el yacimiento.

Un aceite volátil puede convertirse, tanto como el 50%, en gas en el yacimiento solo unos pocos cientos psi debajo de la presión de burbuja.

El aceite producido en el punto 2 de la figura se encogerá más de la mitad, con frecuencia $\frac{3}{4}$ partes, en su trayecto hacia el tanque de almacenamiento. El aceite volátil debe producirse mediante tres o más etapas de separación para minimizar este encogimiento.

El gas asociado a un yacimiento de aceite volátil es muy rico, este gas libera una gran cantidad de líquido conforme se mueve hacia la superficie. Frecuentemente la mitad del líquido producido durante la vida del yacimiento en el tanque de almacenamiento entró al pozo como parte del gas.

La relación gas-aceite RGA se incrementa conforme la producción avanza y la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de burbuja del aceite y el gas liberado alcanza su saturación crítica.

3.1.4 Yacimientos de Gas y Condensado

La Figura 3.5, corresponde a la envolvente de fases de los fluidos de un yacimiento de Gas y Condensado; caso que se presenta cuando la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos.

El punto crítico generalmente cae a la izquierda de la cricondenbara y las líneas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de burbuja. Si la presión del yacimiento es superior a la presión de rocío de la mezcla, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso.

Los fluidos que penetran al pozo, en su camino hasta el tanque de almacenamiento, sufren una fuerte reducción, tanto en temperatura, como en presión, y penetran rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie con relaciones gas-aceite RGA que varían, aproximadamente entre los 1,000 y 10,000 m^3/m^3 , variando el contenido de licuables en el gas según las condiciones y el número de etapas de separación, pero siendo generalmente, entre 50 y 70 bbl/MMft^3 .

El líquido recuperable es en general de coloración ligera, con densidades que varían entre .8 y .75 g/cm^3 .

Cuando en el yacimiento se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza la presión de rocío, se entra a la región de dos fases, ocurriendo la llamada condensación retrógrada de las fracciones pesadas e intermedias, que se depositan como líquido en los poros de la roca; los hidrocarburos así depositados no logran fluir hacia los pozos, ya que raramente se alcanza la saturación crítica de líquido. El efecto dañino de permitir la condensación retrógrada, tiene el agravante de que lo que se deposita son las fracciones más pesadas de la mezcla y, por lo tanto, no sólo se pierde la parte de mayor valor en el yacimiento, sino que el fluido que se continúa extrayendo se empobrece en cuanto a su contenido de tales fracciones.

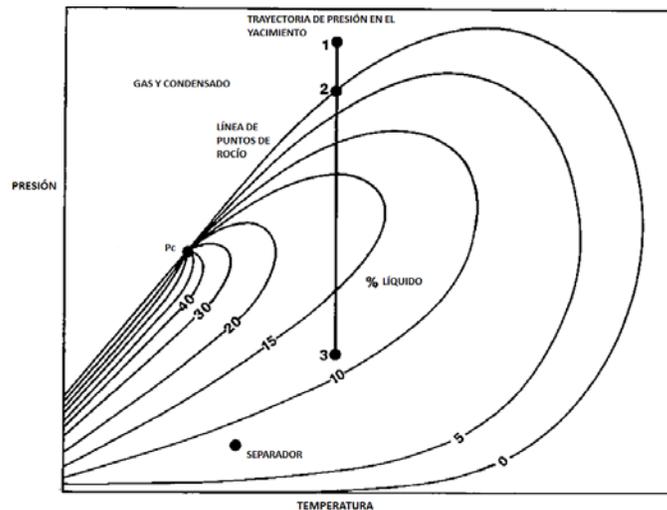


Figura 3.5. Envoltente de Fases de Gas y Condensado

La relación gas-aceite RGA para un yacimiento de gas y condensando se incrementará después de comenzar la producción cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de rocío del gas.

3.1.5 Yacimientos de Gas Húmedo

La Figura 3.6 corresponde al diagrama de fases de un yacimiento de gas húmedo; en el puede observarse que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma de la mezcla, por tal razón nunca se tendrán dos fases en el yacimiento sino únicamente fase gaseosa. Cuando estos fluidos son llevados a la superficie entran a la región de dos fases generando relaciones gas-aceite RGA que varían entre 10,000 y 20,000 m^3/m^3 , el líquido recuperable tiende a ser transparente, con densidades menores de $.75 \text{ g}/\text{cm}^3$ y el contenido de licuables en el gas, generalmente es bajo, menos de 30 bbl/MMft^3 .

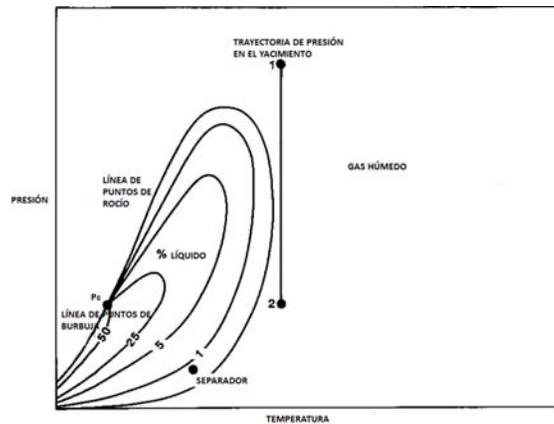


Figura 3.6. Envoltente de Fases del Gas Húmedo

Los yacimientos de gas húmedo tienen relaciones gas-aceite RGA iniciales muy altas; ésta RGA permanecerá constante durante la vida del yacimiento.

3.1.6 Yacimientos de Gas Seco

Un último tipo de yacimiento, es el que se conoce como yacimiento de gas seco, cuyo diagrama de fase se presenta en la Figura 3.7. Estos yacimientos contienen principalmente metano, con pequeñas cantidades de etano, propano y más pesados.

Ni a las condiciones de yacimiento, ni a las de la superficie se entra en la región de 2 fases durante la explotación del yacimiento, por lo que siempre se está en la región del estado gaseoso.

Teóricamente, los yacimientos de gas seco no producen líquido en la superficie, sin embargo, la diferencia entre un gas seco y un húmedo es arbitraria y generalmente un sistema de hidrocarburos que produzca con relaciones gas-aceite RGA de 20,000 m^3/m^3 , se considera gas seco.

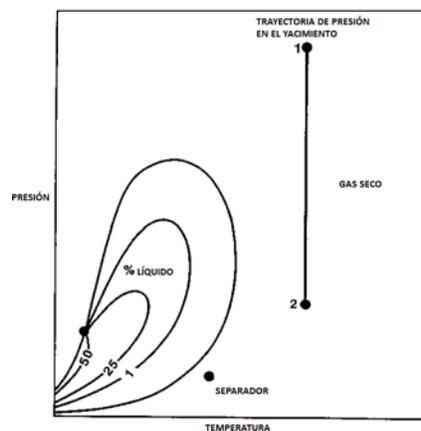


Figura 3.7. Envoltente de Fases del Gas Seco

3.2 Condiciones de Operación por Alta RGA.

Los yacimientos de hidrocarburos se han considerado básicamente de dos tipos; de aceite negro y de aceite volátil. De acuerdo al tipo de yacimiento es la configuración y condiciones de operación para el manejo superficial de los hidrocarburos producidos, por ejemplo, para el manejo superficial de yacimientos de aceite volátil, se requiere, además de los sistemas usados para aceite negro (el cual no tiene gran desprendimiento de gas), sistemas de rectificación, deshidratación y endulzamiento de gas, y para la recuperación, deshidratación y endulzamiento de condensados.

Cuando existe un flujo de dos o tres fases a lo largo de los ductos, la separación de la mezcla ocurre con frecuencia entre el gas y el líquido. Grandes baches de líquido separados por grandes burbujas de gas causan que el flujo sea intermitente. Esto puede crear problemas en el equipo de proceso si no es tomado en cuenta en su diseño.

El gas influye en la formación de emulsiones de agua en el aceite. Conforme el gas se separa, ocurre agitación, empezando en la formación y continúa a través de la producción y el procesamiento. Esta agitación puede ser tan severa que añade mucha energía al proceso de emulsificación. Por ello el gas afecta la separación del aceite y el agua.

Si las burbujas de gas emergen a través de una mezcla agua-aceite, se crea turbulencia la cual interfiere con el asentamiento de las gotas de agua. Por esta razón, usualmente, se separa primero el gas, y entonces el agua. Si el separador está diseñado como un recipiente trifásico para remover también el agua, esa remoción es usualmente de secundaria importancia y se espera que sea muy incompleta.

Para establecer las condiciones de separación más apropiadas, de acuerdo con las características de los fluidos producidos se considera:

- a) Tipo, tamaño y dispositivos internos del separador.
- b) Tiempo de residencia del aceite.
- c) Etapas de separación.
- d) Presión y temperatura de operación.
- e) El lugar de instalación de los separadores.

El diseño de un sistema de separación gas-aceite depende principalmente de la Presión de Vapor Reid máxima permisible, así como de la composición de los fluidos producidos y la temperatura.

Para aceites volátiles y condensados se recomienda el uso de torres estabilizadoras o calentadores para alcanzar la Presión de Vapor Reid requerida.

La presión de vapor de un aceite puede disminuirse aumentando la temperatura del separador o reduciendo la presión de operación. Para estabilizar un aceite volátil, por ejemplo, se hace con la adición de un simple cambiador de calor, el volumen de aceite producido se reduce ligeramente, mientras aumenta el volumen de gas natural, gas propano licuado y gasolinas, dando mayor rendimiento económico por barril de aceite extraído.

3.2.1 Sistema de producción para Aceite Volátil

1. Se recibe en un cabezal o múltiple de recolección.
2. Se envía a un sistema de separación gas-aceite.
3. El aceite pasa a estabilización, deshidratación y desalado.
4. Después es bombeado a refinación o a una terminal marítima para exportación.
5. El gas pasa a enfriamiento, a rectificación, recuperación de condensados, deshidratación y endulzamiento, luego es enviado a una planta petroquímica, y a centros de consumo o a exportación.
6. Los condensados (butanos y gasolinas) se deshidratan y endulzan para enviarlos a refinería.

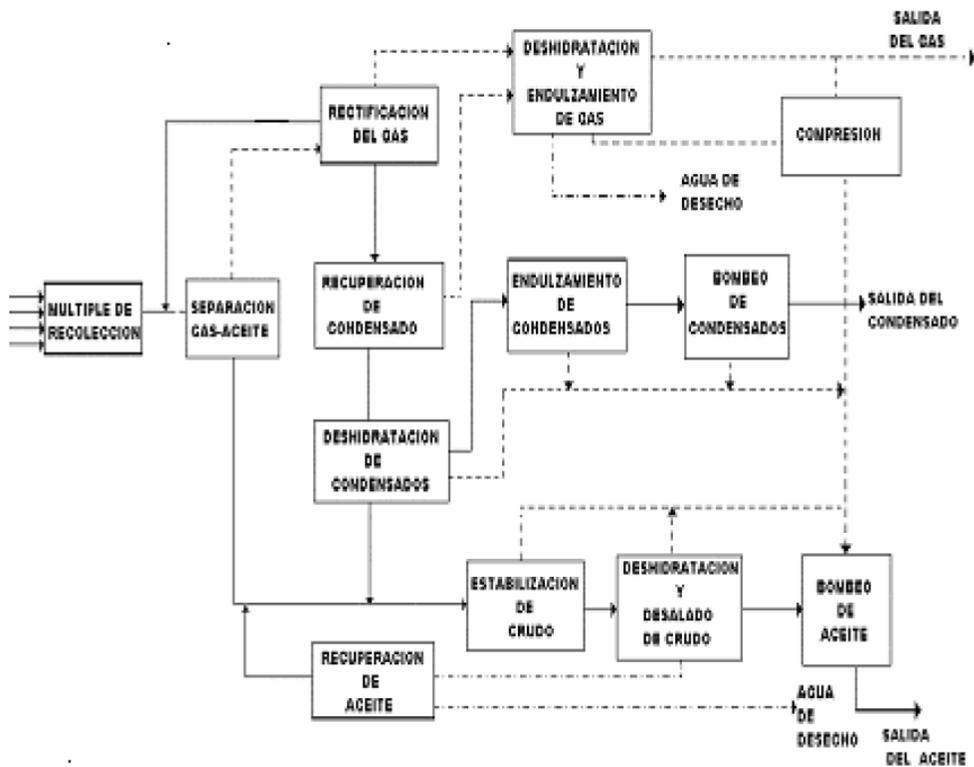


Figura 3.8. Sistema de Producción para Aceite Volátil

SEPARACIÓN GAS-ACEITE

La separación de líquidos y gases es el más básico y antiguo de los procesos en un campo petrolero. Por ser un proceso tan común, el diseño del equipo de separación se ha convertido en un procedimiento bastante común y familiar no solo entre los fabricantes de equipo, también usuarios, compañías de ingeniería y estudiantes. Sin embargo, hay muchos diseños pobres y deficientes, resultado del poco entendimiento de los principios involucrados.

En la separación de los hidrocarburos, el equipo utilizado es el separador, que puede ser de dos fases (líquido y gas) o tres fases (aceite, gas y agua). Los separadores de tres fases separan la fase líquida contenida en el gas y la fase líquida es separada en aceite y agua no emulsionada en el aceite.

Cuando gas, aceite y agua se presentan en la corriente, es llamada de tres fases o trifásica. Cuando se denomina a una corriente de dos fases o bifásica, el énfasis es sobre la mezcla gas-líquido, pero no significa necesariamente que el agua no esté presente con el aceite. Esto es simplemente enfatizar la presencia de líquido y gas en contraste con una corriente de una sola fase que contiene gas o solo líquido. Por lo tanto, una corriente de flujo referida como bifásica de hecho es de tres fases.

4.1 Equipos de Separación

Los equipos de separación, como su nombre lo indica, se utilizan en la industria petrolera para separar mezclas de líquido y gas.

La selección de las condiciones de separación depende de los objetivos de producción establecidos:

- 1.-Alta eficiencia en la Separación.
- 2.-Mayores ritmos de Producción.
- 3.-Mayor recuperación de Aceite.
- 4.-Menores costos por Compresión.
- 5.-Aceite y Gas Estabilizados.

4.2 Anatomía de un Separador

La necesidad básica de separar en gas y líquido las corrientes de hidrocarburos normalmente se logra mediante 4 procesos distintos en los recipientes de separación. Estos son:

1. Primera fase en donde se separan predominantemente hidrocarburos líquidos de los hidrocarburos en estado gaseoso.
2. Refinar la separación primaria al remover la niebla remanente de hidrocarburos líquidos arrastrada por el gas.
3. Se hace una refinación adicional de la separación proporcionando remoción de las burbujas de gas arrastradas en la fase líquida así que, idealmente, el líquido no contiene más gas del que existiría teóricamente en condiciones de equilibrio a la presión y temperatura del recipiente.
4. Asegurar el control adecuado de los dispositivos que proporcionarán la remoción del gas y la fase líquida del recipiente sin dar oportunidad a que se vuelvan a juntar.

Los principios físicos disponibles para alcanzar el funcionamiento descrito anteriormente son la gravedad, la fuerza centrífuga y el pinzamiento. La efectiva combinación de estos principios resulta en un diseño eficiente de separación.

Para ilustrar el uso de los principios físicos en el diseño de separadores, se presenta un separador horizontal bifásico.

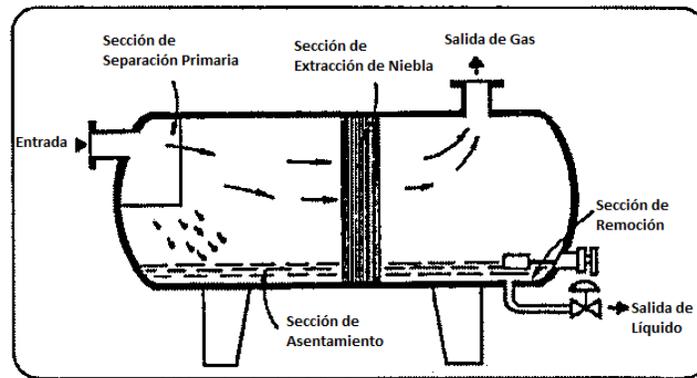


Figura 4.1. Diseño Básico de un Separador

El separador consiste de tres secciones básicas más los controles, que corresponden con los cuatro procesos descritos anteriormente. Estos son:

Sección de Separación Primaria la cual controla o disipa la energía de los fluidos conforme abandonan la línea de descarga y entran al recipiente.

Sección de Separación Secundaria (Extracción de Niebla o Sección de Coalescencia) la cual minimiza la turbulencia en la región de gas.

Colector de Líquido y Sección de Remoción la cual previene el que las fases separadas se junten de nuevo.

El diseño de estas secciones se realiza de la siguiente manera:

4.2.1 Sección de Separación Primaria

La corriente de entrada al separador gas-aceite es a alta velocidad, flujo turbulento y las fases sumamente intercaladas. La masa de fluidos de alimentación a ser separada tiene gran momentum debido a la velocidad a la cual abandona la línea de descarga. En el recipiente separador, el cual tiene un diámetro mucho mayor que el de la línea de descarga, la velocidad natural para el mismo ritmo de flujo continuo es mucho menor. Por tanto, los efectos de inercia entrando al recipiente deben ser rápida y efectivamente vencidos de manera que la separación natural por gravedad bajo las condiciones de menor velocidad pueda ocurrir. Para llevar a cabo esto, se requiere de un dispositivo compacto cuidadosamente diseñado para la desaceleración controlada de los fluidos entrantes. Este dispositivo es llamado “amortiguador de momentum”.

Corriente abajo del “amortiguador de momentum”, material líquido predominantemente, con mucho gas arrastrado se ha separado generalmente hacia abajo.

Encima del material líquido está predominantemente el material gaseoso, con mucho líquido arrastrado, moviéndose también hacia arriba en un separador vertical o longitudinal en un recipiente horizontal.

La configuración del dispositivo de entrada puede tener muchas formas y se le debe dar cuidadosa atención. El canal estructural de acero normalmente proporciona óptimos resultados, pero el ángulo de acero, placas planas o cabezas reflectoras se consideran óptimas para ciertas aplicaciones. Los recipientes verticales con frecuencia ocupan un dispositivo de entrada centrífugo.

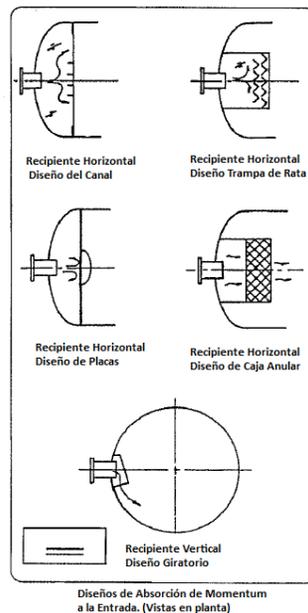


Figura 4.2. Diseños de Absorción de Momentum a la Entrada

4.2.2 Sección de Separación Secundaria

La sección de separación secundaria es la más importante para un diseño de separación eficiente. En este punto los principios de separación gravitacional y pinzamiento se combinan con el control de turbulencia para alcanzar la calidad de gota de separación de la fase de gas.

Para separar dos sustancias diferentes se debe primero descubrir sus diferencias, entonces aplicar algún principio científico el cual use esas diferencia para separarlos. En el caso de separar gas y líquido podemos rápidamente notar varias diferencias tales como viscosidad, tensión superficial, propiedades eléctricas, y conductividad del calor. La diferencia más obvia y la única usada en muchas aplicaciones del proceso es la diferencia de densidad.

Hay diferentes formas en las que la diferencia de densidad puede ser utilizada para provocar la separación, tal como la gravedad, procesos centrífugos y el pinzamiento. Aún si la fuerza ejercida sobre los fluidos es de gravedad, del momentum del fluido o, por otra parte, si es una función de densidad, entonces los principios básicos son los mismos.

El principio que buscamos es una relación entre los parámetros físicos del sistema y la proporción de separación que puede ser esperada. La disminución (o incremento) de velocidad de una partícula o gota en un medio viscoso es una función de las fuerzas ejercidas sobre esta.

Separación por Gravedad

La facilidad de una gota de líquido de desprenderse de una corriente de gas y asentarse dentro de la fase líquida, depende en parte de:

1. La densidad relativa de la partícula de líquido comparada con la del gas bajo las condiciones de operación del recipiente.
2. El tamaño de la partícula.
3. La magnitud de la velocidad horizontal o vertical de la corriente de gas.
4. La turbulencia existente en el espacio del vapor del separador.

La velocidad final a la cual las partículas en fase líquida se separarán de las partículas en fase gaseosa es descrita por:

$$V_t = \frac{2gd^2(\rho_l - \rho_g)}{9\eta} \quad \text{Flujo Laminar. Ley de Stokes}$$

$$V_t = 1.74 \sqrt{gd} \sqrt{\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g}} \quad \text{Flujo Turbulento. Ley de Newton}$$

$$K = 1.74 \sqrt{gd}$$

Donde:

V_t = Velocidad final (ft/s)

g = Constante gravitacional (ft/s²)

d = Diámetro de la partícula (ft)

ρ_l = Densidad del líquido (lb/ft³)

ρ_g = Densidad del gas (lb/ft³)

η = Viscosidad (lb/ft/s)

Las velocidades del gas entrando al extractor de niebla normalmente están en rango de flujo turbulento, así que la Ley de Newton es aplicable.

La Figura ilustra varios tamaños de partícula encontrados y la facilidad con la cual son separados. Un extractor de niebla bien diseñado no tiene dificultad en atrapar partículas de 10 micras. Los extractores de diseño pobre permiten el paso de partículas de hasta 1000 micras.

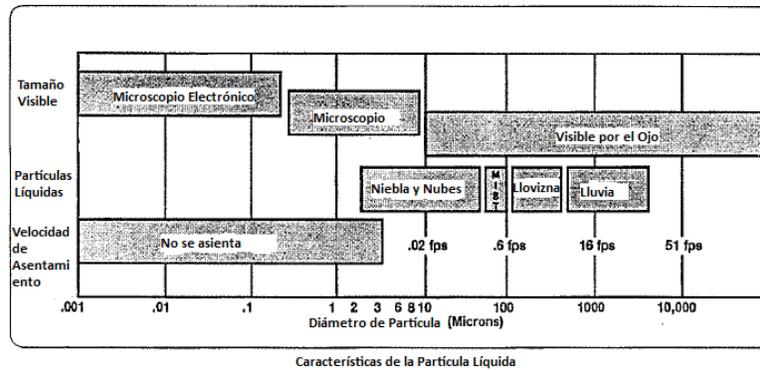


Figura 4.3. Características de la Partícula Líquida

Reducción de la Turbulencia en la Separación Gravitacional

El grado de turbulencia que existe en el cuerpo de la corriente de flujo dentro del separador es de considerable importancia. El exceso de turbulencia resulta en el acarreo de partículas de líquido potencialmente separables, en los remolinos de la corriente. Una medida de turbulencia en cualquier corriente de flujo es el Número de Reynolds (Re), el cual es adimensional.

$$Re = \frac{DV\rho}{\eta}$$

Donde:

D = 4 veces el radio hidráulico. (el área transversal dividida entre el perímetro húmedo) (ft)

V = Velocidad del gas. (ft/s)

ρ = Densidad del gas (lb/ft³)

η = Viscosidad del gas (lb/ft/s)

Mientras los demás factores permanecen constantes, el número de Reynolds varía directamente al variar el radio hidráulico. Por lo tanto, el efecto de turbulencia puede ser minimizado al insertar subdivisiones internas.

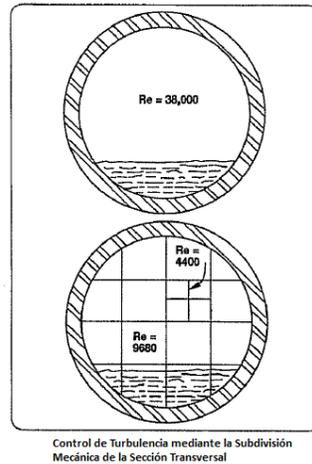


Figura 4.4. Subdivisión Mecánica de la Sección Transversal

A menos que se proporcione control sobre el número de Reynolds, habrá siempre una divergencia más amplia de un flujo razonablemente calmado conforme se incrementa el tamaño del recipiente. Normalmente, cuanto más grande sea el radio hidráulico del paso del flujo a velocidad constante, mayor es la magnitud del efecto de corriente de remolino. Esto significa que conforme se incrementa el tamaño del recipiente, la velocidad superficial máxima permisible, la cual proporcionaría una buena separación bajo ciertas condiciones en un recipiente pequeño, tendría que ser reducida, en consecuencia compensando el incremento en la capacidad de separación esperada de un incremento en el tamaño. Esto resalta la importancia en el control de la turbulencia especialmente en recipientes más grandes.

Pinzamiento

El proceso de pinzamiento de las gotas de líquido en una corriente de gas sobre una superficie sólida es utilizado en numerosos diseños de extractores de niebla. Las gotas, siendo más densas que la fase continua de gas, tienden a continuar viajando en su dirección de movimiento cuando la fase continua de gas es desviada por una superficie sólida. Esto causa pinzamiento de las partículas líquidas sobre la superficie sólida. Al adherirse a la superficie sólida, los efectos de la tensión superficial tenderán a retener las partículas líquidas sobre la superficie y prevenir re-arrastre; otras partículas inciden sobre la superficie causando acumulación y la subsecuente separación gravitacional del líquido.

Separación Centrífuga

La diferencia de densidad en las fases puede ser explotada con dispositivos que provoquen un cambio de dirección en la trayectoria de flujo, la separación centrífuga es utilizada en ciertos tipos de elementos así como en diseños tipo ciclón.

Se deben definir dos términos. El término “arrastre” describe las pequeñas partículas acarreadas por el gas, el cual requiere de un extractor de niebla para removerlas. “Re-arrastre” es líquido el cual ya ha sido separado del gas, recogido otra vez y llevado por la corriente de gas. El factor K es utilizado para evitar el re-arrastre del extractor de niebla. El factor K es proporcional a la fuerza de arrastre sobre una nube de partículas.

Si el factor K es muy alto en un extractor de niebla, la nube no escurrirá. Una gran cantidad de líquido es arrancado del borde de salida y, debido al factor K alto, las partículas creadas son más pequeñas de lo normal y son llevadas.

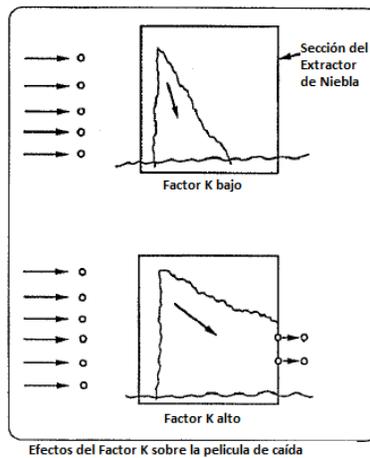


Figura 4.5. Efectos del factor K sobre la película de caída

Pruebas de laboratorio dan curvas del factor K tal como se muestran en la Figura 4.6. En circunstancias ideales, el factor K no es dependiente de la presión o de la carga de líquido entrante; sin embargo, este es raramente el caso en el campo. Las curvas de la Figura 4.6 están muy exageradas y puede uno fácilmente escoger un valor del factor K que está debajo de las curvas de re-arrastre. Para ilustrar, seleccione un factor K de .35 (la mayoría de los separadores tienen valores de factor K entre .2 y .8).

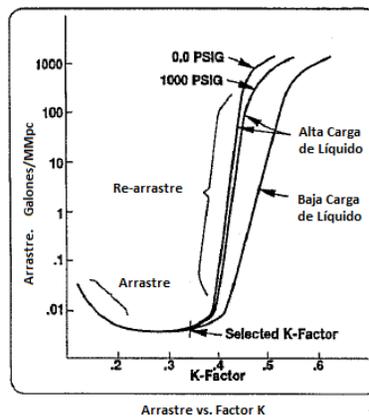


Figura 4.6. Arrastre vs. Factor K

El flujo de gas de un separador está normalmente limitado por el factor K del extractor de niebla. El re-arrastre es usualmente el problema más grande, no el arrastre. Incrementando la velocidad se incrementa la capacidad de captura centrífuga y de pinzamiento, pero no la gravitacional.

4.2.3 Tipos de Extractor de Niebla

Placas Dixon

Un extractor de niebla exitoso y de amplio uso por mucho años, las placas Dixon trabajan sobre el principio de separación gravitacional. Son usadas en recipientes horizontales como se muestra en la Figura 4.7. Dividen el área de flujo en muchas áreas más pequeñas. El grado de turbulencia en cualquier corriente de flujo está medido por el número de Reynolds.

$$Re = \frac{DV\rho}{\eta}$$

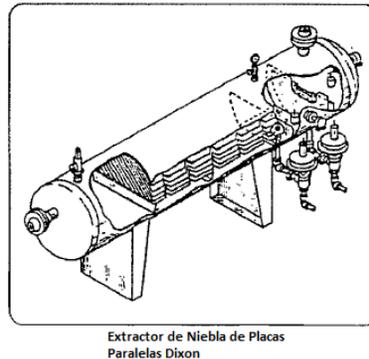


Figura 4.7. Extractor de Niebla de Placas Paralelas Dixon

Reduciendo el área de cada trayectoria de flujo con las placas Dixon, se reduce el diámetro hidráulico, el número dimensional en el número de Reynolds. Así la turbulencia es reducida permitiendo a la gravedad separar las fases.

Las placas Dixon están inclinadas en un ángulo de 45 grados de modo que una gota de asentamiento tiene sólo una corta distancia para caer.

Tradicionalmente las placas Dixon han sido usadas en aplicaciones de crudo espumoso, por su gran área que ayuda a eliminar la espuma. En relación a otros extractores ahora disponibles, las placas Dixon son inferiores en desempeño y son más pesadas y más costosas.

Serpentines

La Figura 4.8 muestra un extractor de niebla de veleta diseñado para atrapar pequeñas partículas por pinzamiento y fuerza centrífuga. Ligero y económico, estos extractores con veletas de serpentín deben ser de alrededor de 8 pulgadas de largo.

Estas veletas en particular tienen trayectorias de drene que no reducen las áreas transversales. Así, un factor K alto puede ser utilizado con toda seguridad en un flujo horizontal.

Las veletas de serpentín han sido también utilizadas en configuración de flujo vertical. Utilizadas de esta manera el factor K debe ser reducido porque el desempeño es limitado por la capacidad del líquido separado de drenar hacia abajo contracorriente al flujo de gas.

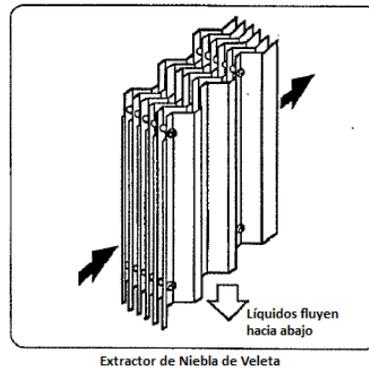


Figura 4.8. Extractor de Niebla de Veleta

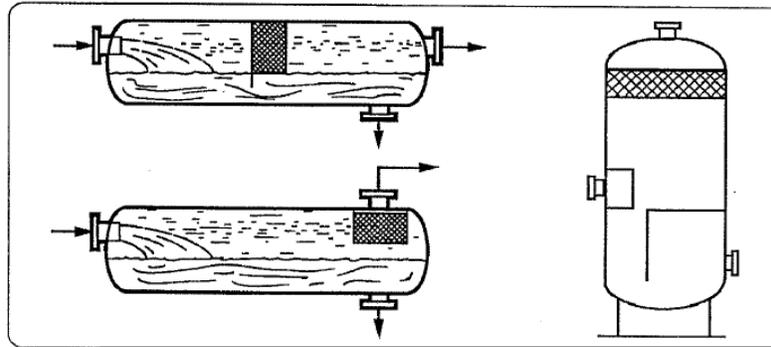
En la configuración normal de flujo horizontal valores muy altos del factor K pueden utilizarse si hay suficiente volumen disponible corriente arriba para la separación de la masa líquida, y corriente abajo para permitir el asentamiento del líquido desprendido; éste es líquido que se ha condensado en el extractor de niebla, entonces es llevado al borde final por la velocidad del gas.

Estas gotas deben ser suficientemente grandes para asentarse rápidamente, y esta limitación determina la velocidad permisible, y por lo tanto el factor K. Una muy alta velocidad del gas impedirá incluso que estas gotas relativamente grandes se asienten, y se convertirán en re-arrastre en la corriente de gas.

Si el volumen de proceso no está disponible corriente arriba y corriente abajo de las veletas entonces restricciones tales como factor K más bajo y pequeña carga de líquido permisible son necesarias. Este es el caso en diseños de separadores de flujo cruzado.

Malla de Alambre

Posiblemente, el extractor de niebla más común a través de los años ha sido la malla de alambre inoxidable, en la Figura 4.9 una unidad de pinzamiento. La mayoría de los fabricantes de extractores de niebla de malla de alambre proporcionan tablas que representan la velocidad de diseño adecuada. Un block común de malla de alambre es de 4 a 8 pulgadas de espesor, con una densidad de 9 lb/ft^3 , el diámetro del alambre de acero inoxidable es de .011 pulgadas.



Configuraciones de Extractores de Niebla con Malla de Alambre

Figura 4.9. Extractores de Niebla con Malla de Alambre

La malla recoge parafina, hidratos, arena y otras partículas sólidas, ocasionando que se tapone con bastante facilidad; por lo tanto, esta no se recomienda en general para una aplicación primaria en la cabeza del pozo, pero es preferible para aplicaciones limpias de relaciones gas-aceite RGA relativamente altas. Se puede utilizar también en flujo vertical hacia arriba o pequeñas configuraciones horizontales. Es permisible que el factor K en el flujo horizontal sea más bajo que para las veletas de serpentín por su capacidad relativamente pobre de drenar por si misma los líquidos. Sin embargo, cuando las condiciones permiten su uso, esta puede atrapar partículas más pequeñas que las que puede el tipo de veletas de serpentín.

Separadores tipo Ciclón.

Este tipo de separación utiliza el momentum de la corriente de flujo para crear un flujo rotacional de alta velocidad. La aceleración centrífuga resultante provoca una separación de líquido denso del gas ligero.

Otros Tipos de Extractores de Niebla

Hay muchos otros diseños de extractores de niebla disponibles. Muchos de ellos exhiben un pobre desempeño. En general, cualquier extractor que reduzca en gran medida el área de flujo o por otro lado provoque turbulencia severa debe ser evitado.

4.2.4 Sección de Retención de Líquido

La función primaria de esta sección es permitir que las burbujas libres de gas se separen del líquido. Esto se logra proporcionando suficiente tiempo de residencia, libre de turbulencia excesiva, para permitir que ocurra la separación gravitacional.

Normalmente no se requieren de internos especiales para la desgasificación del líquido. Otra función de la sección de retención de líquido en separadores trifásicos es la separación de aceite y agua. Dependiendo del grado de separación requerido, puede o no usarse un agente coalescente, permitiendo que la separación se lleve a cabo únicamente por gravedad.

Un aumento de volumen es añadido a la capacidad líquida del recipiente cuando es necesario. Este factor de aumento puede ser típicamente de 0-50% dependiendo de las características del pozo y el diseño físico del equipo.

La norma API-14E (Diseño e Instalación de Plataformas de Producción) da los factores de aumento típicos para su uso costa afuera cuando no se dispone de datos más específicos. Estos son:

Factores de Aumento

Servicio	Factor
Instalación que maneja producción primaria de su propia plataforma.	20%
Instalación que maneja producción primaria de otra plataforma o pozo remoto con tirante de agua menor a 150 ft	30%
Instalación que maneja producción primaria de otra plataforma o pozo remoto con tirante de agua mayor a 150 ft	40%
Instalación que maneja producción con bombeo neumático de su propia plataforma	40%
Instalación que maneja producción con bombeo neumático de otra plataforma o pozo remoto.	50%

4.2.5 Sección de Salida

Enormes cantidades de arrastre y deslizamiento de gas con frecuencia ocurren debido un diseño pobre de salida. Vórtices pueden también ocurrir a la salida del gas o líquido.

Cuando la fuerza Coriolis o una distribución no uniforme de flujo comienzan un movimiento de rotación, la energía disponible en la salida produce y mantiene un fuerte efecto Vortex.

La excesiva caída de presión y pobre separación son indicadores del efecto Vortex. Sin embargo, estos problemas con frecuencia no son detectados. Afortunadamente, los rompe-vórtices bien diseñados moderan el flujo rotacional. Aún con los rompe-vórtices apropiados, la interfase puede ser succionada hacia el drenaje si la altura de líquido sobre él es pequeña y la velocidad de drene es grande. La altura mínima para alimentar el drenaje es una función de su diámetro, la velocidad de drene y la relación de densidades de las fases arriba y debajo de la interfase.

Una guía útil es tener un mínimo de 2 veces el diámetro de la tobera en la profundidad de líquido si la interfase es gas-líquido, y 3 veces el diámetro de la tobera si la interfase es líquido-líquido, asumiendo que las toberas están dimensionadas para las velocidades típicas del líquido. Si se mantienen estas dimensiones mínimas y se instalan rompe-vórtices en la salida de las toberas, el peligro de fallas debido al re-arrastre en la salida puede minimizarse. La Figura 4.10 muestra los diseños de rompe-vórtices más comunes.

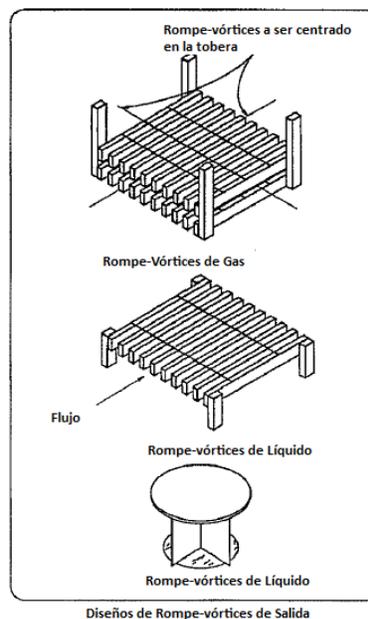


Figura 4.10. Diseños de Rompe-vórtices de Salida

Cuando el separador es trifásico, se deben hacer consideraciones adicionales para el control de niveles. La Figura 4.11 muestra tres tipos de control de salida para separadores trifásicos. Estos arreglos pueden utilizarse en recipientes horizontales y verticales. La placa vertedora es simple y relativamente poco costosa; sin embargo, el controlador de interfase es activado por la diferencia de densidades del aceite y agua.

Esto es algo difícil y el controlador debe ser sensible. Si los líquidos están ligeramente emulsificados o el controlador no es colocado apropiadamente, resultará en arrastre (aceite en el agua o agua en el aceite).

El contenedor de aceite, Figura 4.11B, actúa como un tubo U, evitando que el aceite alcance el vertedor. Se derrama agua sobre el vertedor conforme trata de alcanzar la misma presión hidrostática que el aceite y la altura de agua esta creándose al otro lado del contenedor. Una ventaja de este arreglo es que los controles detectan la diferencia entre el líquido y el gas; sin embargo, se requiere de más estructura interna y volumen del recipiente.

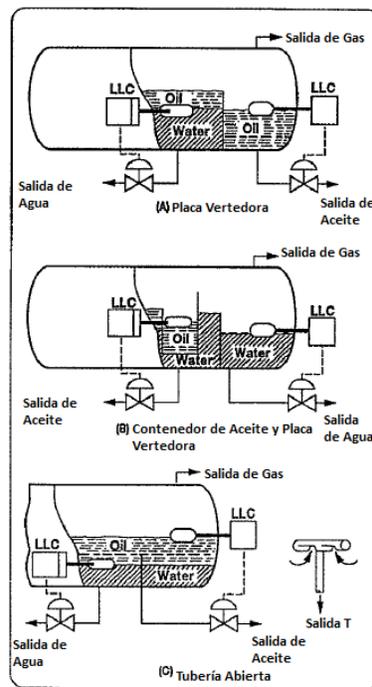


Figura 4.11. Controles de Salida

Un arreglo simple y poco costoso de vertedor se muestra en la Figura 4.11C. Sin embargo, aquí también, la instrumentación del control de interfase debe ser sensible a pequeños cambios en la densidad. Es también una desventaja tener una altura limitada de aceite encima de la salida de aceite. Una ligera disminución de aceite causa succión de gas, aun con un flujo sin vórtices.

Colocando un tubo horizontal en la parte superior de la salida, como se muestra, ayudará; la parte baja del tubo está ranurada, permitiendo disminuir el nivel de aceite dentro de las ranuras unas pocas pulgadas sin ningún problema. Sin embargo, los arreglos de vertedor dan todavía un mayor margen de seguridad. Cuando se presenta espuma, un margen de seguridad mayor es esencial ya que el peso de la espuma distorsiona la calibración de los indicadores del nivel de líquido.

Un block o panel de emulsión y suciedad puede formarse en la interfase agua-aceite en un periodo, distorsionando las lecturas de medición del nivel de líquido y el controlador de salidas. Por lo tanto, un drenaje para esta interfase puede ser especificado. Un colector toadstool de interfase es uno de los mejores dispositivos de drenaje.

4.3 Aplicación de un Separador

Para dimensionar y diseñar un separador, se deben conocer ciertos datos e información. Deben ser datos en relación a los fluidos del proceso y las condiciones de operación. Se necesita conocer el servicio y los requerimientos de desempeño del separador. Con frecuencia es de ayuda conocer algo acerca del sistema dentro del cual estará la unidad. Las especificaciones especiales de construcción y diseño deben ser seguidas puntualmente. Toda esta información debe ser interpretada para seleccionar el mejor diseño y el tamaño del separador correctamente. Con frecuencia los datos para el diseño están incompletos y se deben hacer suposiciones; la información acerca del tipo de servicio y la relación con todo el sistema puede ser de utilidad para hacer mejores suposiciones.

También hay todo un rango de diferentes diseños de separadores los cuales pueden ser utilizados o adaptados para satisfacer cada necesidad. Hay diseños verticales y horizontales, longitudinales o de flujo cruzado, una variedad de tipos de extractores de niebla, y diseños con y sin secciones atrapa baches.

4.3.1 Tipos de Servicio

Hay muchas diferentes aplicaciones de un separador, y es útil entender acerca de ellos. A continuación se describen algunos de sus servicios más comunes.

Separador de Producción

También llamado “separador de masa” o “separador primario”, se usa para separar una o más corrientes combinadas de los pozos de una locación, centro de recolección, planta o plataforma costa afuera. Este puede ser bifásico o trifásico.

La separación primaria indica que es el primer proceso de separación con el que se encuentran los fluidos producidos. Si se localiza en una planta, el separador de producción puede ser muy grande y manejar la producción de todo un campo. En plantas grandes, varios separadores de producción son con frecuencia colocados en paralelo.

Separador de Prueba

Se conecta usualmente paralelo a un separador de producción. Normalmente es dimensionado para manejar un pozo a la vez. Pozos individuales pueden estar segregados de la corriente principal de producción, estos pozos son procesados a través del separador de prueba, donde la separación de las fases es medida. El producto de esta separación es entonces recombinado con el producto de la corriente principal.

Scrubber o Agotador

Es un separador utilizado en corrientes de flujo con relaciones gas-aceite RGA muy altas, para “depurar” pequeñas cantidades de líquido de una corriente de gas. Los scrubbers o agotadores son usualmente recipientes verticales bifásicos, quizá en aplicaciones de mayor volumen scrubbers horizontales no son inusuales. Scrubbers de quemador o de venteo son colocados a la salida de las corrientes de gas de los separadores de producción para remover cualquier líquido residual o cualquier condensado que se haya formado en la línea, antes de la quema o venteo. Scrubbers de succión y descarga son colocados corriente arriba y corriente abajo de los compresores de gas. Scrubbers de gas combustible remueven el líquido residual del gas justo antes de su uso como combustible. Scrubbers de ductos remueven el condensado de las corrientes de gas que fluyen a lo largo de los ductos.

Atrapa baches

O tambor de olas es un separador diseñado para separar masa líquido-gas de las corrientes que fluyen en oleadas o baches. El atrapa baches puede servir también como un separador de producción, en tal caso se requiere de una mejor separación. Adecuadamente diseñado debe suavizar el flujo intermitente.

Separadores Filtro

Es un término genérico el cual incluye verdaderos separadores filtro, filtros coalescentes, y filtros de gas seco.

Son usados para separar contaminantes líquidos y sólidos de una corriente de líquido o gas cuando el tamaño de partícula es muy pequeño para ser removido por un separador convencional.

Trampa de Arena

Es un dispositivo para la remoción de arena de la corriente producida por un pozo. Son utilizadas típicamente en pozos de gas de alta presión.

Separador de Vapor

Utilizado en proyectos geotérmicos o con generadores de vapor, son simplemente separadores los cuales remueven el agua libre del vapor, produciendo así 100% vapor.

Separador Flash o Instantáneo

Es un recipiente bifásico con el principal propósito de desgasificar líquido antes de que entre a otro proceso. Un ejemplo está en un coalescedor electrostático o desalador donde se puede tolerar gas libre, el fluido es desgasificado primero en un separador flash el cual se eleva encima del coalescedor así que una vez desgasificado el fluido permanecerá libre de gas.

La Figura 4.12 es un diagrama de flujo esquemático que muestra varios tipos de separadores en servicio típico en una planta.

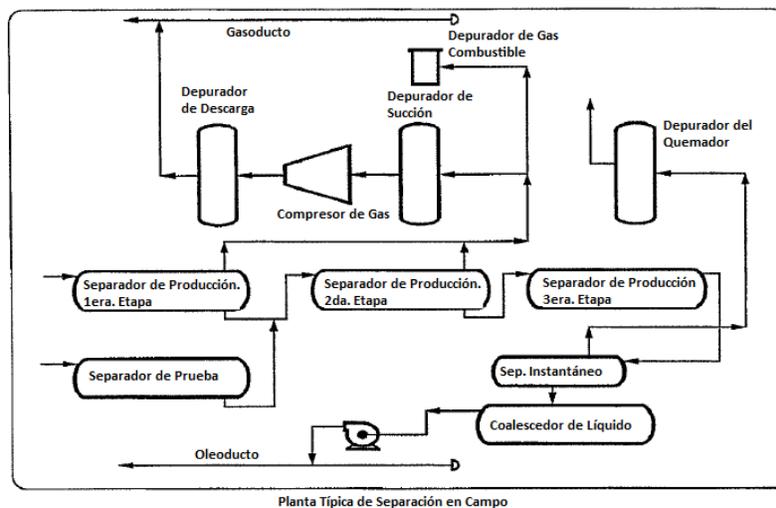


Figura 4.12. Esquema de Separación en Campo

4.4 Datos de Diseño

La siguiente es una lista de datos específicos requeridos para dimensionar y diseñar un separador. La información con un • al lado son datos que entran directamente en el proceso de diseño y por tanto deben ser también dados o asumidos.

4.4.1 Datos de Diseño del Separador

Mecánicos:

- Diseñar la máxima presión y temperatura del recipiente
- Tolerancia a la corrosión
- Vertical u horizontal. (Material y requerimientos internos)

Condiciones de Operación:

- Presión de Operación (rango si es variable)
- Temperatura de Operación (rango si es variable)
- Bifásico o Trifásico

Fluidos del Proceso:

- Gasto del flujo de gas (rango si es variable) o Relación Gas-Aceite RGA
- Densidad específica, Peso Molecular o Densidad del gas
Análisis del gas
- Gasto de Aceite (rango si es variable) o líquido total si es bifásico
- Densidad API del Aceite, densidad específica, o densidad del Aceite sin espuma
Impurezas o sólidos en la corriente de aceite
- Gasto de Agua, si es trifásico
Densidad específica del agua

Requerimiento de Salida:

- Arrastre de líquido en el gas
- Residuos de aceite en el agua
- Residuos de agua en el aceite

Muchas veces los parámetros de diseño serán especificados por el cliente, parámetros normalmente elegidos por el diseñador. Por ejemplo, él puede especificar un tiempo de retención para la fase líquida o una velocidad máxima del gas a través del extractor de niebla. Si es así, esto debe ser analizado para asegurar que los parámetros son razonables y coincidirán con los requerimientos del proceso.

Con frecuencia, también, el cliente especificará parte o todo el diseño incluyendo cualquier o todos estos criterios; tipo de recipiente, tamaño del recipiente, tipo de extractor de niebla o el diseño interno completo. Esto debe ser checado siempre que los datos del proceso estén dados, para asegurar que sean adecuados.

4.4.2 Diseños de Separadores

A continuación se presentan algunos diseños de separadores básicos y sus aplicaciones.

Separadores Verticales sin Internos

Existen muy limitadas aplicaciones para este tipo de separadores debido a que su capacidad en el manejo y depuración del gas son pobres. Esto se debe al hecho de que no hay medio para la coalescencia de las partículas líquidas en el gas.

Un separador vertical sin internos removerá satisfactoriamente partículas de líquido mayores a 100 micras, pero sería considerado muy ineficiente para remover partículas más pequeñas. Sin embargo, si no se requiere de un mejor grado de separación, entonces la selección de este tipo de separador es posible. Las aplicaciones típicas para separadores verticales sin internos son como atrapa baches o recipientes de oleada.

Separadores Verticales con Malla de Alambre

Se recomienda el uso de este tipo de separador únicamente cuando:

- Los gastos de aceite y gas sean relativamente constantes ya que su eficiencia es muy dependiente de la velocidad lineal a través de la malla. A bajas velocidades, las partículas líquidas tienden a acumularse entre los alambres. A altas velocidades, los elementos tienden a inundarse, ya que la gotas de líquido no pueden fluir hacia abajo debido a la alta velocidad del gas hacia arriba.
- Es más adecuado para aplicaciones donde se manejen líquidos relativamente limpios; por ejemplo no debe usarse para servicio sucio (grasas, parafina, etc.), ya que la malla se tapona fácilmente. Las aplicaciones típicas son: depuradores de compresor, depuradores de torre de glicol, depuradores de gas, etc.

Separadores Verticales con Veletas TP

Para evitar el taponamiento u obstrucción de los internos, los separadores verticales con veletas TP son capaces de manejar líquidos que tapanían la malla de alambre. Ya que la capacidad de manejar baches de este separador es particularmente buena, es

aplicable a la separación de gas y aceite, o aceite condensado contaminado o donde se sabe que el aceite entra en oleadas.

La característica esencial de este separador es la veleta de serpentin TP, extractor de niebla en el cual el gas fluye horizontalmente a través de las veletas. Las partículas líquidas se adhieren a la superficie de las veletas y fluyen verticalmente hacia abajo. Debido a la muy efectiva separación de líquido y gas en la sección TP, este tipo de separador tiene mucha más flexibilidad sobre amplios rangos de operación que, por ejemplo, la malla de alambre; y ya que el área expuesta del extractor de niebla es más grande que para un separador de malla de alambre, un recipiente de diámetro más pequeño puede ser especificado.

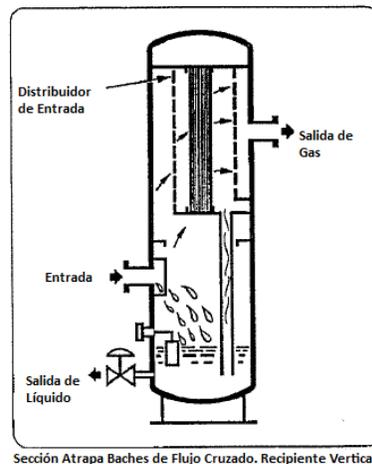


Figura 4.13. Sección Atrapa Baches de Flujo Cruzado. Separador Vertical

Separador Horizontal con Veletas TP

El separador horizontal con veletas TP tiene una amplia aplicación en la industria del petróleo. Es capaz de manejar grandes volúmenes de gas con bajas o altas cantidades de líquido, así como manejar desde condensados limpios hasta crudo con ceras o parafinas.

En términos de capacidad, este separador puede ser utilizado para cualquier relación gas-aceite RGA de manera muy efectiva.

Tiene las siguientes ventajas sobre el separador vertical equivalente:

- La dirección del flujo no afecta el asentamiento gravitacional.
- Hay un mayor control de la turbulencia.
- Para un volumen dado de líquido, hay una mayor área superficial.
- Su servicio y mantenimiento es en general más fácil.
- Es mejor para manejar crudo espumoso.

- Se presta más fácilmente para transporte y apilamiento.

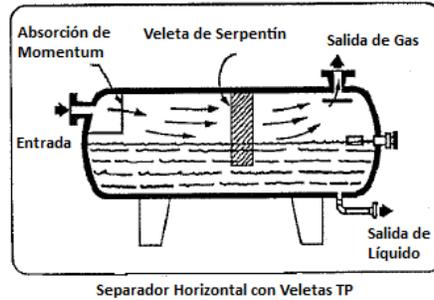


Figura 4.14. Separador Horizontal con Veletas TP

Separadores con Placas Dixon

La aplicación de este tipo de separadores es generalmente la misma que para el separador horizontal con veletas TP, aunque es preferible utilizar las veletas por motivos económicos. Si se especifican internos removibles o los requiere el proceso, las veletas de serpiente son mucho más fáciles de fabricar y remover.

4.5 Etapa de Separación

Etapa de separación es el término utilizado para el “paso” en la reducción de presión del líquido hasta que alcanza el tanque de almacenamiento. El líquido fluye de la primera etapa de separación a una o más etapas de más baja presión y finalmente, al tanque de almacenamiento. Cada separador es considerado una etapa así como el tanque de almacenamiento. El tanque de almacenamiento en la Figura 4.15, por lo tanto, representa tres etapas o la tercera etapa de separación.

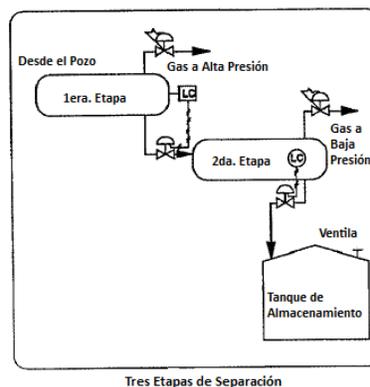


Figura 4.15. Tanque de Almacenamiento, 3era. Etapa de Separación

La etapa de separación es utilizada para dos propósitos básicos:

- Incrementar la recuperación en el tanque de almacenamiento minimizando la vaporización (Entre más etapas se utilicen, mayor será la cantidad de aceite en el tanque de almacenamiento por cada barril a condiciones de yacimiento).
- Reducir la cantidad de gas en el tanque de almacenamiento.

La pregunta de cuántas etapas deben utilizarse (dos, tres, cuatro o incluso cinco) aún debe ser respondida; el aspecto económico es la clave y la ley de los rendimientos decrecientes aplica. Las pruebas de producción reales proporcionan soluciones confiables a esta pregunta. Sin embargo, en ausencia de tales pruebas, los cálculos son la única forma de determinar con precisión el número de etapas óptimo y la presión de operación de cada una de ellas. Debido a que son cálculos largos y tediosos, normalmente son realizados por computadora (muchos cálculos instantáneos se realizan hasta que la computadora converge en la solución más óptima).

A continuación se menciona un método de regla de dedo para determinar el número de etapas óptimo y la presión de operación. La primera y última etapa normalmente son determinadas por otras consideraciones. La presión en la segunda etapa es igual a la presión en la primera dividida entre la relación de presiones, etc. La relación de presión en cada etapa no debe ser superior a lo siguiente:

5 – para producción de gas y condensado

7 – para separación de aceite crudo con densidad en el tanque de almacenamiento mayor a 50° API

10 – para separación de aceite crudo con densidad en el tanque de almacenamiento menor a 40° API

(En todas las reglas de dedo, habrá excepciones.)

Seleccione el número de etapas de manera que no supere la relación de presiones dada anteriormente. Las siguientes fórmulas se utilizan para determinar las presiones de operación óptimas de las etapas intermedias:

$$R = \left(\frac{P_1}{P_2} \right)^{\frac{1}{n}}$$

$$P_m = P_{m+1} R \quad (P_1 = P_2 R)$$

$$P_m = P_1 R^{n-(m-1)}$$

Donde:

n = Número de etapas intermedias (número de etapas – 1)

R = Relación de presión

P₁ = Presión en la primera etapa, (psia)

P_2 = Presión en la segunda etapa, (psia)

m = Número de etapa

P_m = Presión en la etapa m , (psia)

P_s = Presión en el tanque de almacenamiento, (psia)

Ejemplo:

Separación de tres etapas donde $P_1 = 400$ (psia) y $P_s = 14.2$ (psia)

$$R = \left(\frac{400}{14.2} \right)^{\frac{1}{3}} = 5.3$$

$$P_2 = (14.2)(5.3)^{2-1} = 75.3 \text{ psia}$$

Como es de esperarse hay muchos ejemplos donde el uso de cálculos instantáneos no coincidirá con los resultados de estas ecuaciones. Estas ecuaciones suponen que la relación por etapa permanece constante, pero un análisis completo de una separación demuestra que con frecuencia esta relación entre la última etapa y el tanque de almacenamiento es considerablemente más pequeña que entre las otras etapas.

Cuando se dispone de análisis precisos del gas y el aceite, la computadora puede predecir valores muy cercanos a los óptimos; la experimentación en el campo puede proporcionar mayor exactitud.

4.6 Problemas de Espuma

Como regla general, todos los crudos espuman. Sin embargo, el aceite muy pocas veces es considerado espumoso hasta que un separador sea diseñado muy pequeño y resulte en arrastre. Los productores de crudo insisten en la utilización de los recipientes más pequeños posibles, lo cual reduce el espacio para que la espuma se deshaga de manera natural.

Generalmente la espuma es un problema más severo cuando la viscosidad del aceite es alta. Por ello en aplicaciones de baja y media densidad, especialmente en relación a servicio de baja temperatura, se puede esperar espuma. Si la espuma es un factor considerable, se deben evitar los recipientes verticales. Los separadores horizontales son preferidos con el objeto de dispersar la capa de espuma, disminuyendo la altura de la espuma y dando mayor exposición a la fase de gas libre.

El dimensionamiento de los separadores que manejan espuma es un proceso inexacto que recae, en gran medida, en la experiencia y los datos de campo. La espuma puede ocupar una gran parte del volumen del recipiente; en casos severos más de la mitad.

Internos especiales se utilizan con frecuencia para eliminar la espuma. Se debe tener particular cuidado en el amortiguador de momentum en la entrada y los elementos desespumantes.

DESHIDRATACIÓN

El aceite producido con frecuencia llega al manifold o recolector de producción mezclado con agua de la formación. Si no es removida, esta agua ocasiona varios y costosos problemas al productor, el transportista y el refinador tales como:

- Incrementa la relación de corrosión en los ductos, tanques y equipo de proceso, la cual resulta en demoras y gastos de reposición.
- Acarrea sales minerales disueltas que incrementan más la corrosión y pueden causar que se ensucien o taponen los equipos debido a los depósitos.
- Ocupa capacidad de almacenaje y embarque valiosa cuando el agua contenida es significativa.
- Obstaculiza o hace peligrosos ciertos procesos de reparación.

Los transportistas de aceite crudo comúnmente imponen penalizaciones por el contenido de agua si excede el límite especificado. La tarea de remover el agua recae sobre el productor. El problema que enfrenta el productor es remover el agua indeseada de la manera más económica posible para entregar al transportista un producto que cumpla con sus requerimientos.

Al proceso de remover el agua del aceite crudo se le llama deshidratación. A continuación examinaremos los métodos de deshidratación que han probado ser exitosos y que son de amplio uso en la industria al día de hoy.

5.1 Formación y Características de las mezclas Aceite-Agua.

El agua y el aceite son líquidos inmiscibles, siendo el agua el más denso de los dos; y al ponerlos en un contenedor, el agua fácilmente se separa del aceite por asentamiento en la parte baja. Cualquiera se sorprendería de saber que tanta atención y gasto se concentra en resolver un problema en apariencia simple. El productor de aceite crudo, sin embargo, sabe bien de la complejidad de la deshidratación. En algunos casos esta agua puede ser de hecho separada fácilmente del aceite, mientras que en otros la separación es muy difícil.

Esta simple observación nos lleva a categorizar las mezclas aceite-agua en dos grupos: Mezclas de Agua Libre y Emulsiones. El agua libre es aquella que fácilmente puede ser separada del aceite. El agua emulsificada es difícil de separar, y su remoción es relativamente costosa y compleja. En realidad, la estabilidad de las mezclas es relativa.

Una diferencia entre el agua libre y el agua emulsificada tiene significado en la medida de la respuesta de las mezclas a los diferentes métodos de deshidratación.

5.1.1 La Naturaleza del Agua Libre

El agua producida con el crudo y considerada libre se presenta también como una masa continua o bache, o como una dispersión inestable de gotas suspendidas en el crudo por la turbulencia. El agua libre puede ser agua de formación, o agua de inyección que penetra en la zona productora. El agua permanece libre cuando la interfase entre las fases es nítida y el tamaño de las gotas es relativamente grande. Las gotas se mueven libremente y responden fácilmente al efecto de separación gravitacional y si dos gotas dispersas chocan, estas se condensan.

De hecho, la unión de las gotas es la condición más estable. Esto se demuestra fácilmente estudiando la forma de una gota de agua. La forma esférica de una gota de agua sin el efecto de alguna fuerza externa tiene el más grande volumen en la menor área superficial de cualquier forma geométrica. Una gota puede tomar momentáneamente alguna otra forma, pero esa forma, siendo menos estable, no existirá más. La relación de volumen al área superficial es, por lo tanto, un indicador de estabilidad relativa. Esto se explica definiendo el término "Energía Libre".

La Energía Libre es la diferencia en la energía potencial de alguna forma geométrica arbitraria y la forma más estable, la esfera. Una gota que no es esférica se dice que posee energía libre la cual tiende a disipar y jalar a la gota a una forma esférica.

Esto mismo puede ser aplicado a la dispersión del agua en el aceite. Digamos que tenemos 2 gotas segregadas y son iguales en tamaño, cada una con radio de 1mm. El área superficial es de 12.57 mm² y el volumen es 4.189 mm³. Si las gotas se unen en una sola, el área superficial resultante es 19.95 mm² y el volumen 8.378 mm³. El volumen se duplicó, mientras el área superficial se multiplicó por solo 1.59.

Ya que se tiene un área superficial más pequeña para el mismo volumen, y por tanto menos energía libre, el estado de unirse o coalescente es el más estable. Las dos gotas separadas se dice que tienen “Energía Libre” más alta.

5.1.2 La Naturaleza de una Emulsión

Una mezcla emulsificada aceite-agua consiste de muchas gotas diminutas de una fase dispersas totalmente en la otra, de tal manera que es relativamente difícil separarlas.

Las gotas son denominadas la fase discontinua y el fluido circundante se denomina la fase continua. En mezclas de aceite-agua el aceite puede ser también la fase discontinua. La fase que tome dependerá de la relación de volúmenes de los dos fluidos y la interfase química (este tema se discutirá con mayor detalle más adelante ya que es de significancia básica en este proceso).

La emulsión más común producida es agua emulsionada en el aceite; esto es, el aceite es la fase continua. Un aceite emulsionado en el agua se denomina emulsión inversa. El estudio que se realizará del proceso de deshidratación únicamente incluirá la emulsión normal (agua emulsionada en el aceite). La emulsión inversa se abordará más adelante.

Formación de una Emulsión

Cuando aceite y agua están presentes en la misma formación productora están estratificados y el agua está esencialmente libre. Cuando una mezcla aceite-agua producida es examinada y se observa que la gotas son muy pequeñas; y más adelante, parecen seguir en la misma forma, se puede definir como una emulsión.

Examinaremos como es creada una emulsión consistente de aceite y agua libre. Acabamos de ver que el estado coalescente es el más estable (el estado que posee la energía libre más baja). Ya que una emulsión parece tener un nivel de energía libre más alto, es lógico que una adición de energía se requeriría para su formación. La energía para la formación de emulsión en un campo petrolero es suministrada de muchas formas.

Cualquier dispositivo de energía mecánica de entrada, tal como una bomba, puede crear una emulsión. La energía necesaria puede estar ya presente en el fluido en forma de energía hidráulica. Una restricción al flujo, tal como una válvula, orificio, una curva en la tubería, o la simple fricción viscosa puede convertir algo de energía en el flujo en energía de formación. Al pasar los fluidos a través del medio poroso puede provocar que las dos fases se junten, creando nuevas superficies de interfase y resultando en una emulsión aun antes de que la mezcla entre al pozo.

Estabilidad de la Emulsión

Conforme la energía mecánica rompe el agua, formándose cada vez gotas más pequeñas en el aceite, la energía libre de la mezcla se incrementa. La dispersión resultante puede consistir de tamaño de gotas tan pequeñas como solo unas cuantas micras de diámetro. Si un galón de aceite crudo contiene 1% de agua emulsionada, y si el tamaño uniforme de la gota fuera de 10 micras, habría cerca de 4.4 trillones de gotas con un área superficial de 962 ft². Es obvio que el área superficial en relación al volumen de dispersión es muy grande; por tanto, de la discusión matemática anterior se infiere que se lleva a cabo una coalescencia inmediata y rápida. En otras palabras, esta emulsión tan “apretada” sería inestable.

Sin embargo, por el contrario, la experiencia nos dice que una emulsión es generalmente muy estable. Una revisión más detallada de los factores que obstruyen la coalescencia y separación por el empuje gravitacional sobre las gotas más pesadas de agua es, por lo tanto, necesaria.

De una revisión más cercana, la interfase entre las fases (la superficie de la gota de agua) se sabe que es muy complicada y que tiene una actividad química, electrostática y física peculiar. Esta actividad no se ha explicado del todo. Cuando una pequeña gota se desprende de una más grande, una nueva interfase es creada. Inicialmente esta superficie es “limpia” y en realidad no es más que la reunión de dos fases.

Pronto, sin embargo, ciertas sustancias presentes en la fase continua de aceite son atraídas hacia ella. Por ejemplo, si una molécula de hidrocarburo está ligeramente cargada, esta es atraída por las moléculas de agua con carga más alta. Si uno de los extremos de la cadena molecular es agua relativamente soluble, esta exhibirá preferencia por la fase acuosa con su otro extremo permaneciendo en el aceite. Estas sustancias se reúnen en la superficie de la gota y construyen una coraza, como una película de cuero a su alrededor, similar a una bolsa de plástico llena de agua. Estas sustancias se denominan “Agentes Estabilizadores” porque bloquean la capacidad de las gotas de agua de regresar a su estado coalescente.

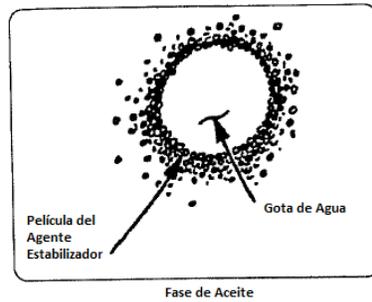


Figura 5.1. Fase de Aceite

La relación de la fase dispersa con el todo afecta la estabilidad de la mezcla. Si el contenido de agua es alto, la coalescencia inicial se logrará más fácilmente.

Conforme se remueve más agua, la coalescencia se vuelve más difícil ya que las distancias inter-espaciales se hacen más grandes. Otro fenómeno que estabiliza una emulsión es la tendencia de las gotas de agua, cuando fluyen, de cargarse positivamente. Dichas cargas tienden a repeler las gotas entre sí.

Otros factores adicionales que afectan la estabilidad de una emulsión son la viscosidad de la fase continua y la diferencia en densidad específica de las dos fases. Como hemos establecido, cuando una emulsión se forma es relativamente inestable. Su estabilidad se incrementa con el tiempo conforme la película alrededor de cada gota de agua crece. Cuando esta emulsión permanece sin tratamiento por un periodo de tiempo relativamente largo, se vuelve "añeja" y es mucho más difícil deshacerla que cuando se formó inicialmente.

El tamaño de la gota es un factor muy importante. Cuando las gotas son muy pequeñas, ofrecen un área superficial total más grande para la acumulación de agentes estabilizadores. La fuerza de separación gravitacional es también menos efectiva. Una emulsión muy "apretada" es mucho más estable que otra formada de gotas más grandes.

Para resumir, los factores que afectan primordialmente la estabilidad de una emulsión pueden ser categorizados como sigue:

- Agentes Estabilizadores
- Carga Electrostática
- Relación de Agua
- Viscosidad de la fase continua
- Diferencia densidad específica entre las fases
- Edad de la Emulsión
- Tamaño de la Gota

Estos factores varían en importancia relativa, pero la presencia del agente estabilizador siempre está presente.

Agentes Estabilizadores

La siguiente lista menciona los agentes estabilizadores más comunes responsables de un problema de emulsión.

- Compuestos Parafínicos pesados
- Ácidos Nafténicos pesados
- Ácidos en el Petróleo
- Compuestos Asfálticos
- Sólidos Orgánicos
- Sólidos Inorgánicos

La única característica más significativa de todos los agentes estabilizadores, en relación a la formación de la emulsión, es su fuerte atracción hacia la interfase aceite-agua.

Algunas de las emulsiones más estables se crean por la intrusión de una sustancia externa en la producción más que por un estabilizador natural. Un ejemplo es el problema de emulsión temporal que se produce inmediatamente después de acidificar un pozo para remover incrustaciones, o la dura emulsión producida por nuevo pozo perforado y que es estabilizada por el lodo de perforación.

5.2 Determinación de los Requerimientos para la Deshidratación

En el mejor de los casos el aceite crudo sería totalmente deshidratado en el campo, permitiendo al refinador y el transportista manejar crudo con ningún problema por contener agua. Sin embargo, los procesos modernos de deshidratación, a pesar de las innovaciones en los últimos años, todavía presentan limitaciones. Los requerimientos especificados, por tanto, reflejan la realidad en los niveles de agua alcanzables dentro del presente estado del arte.

Como estudiaremos a detalle más adelante, ciertas propiedades del crudo y otros factores relacionados afectan el nivel de deshidratación alcanzable. Los requerimientos están, por lo tanto, escritos para ciertas regiones geográficas o áreas de producción basados en las características del crudo producido en esa área.

En muchas regiones del mundo es razonable esperar requerimientos sobre el contenido de agua tan bajos como algunas décimas de 1%, mientras en la costa oeste de los Estados Unidos el requerimiento común es 3% máximo. La terminología usual es 3% "BS&W" (Sedimento Básico y Agua).

5.2.1 Medición de Agua Residual

Al analizar una muestra de crudo tomada de una corriente de flujo para determinar el agua residual contenida se hace comúnmente uno de tres métodos:

- Para pruebas periódicas y proceso de monitoreo, el método usual involucra colocar una muestra en un centrífugo, después de diluirla y añadirle un desestabilizador químico. Tubos de vidrio especialmente graduados permiten medir la cantidad de agua separada del aceite (ASTM D96-73).
- Mediciones muy precisas se pueden lograr mediante destilación. Utilizando un método de destilación tal como el ASTM, pequeñas cantidades de agua residual pueden ser detectadas. Cuando se determina el desempeño de un proceso de deshidratación utilizando este método, se debe entender que pequeñas cantidades de agua serán disueltas en la muestra de crudo las cuales no pueden ser removidas normalmente a condiciones de campo. El método de destilación mide esta agua además del resto de la emulsión (ASTM D95-70).
- Mediciones precisas de muy pequeñas cantidades de agua en el aceite pueden realizarse en el laboratorio mediante titulación de una muestra con el reactivo de Karl Fischer (ASTM D1744-64).

5.3 Teoría de Deshidratación

La deshidratación del petróleo crudo es la remoción del agua libre y agua emulsificada.

La teoría que trataremos a continuación aplica para mezclas libres y emulsiones por igual. Debido a su estabilidad, centraremos nuestra discusión al problema de las

emulsiones, dándonos cuenta que los mismos principios serán más fácilmente aplicables a la remoción del agua libre.

5.3.1 Gravedad- Base de la Separación

La propiedad física de una emulsión de agua y aceite que es más utilizada para la deshidratación es la diferencia en sus densidades específicas, por ejemplo, un volumen de agua es más pesado que un volumen igual de aceite y, cuando están en un contenedor común bajo la influencia del campo gravitacional, el agua buscará el nivel más bajo. Este factor bien conocido es la base de la deshidratación, o con frecuencia llamada, tratamiento.

Los primeros métodos de tratamiento hacían uso de esta propiedad. Una emulsión producida era colocada en un tanque o contenedor y se le mantenía inmóvil, permitiendo la separación gravitacional.

Debido a la estabilidad de algunas emulsiones, sin embargo, esto requería días y podía resultar en un nivel de remoción de agua inadecuado aun después de un periodo ilimitado de tiempo.

En los sistemas de proceso modernos, no es factible utilizar técnicas de tratamiento como esta. Normalmente el proceso de deshidratación debe ser un flujo continuo en operación. Utilizando el campo gravitacional para separar el agua del aceite, en tal sistema, requiere que la mezcla sea retenida en el separador el tiempo suficiente para que las gotas de agua se asienten.

La duración del tiempo que el fluido de una corriente permanece en el separador se denomina "Tiempo de Residencia o Retención". El tiempo de retención bruto de un proceso puede calcularse dividiendo el volumen de fluido del recipiente entre el volumen de flujo. Para un gasto dado, un tiempo de retención prolongado requerirá de un recipiente más grande que para un tiempo de retención corto. Es por lo tanto ventajoso desde el punto de vista económico disminuir el tiempo de retención tanto como lo permita el desempeño del proceso.

Para entender que consideraciones son importantes para determinar el tiempo de retención requerido para un proceso, utilizamos la ecuación de Stokes para determinar la velocidad de caída de una partícula en un medio viscoso:

$$V = \frac{2gr^2(\rho_2 - \rho_1)}{9\eta}$$

Donde:

V = Velocidad de caída de la partícula (ft/s)

g = Constante gravitacional (ft/s²)

r = Radio de la partícula (ft)

ρ_2 = Densidad específica de la partícula (lb/ft³)

ρ_1 = Densidad específica de la fase continua (lb/ft³)

η = Viscosidad (lb/ft/s)

En nuestra aplicación, la partícula es una gota de agua y la fase continua es el aceite crudo. Esta ecuación nos permite entender que factores determinan el ritmo de asentamiento de agua. Si podemos variar favorablemente los parámetros en la fórmula para incrementar la velocidad, podemos acortar el tiempo de retención requerido y mejorar la eficiencia del proceso. Además, si no se obtiene una deshidratación adecuada únicamente por separación gravitacional después de días de asentamiento ininterrumpido, como se discutió previamente, entonces es obvio que para que sea exitosa la gravedad, requerirá de más ayuda en el flujo a través del sistema. Esto se puede lograr a través de la optimización de los parámetros de la ecuación de Stoke.

El tratamiento, entonces, está relacionado con dos intereses básicos:

1. Proporcionar un volumen de asentamiento
2. Alterar los parámetros físicos para incrementar los ritmos de asentamiento

La única variable en la ecuación de Stoke, la cual no es una propiedad física relacionada a los fluidos, es la aceleración gravitacional. La velocidad de caída es proporcional al empuje gravitacional sobre la gota. Este factor puede variarse artificialmente por un separador centrífugo. Los separadores centrífugos fluyendo, sin embargo, crean turbulencia a un nivel que no permite la deshidratación eficiente del aceite. El costo de la energía empleada por el sistema es también muy alto. Ya que este proceso no es utilizado comúnmente para separar emulsiones, no se discutirá más en este estudio.

Los parámetros restantes que se pueden alterar de la ecuación de Stoke son:

1. Diferencia de densidades específicas de las fases
2. Viscosidad de la fase continua (aceite crudo)

3. El Tamaño de la Gota

El tamaño de la gota es muy importante ya que está elevado al cuadrado en la fórmula.

5.3.2 Pre-tratamiento Químico

Debido a la importancia del tamaño de la gota relativa a su asentamiento, la coalescencia de las pequeñas gotas para formar más grandes se convierte en el objetivo principal en el proceso de tratamiento. La fase de agua emulsificada, sin embargo, no es de mucha ayuda para este objetivo ya que está estabilizada mediante (entre otras cosas) una cubierta relativamente dura alrededor de cada gota que obstaculiza la coalescencia. Ya que la cubierta es de naturaleza química, se puede debilitar atacándola con otros químicos.

Utilizando esta información, se ha demostrado ventajas en inyectar químicos dentro de la corriente del pozo antes de la etapa de deshidratación. La selección y aplicación de estos químicos es un proceso muy especializado el cual normalmente requiere un Químico que tenga experiencia en el procedimiento. Los químicos utilizados con este propósito se denominan desemulsificantes.

Características de los Desemulsificantes.

Debido a las combinaciones casi ilimitadas de sustancias en diferentes crudos, una amplia variedad de desemulsificantes están disponibles. Con frecuencia, solo algunos de los desemulsificantes disponibles serán exitosos en dar los resultados óptimos deseados para un crudo dado.

Sin entrar en detalles de los procedimientos de selección o de las características de los diferentes tipos de desemulsificantes, se enlistan las características generales típicas de los desemulsificantes:

- Fuerte atracción hacia la interfase aceite-agua
- Floculación (Atracción de la gota)
- Coalescencia (debilitar la película estabilizadora)

Aplicación de los Desemulsificantes

Para que un desemulsificante haga su trabajo, este debe entrar en contacto con la interfase aceite-agua de cada gota de agua. Hemos establecido que este tiene

atracción hacia la interfase. Por lo tanto, el factor al cual se le debe dar atención es la dispersión del químico en la fase de aceite.

Tres factores determinantes afectan esta dispersión:

- **Tiempo:**
En general, mientras más rápido sea inyectado el desemulsificante en la corriente, mejor será la dispersión ya que la difusión continúa con el tiempo.
- **Temperatura:**
La dispersión es auxiliada por la temperatura de la corriente y la actividad molecular creada por el proceso a temperaturas más elevadas.
- **Agitación:**
Obviamente, la agitación impartida al proceso ayudará en la dispersión. Una inyección del químico a una distancia considerable corriente arriba del recipiente deshidratador tendrá la ventaja de las válvulas, las curvas de flujo y otras restricciones entre el punto de inyección y el recipiente para ayudar a la dispersión mediante agitación.

La conclusión en relación a los puntos mencionados es que para una mejor deshidratación, los desemulsificantes químicos deben inyectarse lo más lejos del recipiente deshidratador corriente arriba como sea posible.

Además de la ayuda a la dispersión, este método beneficia al proceso en otras maneras. Recordemos que uno de los factores que afectan la estabilidad es la "edad" de la emulsión. También, la emulsión no se forma hasta que la energía de movimiento asociada con la producción se imparte al aceite. Por lo tanto, la inyección de los desemulsificantes en la cabeza del pozo (por ejemplo) comenzará la acción química mientras que la emulsión es joven y menos estable.

Una inyección temprana del desemulsificante también da tiempo adicional para la actividad química antes de que la emulsión entre al proceso de deshidratación.

5.4 Adición de Calor

5.4.1 Beneficios de añadir calor al proceso de Deshidratación

Si revisamos una vez más la ecuación de Stoke vemos que la velocidad de asentamiento de nuestra partícula de agua es inversamente proporcional a la viscosidad del aceite. La sensibilidad de la viscosidad de los hidrocarburos a la

temperatura sugiere que el proceso de elevar la temperatura disminuiría la viscosidad, incrementando así los ritmos de asentamiento. En realidad el calentar el crudo para la deshidratación beneficia el proceso en varias formas y fue la primera ayuda utilizada en la separación gravitacional de agua.

A continuación se mencionan algunas formas en las que el calentamiento facilita el proceso:

- Una temperatura más alta en el proceso baja la viscosidad del aceite como se muestra en la gráfica típica Viscosidad-Temperatura (Figura 5.2).
- Arriba de los 175°F la diferencia en la densidad específica entre el aceite y el agua se incrementa con el incremento de la temperatura del proceso, como se muestra en el diagrama de densidad específica contra temperatura (Figura 5.3).
- El incremento de temperatura del proceso incrementa la solubilidad del aceite para los agentes estabilizantes, ayudando a dispersar la película de la interfase.
- La adición de calor ayuda en la dispersión del desemulsificante.
- La creación de corrientes térmicas ayuda a la coalescencia mediante la inducción de colisiones.
- El incremento de temperatura del proceso provoca la expansión térmica de las gotas de agua la cual debilita la película estabilizante.
- El calentamiento incrementa la reactividad química del desemulsificante.

Con todos estos beneficios puede parecer que el calentamiento sin restricciones es el enfoque correcto. Algunos inconvenientes de calentar el crudo, sin embargo, se magnifican a mayor exposición de calor y temperaturas más elevadas.

5.4.2 Desventajas del proceso de Calentamiento.

Los siguientes factores negativos deben ser considerados en la evaluación de incorporar el calentamiento en el proceso:

- Los costos del combustible son con frecuencia substanciales gastos de operación cuando este debe ser adquirido, o tiene valor comercial en algún tratamiento alternativo.

Por ejemplo si gas de proceso normalmente a la venta en 1.75 \$/Mft³ se utiliza en vez de combustible, y el requerimiento es calentar 10,000 bls/d con 5% de agua de 80 F a 130 F con el propósito de deshidratación, entonces un

calentador que opera con una eficiencia del 70% tendría un costo anual de combustible de alrededor de \$77,000.

Si la temperatura requerida por el proceso pudiera ser reducida a 110 F, se podrían ahorrar anualmente \$31,000.

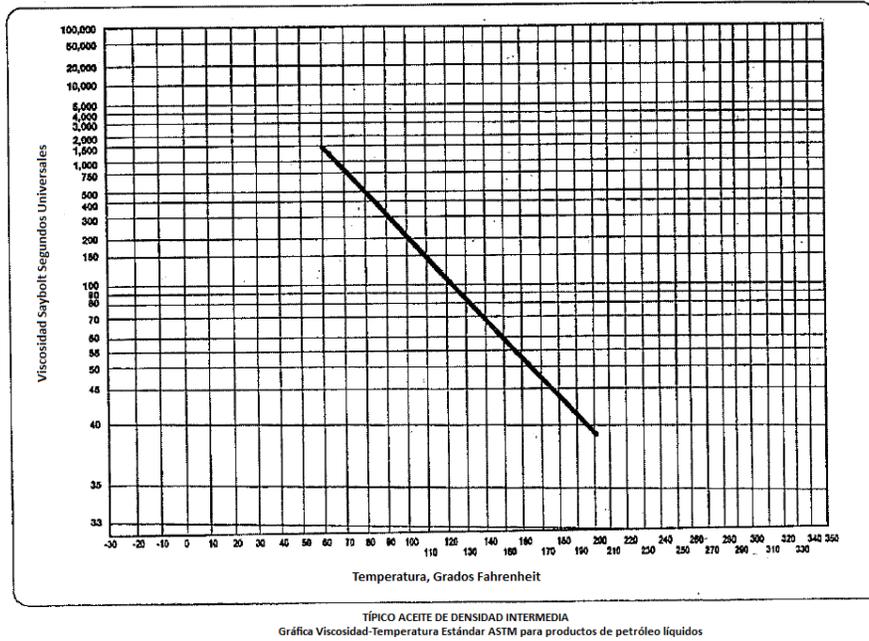


Figura 5.2. Gráfica Viscosidad-Temperatura

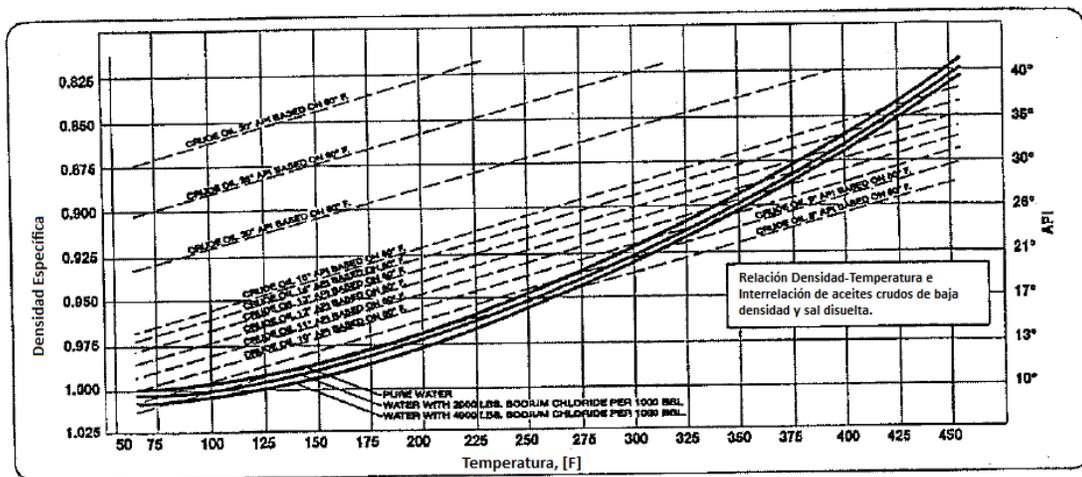


Figura 5.3. Gráfica Densidad-Temperatura

- Pueden ocurrir pérdidas en el volumen de crudo si después de ser calentado, el aceite es regresado al tanque de almacenamiento sin enfriarse. Cuando se reduce la

presión en el proceso, las fracciones ligeras de hidrocarburos se evaporarán, reduciendo el volumen total de aceite.

La pérdida de volumen típica en un aceite de 33°API a diferentes temperaturas se muestra en la Figura 5.4. La diferencia entre la pérdida a 110 F y 130 F es de alrededor de 1% del total de la producción.

- La pérdida de las trazas ligeras tiene otro efecto perjudicial. La densidad del aceite crudo remanente se reduce. Ya que el aceite se compra a un valor basado en su densidad API, esto puede reducir el valor monetario del crudo. El alcance de este efecto se muestra en la Figura 5.5.
- Temperaturas más altas en el proceso se traducen en costos de mantenimiento más altos.
- Mayor capacidad de calentamiento requiere una inversión inicial más alta.
- Temperaturas más altas de operación pueden incrementar el riesgo de accidentes o lesiones.

El calentamiento del crudo para facilitar el proceso de deshidratación tiene ventajas y desventajas. Para lograr la mayor ventaja económica no se debe hacer indiscriminadamente. Cualquier innovación al proceso de deshidratación la cual disminuyera la temperatura requerida beneficiará la rentabilidad en su totalidad.

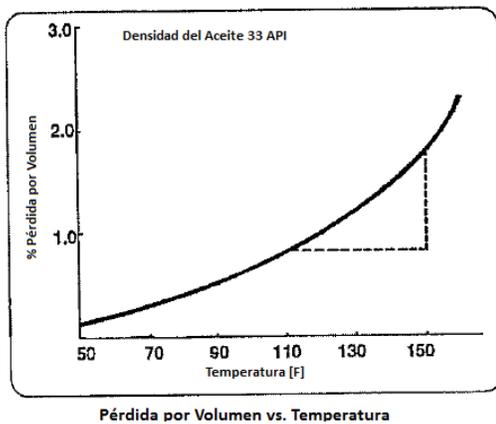


Figura 5.4. Pérdida Volumen vs. Temperatura

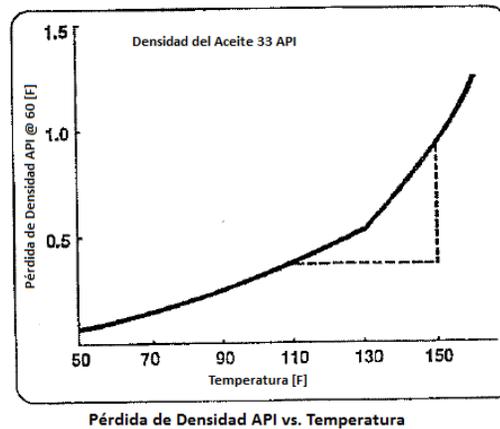


Figura 5.5. Pérdida API vs. Temperatura

5.5 Superficies de Coalescencia

Con frecuencia es ventajoso diseñar una unidad de deshidratación con un elemento coalescente a través del cual el crudo fluya. Este elemento está diseñado de tal manera que las gotas de agua incidan sobre las superficies sólidas y choquen con otras gotas en la misma superficie. Idealmente la superficie adsorbe el agua y las gotas en realidad se acumulan en esta, hasta que una gota suficientemente grande se forma para caer y asentarse en la capa de agua. Este material es aserrín y comúnmente cumple su propósito.

La principal desventaja de usar aserrín es el gasto y el inconveniente de reemplazarlo periódicamente. Si no se hace, el elemento puede convertirse en taponante y las superficies inefectivas.

Con frecuencia se emplean las placas paralelas. Estas proporcionan superficies de contacto y mejoran la coalescencia y el drene reduciendo el número de Reynolds y por lo tanto minimizando la turbulencia.

La gran ventaja con este tipo de elemento coalescente es que resiste el taponamiento y no necesita ser reemplazado periódicamente como el aserrín.

5.6 Campo Electroestático

Después de que el químico desemulsificante ha debilitado la estabilidad de la emulsión, y el crudo ha sido calentado (bajando la viscosidad e incrementando la diferencia en la densidad específica), la etapa está lista para que la gravedad comience la separación y coalescencia. Sin embargo, la velocidad de caída de las gotas todavía es tema de la relación expresada por la ecuación de Stoke:

$$V = \frac{2gr^2(\rho_2 - \rho_1)}{9\eta}$$

Quizá la relación haya mejorado considerablemente la coalescencia; el ritmo de asentamiento puede ser todavía relativamente lento ya que un solo factor limitante ha sido alterado de manera aleatoria.

Esto se ha hecho para la coalescencia incrementando el tamaño de gota pero la combinación real de las gotas se ha dejado a la colisión aleatoria (ayudada únicamente por las corrientes térmicas, resultando de los patrones de flujo, y el tiempo).

El uso de un campo electrostático para favorecer la coalescencia de las gotas se intentó por primera vez en 1910 y lentamente encontró aceptación alrededor del

mundo. Innovaciones considerables se han hecho con recientes e importantes avances en el diseño y el mejoramiento de la aplicación de técnicas más antiguas.

Hay básicamente dos sistemas diferentes de coalescencia electrostática en uso hoy en día: el sistema de corriente alterna AC y el sistema de polaridad dual (AC/DC).

5.6.1 Campo Electrostático Alternante

La molécula de agua consiste de un átomo central de oxígeno el cual tiene valencia negativa, y dos átomos de hidrogeno cada uno con valencia positiva.

Los átomos de hidrógeno se localizan como se muestra con un ángulo de 105° con respecto al átomo de oxígeno en el vértice. Esta resulta en una molécula la cual es eléctricamente polar.

Normalmente, el arreglo de moléculas en un cuerpo de agua es aleatorio sin polaridad en general. Sin embargo, si el cuerpo de agua es colocado en un campo eléctrico de alto voltaje, el alineamiento molecular se hace direccional.

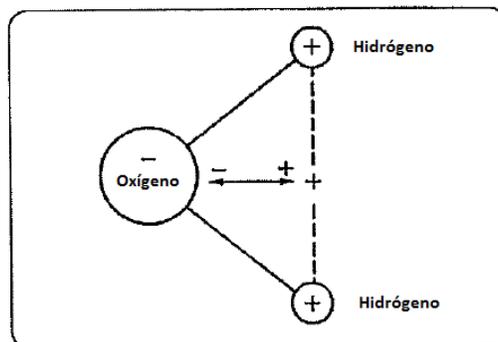


Figura 5.6. Átomo de Agua

Todas las moléculas tendrán su átomo negativo de oxígeno apuntando hacia el polo positivo del campo. Una fuerza física se imparte a las moléculas.

Asumiendo que el campo se aplica a un volumen de aceite crudo, como una sustancia aislada. Una gota de agua en el aceite es tomada para su observación. La forma de la gota está redondeada cuando el campo está apagado, pero cuando es encendido, el agua se estrecha dentro de un ovalo y tiene polaridad magnética.

El comportamiento de la gota es como se piensa de todas las cargas positivas, es atraído a la orilla más cercana al campo negativo y todas las cargas negativas al extremo más cercano al campo positivo.

Una fuerza es ejercida sobre las gotas cuando se polarizan en un campo eléctrico con se muestra en la Figura 5.7. La columna izquierda es una serie de microfotografías de gotas de agua; la columna derecha representa la polaridad que corresponde a cada fotografía. No hay campo en la diapositiva superior; se impone un campo a la gota de en medio (note como la gota se estrecha físicamente). En la gota inferior el gradiente de voltaje del campo se incrementa y la gota literalmente se divide de dos.

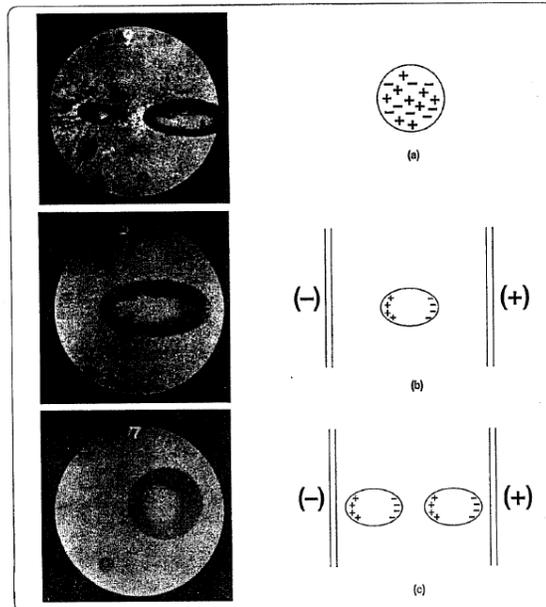


Figura 5.7. Gota de Agua en un Campo Eléctrico

Si otra gota de agua está presente en proximidad a la primera, también será polarizada y una fuerza de atracción existirá entre las dos, similar a la atracción entre dos imanes.

Esta fuerza se expresa matemáticamente por la fórmula de Gauss:

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

Donde:

- F = Fuerza de atracción
- K = Constante dieléctrica
- E = Gradiente eléctrico
- r = Radio de la gota
- d = Distancia entre las gotas

Esta es una simplificación de la fórmula para el caso de ambas gotas que tienen el mismo radio. Es suficiente, sin embargo, mostrar la importancia de los diferentes parámetros. Note que la fuerza se incrementa dramáticamente disminuyendo la distancia que separa las gotas o aumentando el tamaño de estas. También la fuerza es proporcional al cuadrado del gradiente del campo. El gradiente del campo es el cambio de potencial (voltaje) por el incremento en distancia. Esto por si solo indicaría que entre más alto sea el gradiente eléctrico más grande será el grado de coalescencia y la remoción de agua.

Sin embargo, como se muestra en la Figura 5.7, otro factor limita el crecimiento de las gotas. Parece haber un tamaño de gota crítico a un gradiente de campo dado, más allá del cual las gotas de agua no pueden crecer sin que sean rotas por el campo. El tamaño crítico se hace más pequeño conforme se incrementa el gradiente. Por lo tanto se debe encontrar el gradiente que sea suficientemente poderoso para incrementar la coalescencia, pero que no sea tanto para que el tamaño crítico sea muy pequeño para la separación gravitacional eficiente.

El Campo Electrostático convencional para la deshidratación de aceite crudo es un campo de corriente alterna, energizado por un transformador de voltaje. Los electrodos están suspendidos en la fase de aceite del deshidratador mediante aislantes. Hay diferentes configuraciones de electrodos; una de ellas consiste en dos parrillas hechas de pequeñas barras ensambladas en planos horizontales. Solo la parrilla de abajo está cargada mientras que la superior esta aterrizada. La emulsión se dispersa dentro del campo cerca de la parte baja y fluye hacia arriba a través de las parrillas. El aceite es recolectado y removido en la parte alta del recipiente. El agua se asienta y forma una capa en la parte baja del recipiente creando una superficie de agua paralela a las parrillas. Un sistema electrostático convencional se observa en la Figura 5.8.

El transformador puede ser diseñado para cualquier suministro de voltaje. Es un transformador de potencia lleno de aceite. El lado de baja tensión de la bobina secundaria está aterrizado así que siempre está al mismo voltaje que la interfase y la parrilla aterrizada. El lado de alta tensión también puede ser diseñado para el voltaje deseado. Normalmente un transformador tiene dos tomas de voltaje, uno de 16.5 kV y otro de 23 kV. El suministro de alto voltaje se conecta al electrodo de la parrilla baja en una entrada especial acojinada que está sellada contra fugas de presión en el proceso.

Si el suministro de voltaje para el sistema es de corriente alterna (como es común) entonces, el campo creado entre las parrillas también será alterno en polaridad. El efecto en la emulsión es que cada medio ciclo de frecuencia, las gotas invierten su polaridad. Hay un punto en el ciclo en el que el gradiente del campo es cero.

El valor nominal del potencial alterno está expresado usualmente en términos del un valor de raíz cuadrada RMS (root mean square). Este es el valor efectivo de la onda de voltaje, no el pico; que es más alto. El pico determina el máximo gradiente del campo.

Para una onda de voltaje de forma senoidal el valor pico es $\sqrt{2}$ veces el voltaje RMS. Un suministro de energía con un voltaje nominal de 415 V de corriente alterna AC en realidad tiene un pico de voltaje de alrededor de 587 V. El potencial pico de la parrilla cuando se conecta a 23 kV de corriente alterna es de alrededor de 32,500 V de corriente alterna AC.

En el Campo Electroestático con potencial reversible y gradiente variable las gotas de agua vibran debido a la rápida variación en su forma de ovalada a redonda. Esto ayuda a debilitar cualquier película estabilizante remanente, y la energía cinética ayuda a la coalescencia.

No se imparte una carga neta a las gotas excepto momentáneamente a aquellas casi en contacto inmediato con las parrillas. No hay movimiento general excepto en el lugar de vibración y cualquiera puede resultar "nadando".

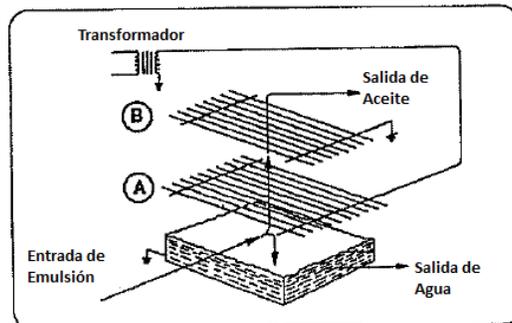


Figura 5.8. Sistema Electroestático Convencional

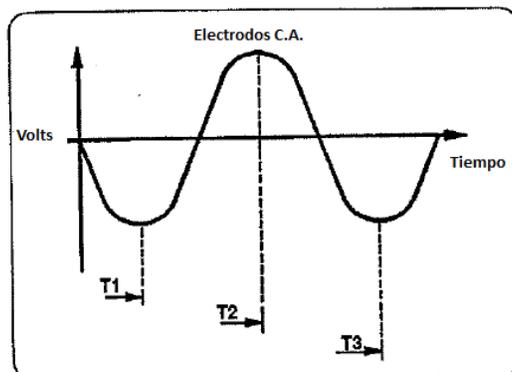


Figura 5.9. Ondas de Voltaje de forma Senoidal

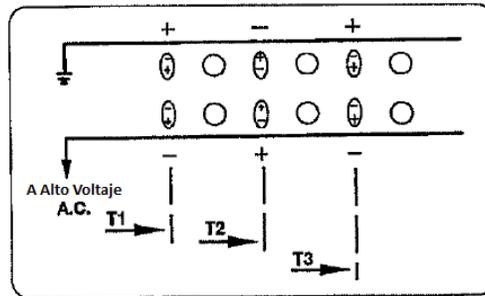


Figura 5.10. Efecto del Campo sobre la Emulsión

El proceso de campo alterno AC utiliza la parrilla espaciadora para deshidratación selectiva. En la Figura 5.11 note que el espacio entre la “parrilla caliente” o cargada y la parrilla aterrizada es relativamente pequeño mientras la distancia de la parrilla caliente a la interfase debajo es más grande. Sin embargo, la caída de voltaje a través de cada espacio es la misma. Esto significa que hay un campo con gradiente relativamente más bajo debajo de la parrilla caliente.

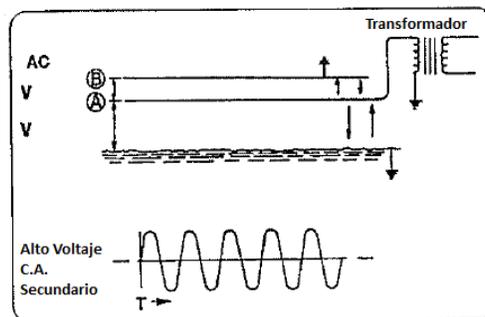


Figura 5.11. Proceso de Campo Alterno

Más grande, las gotas menos estables se coalescen en esta área donde el tamaño de gota crítico es bastante grande. Las gotas más pequeñas, las cuales no coalescen por el gradiente bajo del campo continuarán hacia arriba dentro del gradiente más alto en la parrilla caliente y la aterrizada. Ahí pueden ser coalescidas con otras pequeñas gotas estables permitiendo el asentamiento.

Una variación del sistema de corriente alterna AC que se describió utiliza al menos dos transformadores de energía los cuales están eléctricamente fuera de fase. La parrilla más baja está cargada por uno de los transformadores como antes. Sin embargo, en este caso la parrilla superior está también cargada. El otro transformador suministra un potencial a la parrilla superior que está fuera de fase con la parrilla más baja. (El ángulo de fase normalmente es 120°)

El resultado es un gradiente de voltaje más alto entre las dos parrillas y un gradiente bajo encima de la parrilla superior. Encima de esta parrilla la pared del recipiente actúa como tierra creando un campo el cual no estaba presente en algún grado efectivo cuando la parrilla superior estaba aterrizada.

Esta configuración es llamada “doble electrodo caliente “.

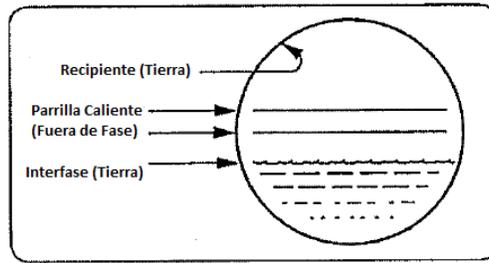


Figura 5.12. Configuración Doble Electrodo Caliente

El sistema de corriente alterna AC fue el primer electrostático usado con el propósito de coalescer el agua en la deshidratación del crudo. Con su desarrollo, los gastos procesados se incrementaron substancialmente, las temperaturas requeridas se redujeron, y el nivel de agua removida se mejoró sobre los procesos mecánicos convencionales.

5.6.2 Campo Electrostático de Doble Polaridad

En 1970 se introdujo a la industria una unidad electrostática coalescente basada en un principio diferente. Fue patentada bajo el nombre de “Polaridad Dual” en 1971, después de que su éxito se hizo evidente. Utiliza una combinación de un componente de corriente alterna AC y un componente de corriente directa DC. Con frecuencia es llamado, por lo tanto, como sistema AC/DC.

Componente de Corriente Directa DC

El valor de un campo de polaridad directa en la coalescencia de las gotas de agua ha sido reconocido por mucho tiempo, pero su uso fue evitado por el peligro de electrólisis del aparato. El comportamiento de una gota de agua suspendida en el aceite, cuando se coloca en un campo de corriente directa DC es muy diferente que su comportamiento en un campo de corriente alterna AC. La Figura 5.13 muestra tal gota.

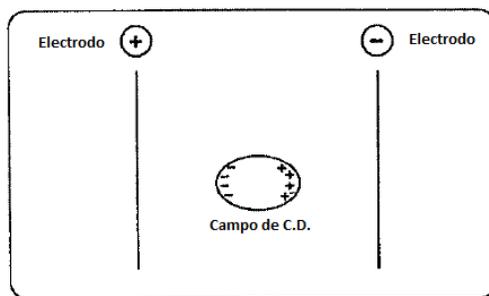


Figura 5.13. Gota en un Campo de Corriente Directa

En un campo de corriente directa DC la gota se polariza como en el sistema de corriente alterna AC, pero la polaridad constante da tiempo para que la gota responda físicamente a ser atraída al campo más cercano. Cuando la gota alcanza la placa cargada, se carga con la misma polaridad de la placa por transferencia de electrones hacia o de la placa. Tan pronto como se carga la gota, se repele de la placa, la cual tiene la misma carga, y hacia la placa adyacente la cual tiene carga opuesta. Cuando alcanza la otra placa el proceso se invierte así que la gota rebota de ida y vuelta entre las placas.

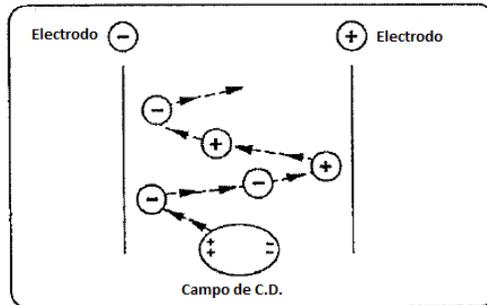


Figura 5.14. Comportamiento de la Gota en un Campo de Corriente Directa

Cuando este movimiento se logra entre miles de gotas comportándose de la misma forma, se ha creado un ambiente perfecto para una rápida coalescencia. No solo las gotas son impulsadas una hacia la otra sino que también se aproximan de direcciones opuestas y también están cargadas opuestamente, creando una fuerte atracción. El resultado es una coalescencia más rápida y completa.

Los intentos previos de utilizar este proceso se basaban en la interfase de agua y la pared del recipiente como un electrodo. Por lo tanto, si la conductividad de la emulsión es significativa habría la posibilidad de corrosión electrolítica y desgaste del metal del recipiente a presión.

La polaridad dual incorpora ambos campos de corriente, alterna AC y directa DC; para superar esta dificultad, así como los beneficios de cada proceso de deshidratación. Así es como trabaja. Los electrodos consisten de una serie de placas planas verticales como se muestra en la Figura 5.15.

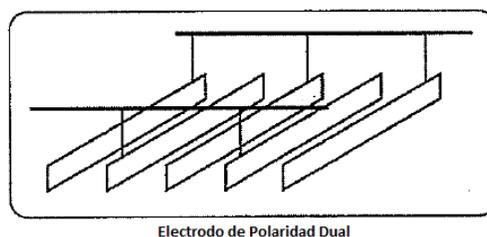


Figura 5.15. Electrodo de Polaridad Dual

Las placas alternadas están conectadas a miembros de suministro de voltaje comunes como se muestra. El transformador es el mismo utilizado en un proceso de corriente alterna AC excepto que la salida de alto voltaje está dividida entre dos conductores en los cuales están instalados rectificadores con polaridad opuesta. Los dos conductores pasan por la pared del recipiente a través de una entrada especial acojinada y cada uno conecta a uno de los dos suministros de voltaje del electrodo de la parrilla. Esto hace que cada placa alternada esté conectada al mismo conductor y todas las placas adyacentes al conductor opuesto.

Durante la mitad positiva del ciclo de salida del transformador toda la carga entra al conductor del rectificador polarizado positivamente. La polaridad inversa del otro rectificador evita que se cargue el conductor o las placas de la parrilla conectadas a este. En la mitad negativa del ciclo, la dirección del flujo cargado se invierte, y la corriente fluye de la placas alternadas a través del otro rectificador al transformador.

La Figura 5.16 es un diagrama de este arreglo que muestra solo dos placas de electrodo. El resultado de esta configuración son dos placas que están opuestamente cargadas y cuya polaridad es constante. Así entre las placas hay un campo de corriente directa DC.

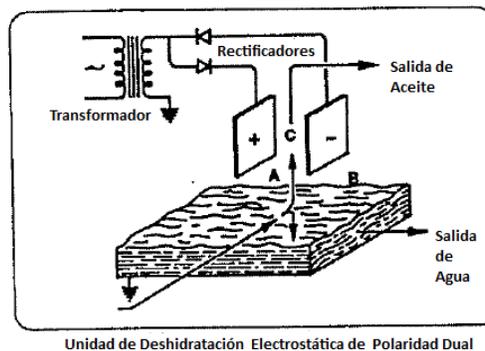


Figura 5.16. Unidad de Deshidratación Electroestática de Polaridad Dual

El potencial cargado sobre las placas no es el valor de RMS sino el pico. Si el crudo estuviera en un medio perfectamente aislado entonces el pico de voltaje se mantendría (Figura 5.17a). Entre más grande sea la conductividad del aceite mayor potencial entregarán la placas entre ciclos (Figura 5.17b).

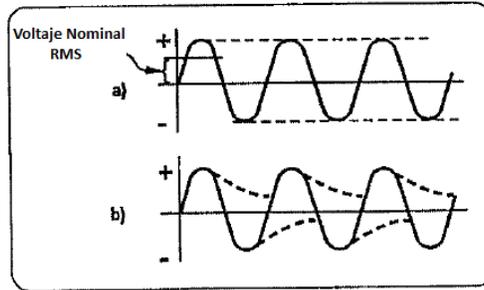


Figura 5.17. Voltaje Nominal RMS

La onda de forma senoidal representa el voltaje de salida del transformador secundario. La curva punteada es el voltaje mantenido sobre las placas de la parrilla.

Note que la diferencia de potencial entre las placas adyacentes es igual a dos veces el voltaje mantenido sobre cada placa, ya que son de polaridad opuesta.

Por lo tanto, si la salida nominal del transformador es 23 kV, la diferencia de potencial total entre las placas es:

$$V = 23,000 (2)(\sqrt{2}) = 65,000 V$$

El gradiente de voltaje resultante es muy alto para coalescer aún las gotas más pequeñas. El tamaño crítico es relativamente pequeño el cual limita el crecimiento de las gotas en el campo.

Componente de Corriente Alterna AC

Hay también conductancia de electrones entre las placas cargadas, el recipiente y la interfase, los cuales están a tierra. Durante la mitad positiva del ciclo de salida, la carga fluye de las placas cargadas positivamente a tierra. Ya que el transformador secundario está también aterrizado, siempre se encuentra al mismo potencial que la interfase en el recipiente. Un lazo de circuito cerrado puede considerarse, como el existente a través del transformador, el diodo positivo, las placas de la parrilla cargadas positivamente, el aceite crudo, la fase de agua, a tierra y de regreso al transformador.

El flujo de la corriente está invertido durante la mitad negativa del ciclo, excepto que fluye de la interfase y otras superficies aterrizadas a las placas cargadas negativamente. Con referencia a las superficies aterrizadas el campo resultante es de corriente alterna AC, por lo tanto, no se realiza efecto electrolítico alguno por el recipiente a presión.

El proceso de Polaridad Dual

La combinación del campo de corriente directa DC, el cual tiene líneas de flujo substancialmente horizontales, y el campo de corriente alterna AC el cual tiene primordialmente líneas de flujo verticales entre la parrilla y la interfase, resulta en un proceso que ha demostrado ser exitoso tanto en la práctica como en la teoría.

El alto contenido de agua en emulsión (relativamente conductiva) entra al campo de bajo gradiente AC debajo de las parrillas. Las gotas más grandes se coalescen aquí así la corriente hidráulica fluye hacia arriba llevando las gotas más pequeñas y estables dentro del campo más intenso DC. El proceso de transferir carga neta y forzar la migración coalesce la mayor parte del contenido de agua remanente, permitiendo su asentamiento. Las líneas de flujo del campo de corriente directa DC, se ha observado de hecho, que llegan más allá de la vecindad inmediata de las placas de la parrilla para continuar la coalescencia de las gotas que han alcanzado esta área superior.

Beneficios del uso del Sistema de Polaridad Dual

Ya hemos discutido las características deseadas en un proceso de deshidratación. Los beneficios derivados del uso del proceso de Polaridad Dual para la deshidratación del crudo se enlistan a continuación:

- Rendimientos de Gasto más altos, lo cual significa
 - Menor inversión
 - Ahorra espacio
 - Embalaje más fácil

La siguiente gráfica es una comparación típica del rendimiento de los gastos para los sistemas AC/DC y AC.

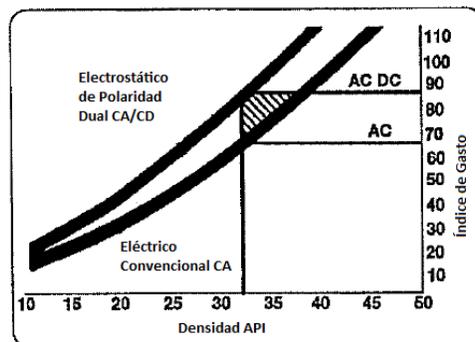


Figura 5.18. Rendimiento de Gastos para Sistemas de AC y AC/DC

- Temperaturas de Operación más bajas
 - Ahorro de combustible

- Conservación del volumen de crudo
- Conservación de la densidad API
- Menor mantenimiento
- Inversión inicial más baja

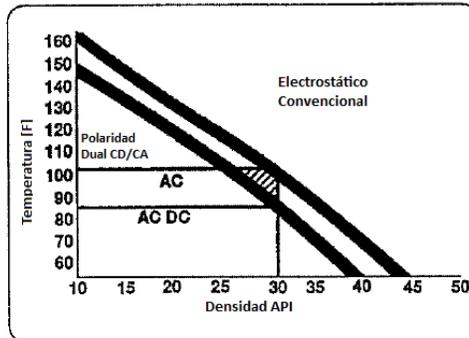


Figura 5.19. Comparación de los Sistemas de AC y AC/DC vs. Temperatura

- Remoción de Agua más completa
 - Menor uso de Desemulsificante
 - Menor almacenaje de Agua
 - Reduce la Corrosión y los Depósitos

5.7 Aplicaciones del Equipo de Tratamiento de Aceite

5.7.1 Tipos de Equipo

Tanques a la Atmósfera

El primer método de separación de agua-aceite fue permitir la separación gravitacional en un tanque o fosa. Este método aun es útil en circunstancias donde los gastos de producción son bajos.

Los Tanques de Asentamiento son algunas veces llamados “Tanques de Flujo” o “gun barrels”. Estos recipientes utilizan solo dos de los métodos disponibles para tratar emulsiones de agua y aceite: gravedad (tiempo de asentamiento) y químicos. Son usados principalmente cuando no existe gas suficiente para operar un recipiente a presión. Algunos operadores prefieren usar tanques de asentamiento aun cuando hay gas disponible ya que no usan combustible “tratamiento en frio” y no vaporizan los componentes ligeros. Debido a que no hay presión, el agua que tiene que ser removida debe ser bombeada a su destino final.

Algunas veces un tratador o calentador se utiliza en conjunto con un tanque de asentamiento para tratar el lote y la parte baja del tanque. Entre más grande sea el tanque de asentamiento, más efectivo será en el tratamiento del aceite. Normalmente, un tiempo de retención de 24 horas se considera apropiado.

El tanque de asentamiento es usualmente más alto que los tanques de almacenamiento, permitiendo que el aceite se desborde dentro de los tanques de almacenamiento.

Los tanques de asentamiento pueden contener un “tubo” por dentro o por fuera. La parte más alta del tubo es una sección de desgasificación para separar el gas entrante del fluido. Este gas debe enviarse a la parte más alta del tanque de asentamiento donde será venteado. El tubo vacía dentro de un sistema aspersor dentro del tanque. El agua es removida por un sistema de sifón.

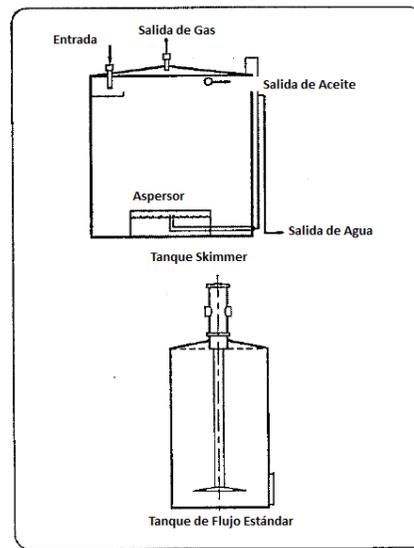


Figura 5.20. Tanques de Almacenamiento

Separador Trifásico

Algo del agua libre es, con frecuencia, removida en un separador trifásico de corrientes de producción con alto contenido de agua. Un control de nivel de agua separada y una válvula de descarga se requieren en el recipiente para manejar la tercera fase.

Generalmente, ningún otro método es empleado para ayudar al proceso de asentamiento. Debido a esto y el corto tiempo de retención característico de los separadores, comparado a otros medios de deshidratación, la remoción de agua es limitada solo a las porciones más fáciles de separar.

Eliminador de Agua Libre (Free Water Knockout)

El propósito principal del eliminador de agua libre es remover el agua libre de la corriente. Debido a su tiempo de retención relativamente más largo y más baja relación gas-aceite RGA, es posible remover más agua que en un separador trifásico.

Se utiliza cuando ambas fases están presentes en volúmenes substanciales, y con frecuencia es complementado con equipo de tratamiento de agua y aceite diseñado para refinar el tratamiento de las fases para el nivel final de contaminación requerido.

En el tratamiento de aceite hemos visto que la adición de calor se requiere con frecuencia. Si grandes cantidades de agua son calentadas innecesariamente, la energía calorífica desperdiciada puede ser muy significativa. Los eliminadores de agua libre son instalados con frecuencia delante de la etapa de tratamiento por esta razón.

Otra razón para la utilizar eliminadores de agua es que cuando se calienta el agua, el calcio y otros minerales precipitan y crean depósitos en el quemador y las paredes del recipiente de tratamiento (a mayor cantidad de agua calentada, mayor depósito de incrustaciones). Esto provoca gastos de limpieza y mantenimiento excesivos.

Algunos eliminadores de agua se pagan solos reduciendo el problema de incrustaciones. Las incrustaciones constituyen 1/16 de pulgada en el quemador y pueden disminuir la eficiencia del combustible entre 9 y 13%.

En algunos casos, el uso de un eliminador de agua puede también reducir el uso de químicos.

Tratador Vertical

Para producción baja, corrientes de producción con densidad media y alta particularmente donde la fracción del volumen de agua es alta, los tratadores de emulsión verticales se utilizan con frecuencia como el paso final de deshidratación antes de que el crudo sea almacenado o transportado. La Figura 5.21 muestra un diseño típico.

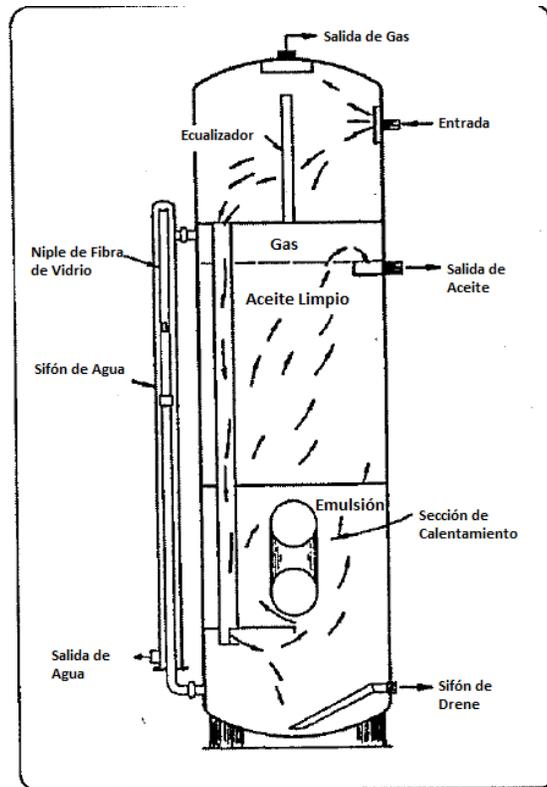


Figura 5.21. Tratador Vertical

La unidad tiene una sección de desgasificación en lo más alto donde entra el fluido. El líquido viaja hacia abajo a la sección de calentamiento a través de un ducto, absorbiendo algo de calor de los procesos circundantes.

El agua libre es arrojada a la sección más baja mientras que la emulsión fluye hacia arriba a través de la fase de agua donde esta es calentada. El crudo pasa entonces a través de la interfase agua-aceite, dentro de la cámara de coalescencia (la cual consiste simplemente de un compartimiento a muy baja velocidad, sin internos; o puede contener aserrín para añadir absorción superficial). Una desgasificación final y la descarga del gas y el aceite completan el proceso.

En la mayoría de los tratadores verticales, la interfase aceite-agua se mantiene por arriba del elemento de calentamiento así que el calor se transfiere primero a la fase de agua. Esta capa de agua caliente está relativamente estancada ya que la mayor parte del agua libre se remueve del aceite antes del calentamiento. El aceite entrante se calienta al pasar a través de la capa de agua caliente.

El beneficio de este método es que en corrientes con muy alta cantidad de agua producida y relativamente poco gasto de aceite, se mantiene una buena transferencia y distribución del calor. Otra ventaja de los tratadores verticales para su aplicación en

flujo de aceite bajo es que el área de coalescencia del aceite está encima de la sección de calentamiento. El incremento de calor ayuda a mantener la temperatura del fluido durante la coalescencia.

Por el contrario, los tratadores horizontales calientan a uno y coalescen al otro. En gastos de aceite muy bajos, el aceite puede enfriarse antes de coalescerse. Por estas razones, los tratadores verticales son de uso común en aceites que se producen con agua o de formaciones que han producido por mucho tiempo.

Otra excelente aplicación es como tratador de sedimento (esto se abordará más adelante).

Tratador Horizontal Mecánico

Los tratadores horizontales mecánicos hacen el máximo uso del calor químico, superficies mecánicas y su configuración horizontal para la separación eficiente de agua en la deshidratación final de corrientes con capacidad de flujo relativamente altas.

Pueden ser utilizados para el rango de densidades y viscosidades del aceite. La Figura 5.22 muestra un diseño de este tratador.

La producción entra a la unidad por encima de los quemadores, donde se lleva a cabo una desgasificación inicial. Esta entonces es conducida hacia abajo a la porción más baja de la sección de calentamiento donde entra a un sistema aspersor de baja velocidad que arroja el agua libre y distribuye el aceite y la emulsión uniformemente dentro de la sección de calentamiento. El fluido fluye hacia arriba sobre el elemento de calentamiento. Se hace una desgasificación final después de que el crudo es calentado.

El aceite crudo y la emulsión, ahora a temperatura de tratamiento, se vierten a una sección de control de agitación. Esta sección ayuda a minimizar la agitación del flujo y controla la descarga de aceite del tratador. El líquido calentado, desgasificado y estabilizado el flujo, se alimenta a un sistema aspersor para distribución uniforme dentro de la sección de coalescencia.

La emulsión se extiende por los orificios a través de la sección transversal del recipiente horizontal y fluye hacia arriba por la sección de coalescencia. Esta sección puede ser de baja velocidad de asentamiento, o tener una capa de aserrín u otro elemento por el cual pase el aceite. El aceite deshidratado se colecta finalmente a través de un cabezal de descarga.

Los tratadores horizontales se ajustan bien a gastos de aceite relativamente altos. El flujo a través del área de coalescencia es hacia arriba, la cual está transversal al recipiente en lugar de longitudinal. Por lo tanto, el gasto de flujo no está limitado por el diámetro del recipiente. También, el área de la interfase aceite-agua es más grande en un recipiente horizontal, proporcionando mejor disociación aceite-agua.

El separar el agua libre previo al calentamiento, permite ahorrar combustible. Sin embargo, la capacidad de agua libre es pequeña, así que la cantidad presente es más de 25 a 30%, es importante que otro método de separación de agua preceda al tratador, tal como un eliminador de agua.

También, la capacidad de manejo de gas de la mayoría de los tratadores horizontales es pequeña. Esto es apropiado en la mayoría de los casos porque un tratador normalmente es utilizado corriente abajo de otro dispositivo de separación, dejando pequeñas cantidades de gas por ser separado en el tratador.

Si la relación gas-aceite RGA de la corriente es más grande de 200 ft³/bbl, se requiere probablemente de un separador.

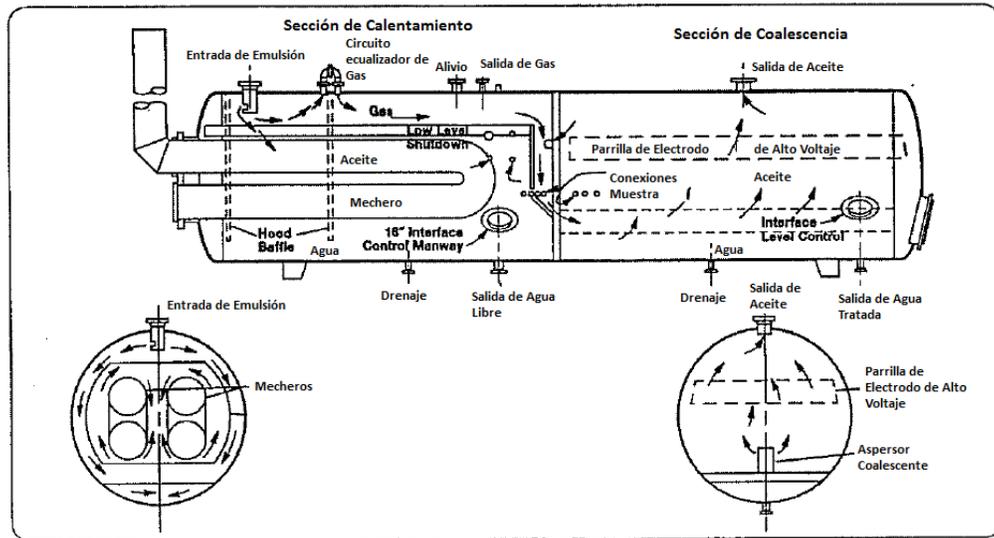


Figura 5.22. Tratador Horizontal Mecánico

Los tratadores son típicamente de baja presión, operando cerca del fin del tren de proceso. Generalmente utilizan un tiempo de retención más grande y son por lo tanto más grandes que el equipo de separación de gas, el cual está corriente arriba y que generalmente opera a alta presión.

Los tratadores horizontales mecánicos con calentamiento integral y desgasificación son típicamente para rango de flujo de entre 1,000 y hasta 20,000 bpd. La capacidad de calentamiento está limitada, en diseños estándar, a 10 MMBTU/h aproximadamente.

Tratadores Horizontales Electroestáticos

La unidad horizontal electrostática es el equipo más sofisticado y eficiente de deshidratación actualmente en uso. Permite un máximo rendimiento a una temperatura de operación mínima y da el nivel de agua residual más bajo en el aceite.

El diseño del tratador electrostático estándar es el mismo que el anteriormente descrito para un tratador horizontal mecánico, excepto que el elemento coalescente consiste de una parrilla electrostática de electrodo.

Este tratador es utilizado cuando se desea la máxima calidad de crudo y cuando los gastos son lo suficientemente grandes para tomar ventaja de la separación más eficiente permitiendo un tamaño de recipiente reducido, sistema de calentamiento más pequeño, temperatura de operación más baja, y mejor conservación de volumen y densidad del aceite.

La aplicación de un tratador horizontal electrostático es para gastos desde 2,000 hasta 50,000 bpd.

Coalescedor Electrostático

El coalescedor electrostático o deshidratador es un recipiente que no contiene una sección de calentamiento. En forma más simple, el recipiente entero es una sección de coalescencia. En algunos casos se añade una pequeña sección de desgasificación.

El fluido entrante se incorpora a un sistema de distribución el cual permite a la emulsión fluir uniformemente a través de los elementos de coalescencia electrostáticos. Un cabezal de recolección descarga el aceite seco.

El coalescedor es utilizado en las siguientes aplicaciones:

- a) Corrientes producidas las cuales están suficientemente calientes para un tratamiento adecuado sin necesidad de calentamiento adicional.
- b) Corrientes que son calentadas antes de entrar al coalescedor, en un calentador aparte. Esto puede hacerse por seguridad, remover el proceso de calentamiento de otros procesos.

Si el requerimiento de calentamiento es grande, puede ser más económico hacerlo externo, debido a que los elementos típicos de calentamiento son relativamente ineficientes. Esto permite satisfacer los grandes requerimientos de calentamiento, utilizando un tipo de calentador diferente más eficiente.

O la combinación de un calentador grande y un coalescedor grande en un solo recipiente puede ser simplemente muy grande para transportarlo.

Finalmente, es limitada la cantidad de calor que puede añadirse utilizando quemadores en un recipiente, debido a restricciones de tamaño.

Alrededor de 10 a 12 MMBTU/h es la carga máxima práctica de calor en los tratadores que usan quemadores.

- c) La desalación se logra frecuentemente utilizando más de una etapa de deshidratación, utilizando coalescedores sin calentamiento.

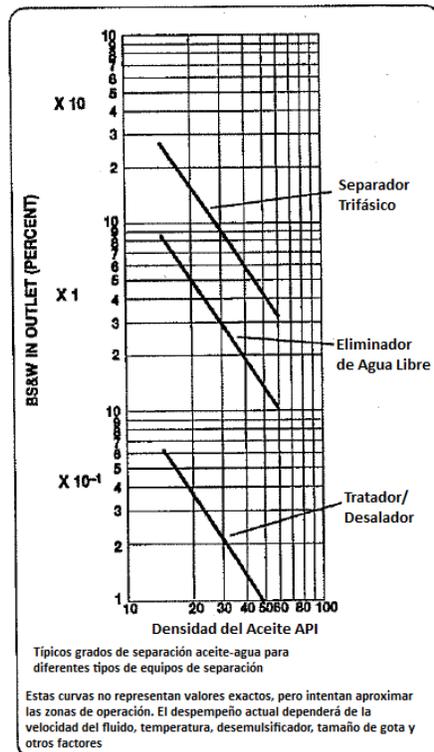


Figura 5.23. Grados de Separación Aceite-Agua para diferentes tipos de Equipo de Separación

5.8 Datos de Diseño

A continuación se enlistan datos específicos requeridos para dimensionar y diseñar un tratador. Los temas con un • al lado son datos los cuales entran directamente dentro de un proceso de diseño y por tanto deben ser dados. Esta información no debe asumirse o suponerse a menos que sea necesario.

5.8.1 Datos de diseño de un Tratador

Mecánicos:

- Diseñar la máxima presión y temperatura del recipiente
- Tolerancia a la corrosión
Vertical u Horizontal
Material y requerimiento internos

Condiciones de Operación:

Presión de Operación

- Temperatura de entrada

Proceso de lo Fluidos:

Gasto de gas, si es variable, o relación gas-aceite RGA

- Gasto de aceite (rango si es variable) o líquido total
- Densidad API, densidad específica, o densidad
Viscosidad del aceite
Impurezas o sólidos en la corriente de aceite
- Gasto de agua
Densidad específica del agua
Fuente y destino del aceite (fase de agua, etc.)
Diseño del sistema

Requerimientos de Salida o Descarga:

Residuos de aceite en el agua

Residuos de agua en el aceite

En muchas ocasiones los parámetros de diseño serán especificados por el usuario, parámetros normalmente elegidos por el diseñador. Por ejemplo, puede especificar un tiempo de retención o una temperatura de tratamiento. Si es así, debe ser considerado para asegurarse que sean razonables y coincidan con los requerimientos del proceso.

Con frecuencia, también, el usuario especificará parte o todo el diseño incluyendo cualquiera o todos estos criterios: tipo de recipiente, tamaño del recipiente o el diseño

interno completo. Esto siempre debe checarsse con los datos del proceso para asegurarse que es adecuado.

La lista anterior es información muy básica necesaria para diseñar un tratador para una aplicación en particular. Sin embargo, en cada caso, entre más información se obtenga, mejores serán las bases del proceso de diseño.

MANEJO Y REMOCIÓN DE CONTAMINANTES

Típicamente en una corriente de aceite pueden haber sustancias que son también indeseables por motivos económicos o porque interfieren con el procesamiento normal del aceite. Estos contaminantes deben ser manejados y removidos en el momento preciso del proceso. Quizá hay otros, pero en este estudio nos concentraremos en dos categorías:

- Interfase de Lodo o Sedimento
- Arena

Estos grupos no han sido elegidos basándonos en la naturaleza de cada contaminante. De hecho, algunas de las sustancias responsables de la interfase de sedimento también están presentes en la arena. Se prefirió hacer estos grupos debido a los métodos empleados para el manejo y remoción de cada uno de la corriente de aceite.

6.1 Interfase de Lodo o Sedimento.

En recipientes que contienen ambas fases (agua y aceite), tal como un deshidratador, una capa de interfase de lodo se formará con frecuencia sobre la superficie común. Esta capa, algunas veces llamada “pad”, puede aumentar en su espesor hasta que evite la efectividad el proceso de deshidratación. Examinaremos las siguientes áreas y como se relacionan a la interfase de lodo:

- Descripción de la Interfase de Lodo
- Interferencia de la Interfase de Lodo con el proceso de Deshidratación
- Eliminación de la Interfase de Lodo

Descripción de la Interfase de Lodo

La mayoría de las interfases de lodo se pueden categorizar dentro uno de cinco grupos característicos:

- Emulsión no resuelta
- Sólidos estabilizados
- Parafínica
- Asfáltica
- Químicamente estabilizada

Todo lodo o sedimento tiene ciertas características y propiedades comunes. La mayoría está continuo en el aceite quizá, pueda contener hasta 90% de agua y 10% de sólidos; son altamente viscosos; eléctricamente conductivos; pero no conductivos térmicamente. La interfase de lodo con frecuencia consiste de una combinación de una o más de estas categorías.

Emulsión no resuelta

Esta es el tipo de interfase de lodo más común. Consiste de porciones más estables de la emulsión a ser separadas. Los principios generales hechos anteriormente acerca de la estabilidad de las emulsiones son aplicables aun a una mayor extensión de interfaces de emulsión no resueltas.

Sedimentos Sólidos Estabilizados

Si partículas sólidas de diámetro muy pequeño están presentes en una corriente de aceite crudo, con frecuencia se unen en la interfase.

La emulsión no resuelta en la interfase aceite-agua se hace más estable con el contacto de estas partículas y se hacen parte de la suspensión. Estas partículas se harán parcialmente mojadas por agua y parcialmente mojadas por aceite y afectarán las dos fases (Figura 6.1).

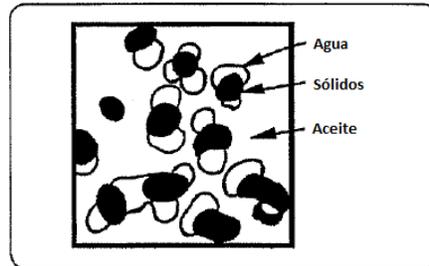


Figura 6.1. Emulsión no resuelta

Sedimento Parafínico

Las parafinas presentes en el crudo pueden solidificar y fortalecer la interfase si el proceso es operado debajo de su punto de nube, o si ciertas fracciones asociadas son separadas instantáneamente debido a una caída de presión.

Sedimento Asfáltico

El sedimento asfáltico es uno de los más problemáticos, pero afortunadamente menos común, los sedimentos se forman cuando los asfaltenos se precipitan de la interfase.

Sedimento Químicamente Estabilizado

Si se utiliza demasiado desmenuficante químico, puede en realidad "atar" la emulsión haciéndola más estable. Conocido como sobretratamiento y característico de algunos tipos de desmenuficantes, esta emulsión estabilizada químicamente se unirá a la interfase. La Figura 6.2 muestra un diagrama del desempeño de un desmenuficante típico a diferentes concentraciones. Un sobretratamiento no puede ser revertido fácilmente.

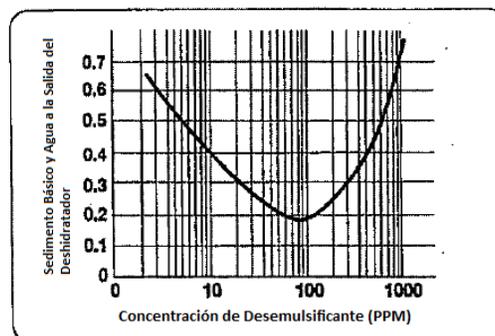


Figura 6.2. Desempeño del Desmenuficante

6.1.1 Interferencia de la Interfase de Sedimento con el Proceso de Deshidratación

La interfase de sedimento no es solo una capa delgada de una sustancia indeseable que yace sobre la superficie del agua. La misma condición que causa su existencia también causa su fortalecimiento. Conforme la interfase de sedimento llena la sección de aceite, esta interferirá eventualmente con el proceso en una de las siguientes formas:

- Ya que el sedimento es eléctricamente conductor, puede hacer corto circuito el campo eléctrico de un deshidratador.
- Debido a su viscosidad y su unión molecular, puede formar un bloqueo físico provocando flujo de canal, por ejemplo, “chorrear” por una sección coalescente acarreando un alto contenido de agua.
- Debido a su pobre conductividad térmica, la interfase de sedimento puede obstaculizar la transferencia de calor y distribución adecuada en el proceso.
- La interfase de sedimento tiende a interferir y contrarrestar los beneficios del potencial que pueden ser realizados por el enriquecimiento químico, de la interfase activa eléctricamente.

6.1.2 Eliminación de la Interfase de Sedimento

La mayoría de las interfases de sedimento son tratadas por alguno de los siguientes métodos:

Adición de Calor

Elevar la temperatura del proceso es benéfico para resolver la mayoría de las interfases de sedimento. Esto se hace usualmente de manera intermitente y puede lograrse también manual o automáticamente. La Figura 6.3 muestra un tipo de arreglo automático que es accionado por un cronómetro.

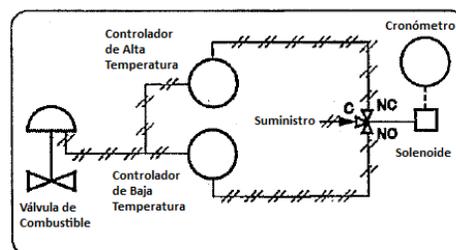


Figura 6.3. Calentamiento Automático

Otro método, utilizado en los deshidratadores electrostáticos, es detectar una interfase fortaleciéndose mediante el voltaje de salida del transformador. Si la interfase de sedimento empieza a hacer corto circuito al campo eléctrico, el voltaje secundario disminuye. Esta caída puede usarse para accionar una flama alta que eleve la temperatura del proceso (Figura 6.4).

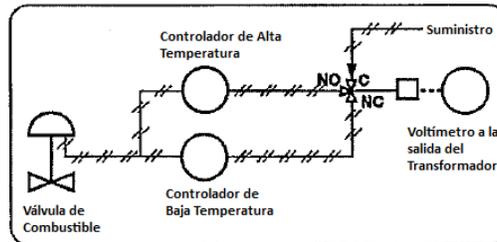


Figura 6.4. Calentamiento en Deshidratadores Electroestáticos

La conductancia prueba que también puede ser utilizada como un método de detección. El uso de calentamiento intermitente ahorra combustible al operar el equipo a la temperatura que requiera el proceso.

El calentamiento beneficia especialmente la eliminación de sedimentos parafínicos y emulsiones no resueltas. En el caso de parafina, la temperatura debe incrementarse por encima del punto de nube; el sedimento se fundirá sin requerir otra ayuda.

Tratamiento Químico

El tratamiento químico puede ayudar también a la remoción de la interfase de sedimento. Por ejemplo, un agente mojante utilizado sobre sedimentos sólidos estabilizados, si es exitoso, causará que las partículas sean preferentemente mojadas por agua y así permitir que se precipiten dentro de la fase de agua. Las partículas pueden entonces ser removidas con el agua.

Los desemulsificantes pueden ser diseñados con la capacidad de tratar interfases de emulsión no resueltas. El tratamiento químico del sedimento es un método extremadamente importante y versátil para solucionar la interfase de sedimento.

Drenaje

El desagüe de la interfase debe instalarse en el recipiente donde la posibilidad de una interfase de sedimento sea esperado. El desagüe remueve el sedimento para eliminarlo del proceso. Las configuraciones típicas para un desagüe para la interfase de sedimento se muestran en la Figura 6.5 y 6.6.

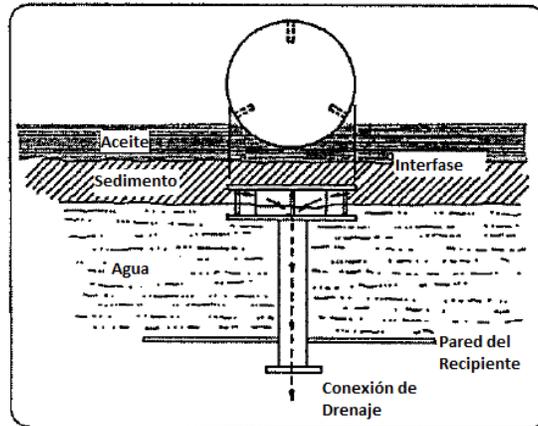


Figura 6.5. Configuración del Desagüe para la Interfase de Sedimento

Para áreas de interfase largas y angostas:

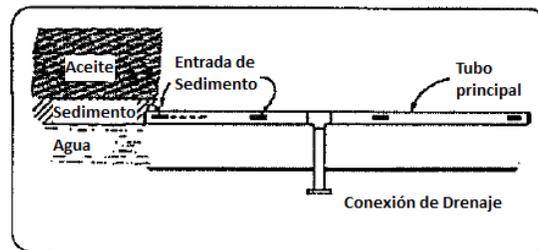


Figura 6.6. Configuración del Desagüe para la Interfase de Sedimento

La eliminación del sedimento drenado se hace en varias formas. Donde se permita y donde el volumen no sea muy grande, el sedimento puede quemarse.

El volumen de aceite contenido en el sedimento, sin embargo, es lo suficientemente grande para que sea factible recuperarlo. En este caso el sedimento recuperado puede enviarse a un receptor donde se le permita asentarse. El aceite separado es recapturado y combinado con la corriente principal.

Otro enfoque es reciclar el sedimento (Figura 6.7).

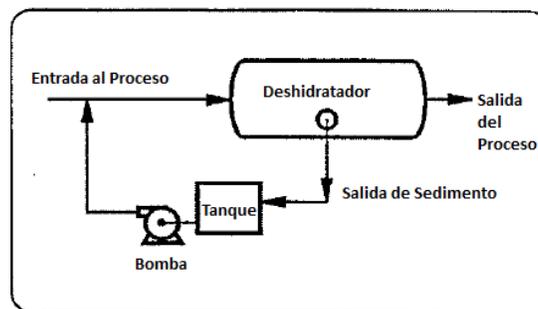


Figura 6.7. Reciclaje de Sedimento

Este método es con frecuencia exitoso siempre que la acumulación de sólidos no sea un problema. Puede, sin embargo, alterar el proceso principal. Además, el reciclaje de sedimento disminuye severamente la capacidad del deshidratador.

Otro método de eliminación utiliza un sistema de tratamiento por separado para el sedimento el cual opera con diferentes parámetros a los del proceso principal.

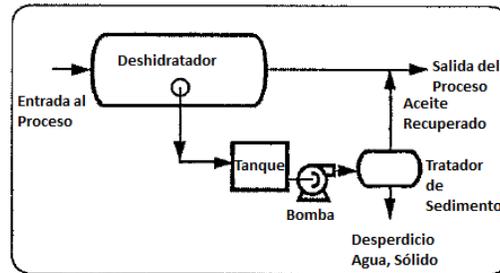


Figura 6.8. Sistema de Tratamiento por Separado

Este método permite, para la eliminación de producto de desperdicio y para el uso de temperatura más alta, tiempos de retención más grandes y químicos diferentes de los usados en el proceso principal.

Ciertos tipos de sedimento resisten el tratamiento. Con frecuencia los asfaltos y los sedimentos estabilizados químicamente son extremadamente difíciles de solucionar. El único método para eliminarlos puede ser mezclar o diluir el sedimento.

Resumen- Interfase de Sedimento

La interfase de sedimento consiste de varios tipos de sustancias diferentes. En general, este sedimento forma una capa que aumenta en espesor sobre la interfase aceite-agua y tiene propiedades que interfieren con el proceso de deshidratación. Los problemas causados por el sedimento se solucionan utilizando uno o más de los siguientes métodos:

- Temperaturas más altas
- Tratamiento químico
- Drene de la interfase

6.2 Arena

Las partículas sólidas arrastradas en la corriente de aceite con frecuencia se asientan en tiempos de retención relativamente largos en el recipiente. Si tienen un tamaño mayor a algunas micras, estas partículas se acumularán en la parte baja del recipiente.

Estos sólidos pueden consistir de arena, incrustaciones, minerales o pueden ser producto de las reacciones de los tratamientos químicos y físicos que se llevan a cabo en el recipiente. Todos los contaminantes en el fondo tienen la propiedad común de ser más pesados que el agua y por tanto se asientan sobre cualquier superficie. Ya que todos tienen la misma propiedad, se tiene la necesidad de categorizar los materiales.

Para propósitos prácticos, nos referiremos a todos los materiales como arena. Abordaremos los siguientes temas:

- Interferencia en el proceso causada por la Arena
- Manejo o Eliminación de Arena

6.2.1 Interferencia en el proceso causada por la Arena

Las acumulaciones de arena pueden continuar formándose hasta que el valioso volumen en el proceso sea afectado y puede hasta bloquear los caminos del flujo; no es raro encontrar recipientes de proceso casi llenos de arena.

En procesos que requieren calentamiento, un depósito de arena sobre la superficie de algún elemento de calentamiento evitará una transferencia de calor adecuada. En el caso de alto flujo de calor transferido, esto puede causar el sobrecalentamiento en un punto y la falla del elemento de calentamiento.

Los depósitos de arena sobre los desplazadores de la interfase aceite-agua utilizados para el control de nivel o emergencia pueden causar fallas en las operaciones de control. Un depósito de arena sobre un ánodo puede reducir sus beneficios. Puede dañar válvulas, medidores y bombas.

6.2.2 Manejo o Eliminación de Arena

Algunos recipientes se diseñan especialmente para remover la arena de la corriente de aceite. Todos los recipientes, sin embargo, pueden manejar y remover arena si se considera los problemas potenciales de arena en el diseño inicial.

- Las superficies inclinadas en lugar de las planas permitirán a la arena deslizarse de los internos. El ángulo de la superficie debe ser más grande que ángulo de reposo para las partículas.

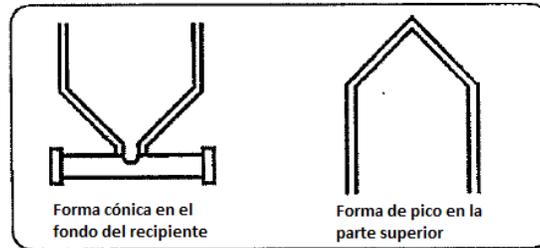


Figura 6.9. Diseños de Recipientes que manejan Arena

- Chorros de agua en las superficies que no pueden ser inclinadas, y en el fondo del recipiente, son útiles para agitar la arena y ponerla momentáneamente en suspensión en la fase de agua. El suministro de agua al menos a 50 psig más arriba de la presión de operación normal del recipiente removerá exitosamente depósitos ligeros de arena. Estos chorros se logran con tubería interna con toberas que rocían directamente las áreas donde se junta la arena; cada tobera requiere de alrededor de 5 a 6 gpm (galones por minuto) de agua.
- Los desagües con platillos o canales también se utilizan en conjunto con los jets de agua. El canal se construye de tal forma que mantenga la velocidad del fluido relativamente alta conforme se descarga el agua, así manteniendo la arena en suspensión.

Los jets y desagües se operan juntos. Los jets hacen que los depósitos de arena fluyan, para ser drenados inmediatamente. En recipientes horizontales grandes, las operaciones del jet y el desagüe solo se realizan en una porción del recipiente para minimizar el uso y desperdicio del gasto de agua. Algunas configuraciones de los jets para arena y desagües se muestran en la Figura 6.10.

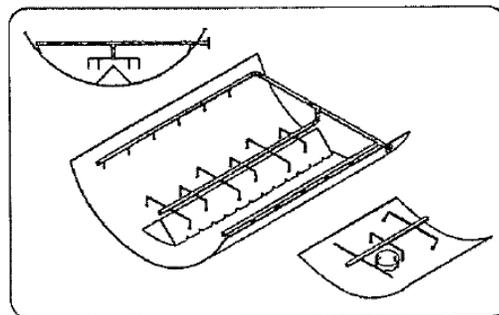


Figura 6.10. Jets y Desagües de para Arena

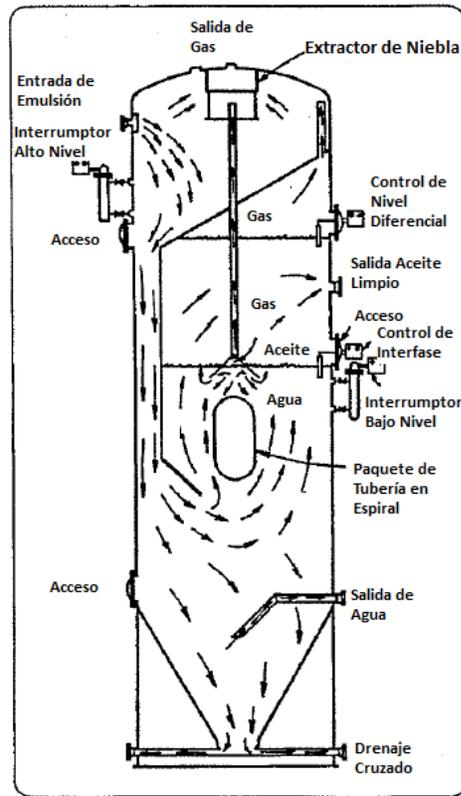


Figura 6.11. Tratador Vertical

Es imperativo no permitir que se acumulen demasiado los depósitos de arena antes de removerlos o el sistema de drenaje simplemente será una trampa de arena y se taponará completamente. En recipientes donde los depósitos de arena se forman bastante rápido, es común automatizar el funcionamiento de los jets y desagües. Un panel programable puede controlar esta operación.

- Los desplazadores de control de nivel pueden ser colgados verticalmente y hechos con una pendiente superior para ayudar a verter la arena. Si se utilizan horizontalmente, el desplazador puede ser instalado sobre un cojín rotatorio; cuando la arena comience a acumularse sobre el desplazador este rodará, permitiendo su caída.
- Pequeños separadores centrífugos instalados en una línea de flujo pueden remover grandes partículas de arena de corrientes de baja capacidad. Los recipientes de proceso que utilizan separación centrífuga también están en servicio. Generalmente, esto se hace introduciendo el flujo dentro de la cámara de separación tangencialmente.

- La Figura 6.11 muestra un tratador vertical el cual incorpora características de manejo de arena en su diseño.

Resumen- Arena

Las partículas sólidas de diferente origen a las cuales nos referimos como arena pueden acumularse en los recipientes de proceso interfiriendo con la operación de la unidad. Los recipientes pueden diseñarse y construirse para manejar y remover la arena mediante:

- Inclinarse las superficies horizontales
- Instalar jets y desagües para la arena
- Dar consideración especial al diseño de los instrumentos internos, como los niveles de control.

DESALACIÓN

Por años la producción de aceite crudo se ha complicado por el incremento relativo en las cantidades de sales minerales producidas con el aceite. La sal asociada se ha hecho más problemática debido a la invasión de agua y aceptación general de mojabilidad, crudo salado en otro tiempo pudo haber sido crudo seco. Conforme los campos son llevados a su máxima producción, el manejo de sal y agua asociada se ha convertido en una práctica de rutina.

La remoción de sal del aceite crudo es llamada desalación. A continuación se da una descripción de los procesos y un estudio conceptual del diseño de un sistema de desalación.

7.1 Contaminación con Sal – Definición del Problema

La formación de contaminación con Sal

El problema del agua producida en el aceite crudo ya ha sido discutido. Con frecuencia esta agua contiene sales minerales disueltas en concentraciones variables. La presencia de sal representa problemas por encima de aquellos provocados por el agua.

Por supuesto, como en el proceso de deshidratación de cualquier crudo, la remoción de salmuera libre es simple. Una parte de la salmuera continuará existiendo como emulsión, sin embargo, esta emulsión requiere de un análisis más cercano. La salinidad de la salmuera y el tamaño y número de las gotas de esta determinará la cantidad de sal en el crudo. Las cifras a nivel mundial pueden estar entre casi 0 hasta 20,000 libras de sal por cada 1000 barriles de aceite (o aún más dependiendo del gasto de agua producida). Así mismo, la salinidad de esta agua varía hasta la saturación (alrededor de 350,000 ppm). Las sales más comunes son cloruros metálicos (como el cloruro de sodio y el cloruro de calcio) los cuales están ionizados en solución en la fase de agua.

El problema de la Sal

La presencia de sal en el crudo en forma de salmuera concentrada es un problema para el productor, el refinador y el transportista. Para el productor y el refinador los problemas se pueden resumir dentro de dos categorías:

- **Corrosión** – La sal multiplica la velocidad de corrosión en el acero. Eliminar la sal de la corriente de crudo puede, en casos, rebajar la corrosión hasta en un 90%.
- **Interferencia con el proceso** – La sal presente en el crudo puede acelerar el ensuciamiento de los intercambiadores de calor y los calentadores requiriendo así de temperaturas más altas de operación. Puede obstaculizar ciertas reacciones físicas y químicas requiriendo mayor uso de procesos químicos y catalizadores.

El transportista experimenta los mismos problemas de corrosión que el refinador y el productor.

Además, el agua salada ocupa valiosa capacidad de almacenaje y carga (debido principalmente a su alta densidad específica).

La desalación es benéfica para todos. La sofisticación de los equipos y los procesos requeridos, sin embargo, con frecuencia la hacen más conveniente para el refinador que para propósitos de campo. Por supuesto, cuando se hace en la etapa de refinación los beneficios resultantes no son experimentados por el productor y el transportista. El estudio del criterio económico que determina la óptima locación para la desalación está más allá de la competencia de este documento; sin embargo, la desalación en campo se está haciendo más común. La desalación en campo es imperativa en muchos casos ya que la mayoría de los transportistas internacionales ahora imponen límites de tolerancia al contenido de sal en el crudo que transportan. Quizá la mayoría de los aspectos teóricos para la desalación en refinería son similares, la aplicación es diferente debido a los factores económicos y recursos disponibles.

7.1.1 Requerimientos para la Desalación en Campo

Los requerimientos para la remoción de sal en el campo normalmente están expresados en dos cifras:

- 1) Sal permitida en ptb (libras de sal por cada 1000 barriles de aceite), y
- 2) Agua remanente permitida en fracción de volumen de agua.

Por ejemplo una especificación puede leerse:

Máximo contenido de Sal en crudo desalado	25 ptb
Máxima Agua remanente en crudo desalado	0.2 %

El desempeño de un sistema de desalación basado únicamente en la remoción de sal puede ser expresado como una eficiencia (una relación entre la cantidad de sal removida del crudo y la cantidad en la corriente entrante):

Z_{entrada} = ptb de la corriente de crudo de entrada

Z_{salida} = ptb de la corriente de crudo de salida

$$\text{Eficiencia del Proceso} = \frac{Z_{\text{entrada}} - Z_{\text{salida}}}{Z_{\text{entrada}}}$$

Nota: Esta definición tiene poco valor en la mayoría de las aplicaciones de desalación en el campo donde el contenido de sal en la entrada es relativamente alto, y a la salida bajo contenido de sal es solo uno de los muchos criterios importantes para la evaluación del desempeño del proceso.

7.1.2 Medición de los parámetros relacionados con la Sal

La medición del contenido de agua en el aceite puede hacerse por uno de los siguientes métodos. Estos fueron descritos brevemente en el tema de deshidratación.

- Separación
centrífuga y medición visual
- Destilación
- Reactivo de
titulación de Karl Fischer

La prueba para sal se hace de dos formas:

- Titulación (método
de Mohr)
- Conductividad
(ASTM D3230-73)

De los dos, titulación es el método más preciso.

7.1.3 Solución del Problema - Esquemas de Sistemas de Desalación

Esta sección de nuestro estudio intentará familiarizar al estudiante con la configuración básica de los sistemas de desalación y el propósito y las limitaciones de cada uno. (Detalles de los subprocesos involucrados serán discutidos más adelante.)

Deshidratación de Una Etapa

Ya que la sal presente en el crudo está presente en la fase de agua de la emulsión, la remoción de sal y de agua simultáneamente por deshidratación es una solución simple al problema.

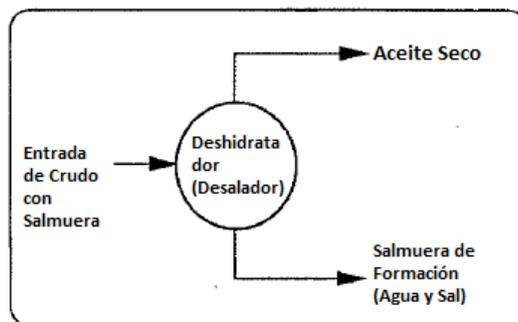


Figura 7.1. Deshidratación de Una Etapa

La salmuera residual es entonces eliminada como desperdicio. Esta es la forma más simple de desalación y es ampliamente usada en el mundo, en donde los niveles de sal son muy bajos y el principal requerimiento es la remoción de agua.

Quizá normalmente llamada como “deshidratación” o “tratamiento”, es también categorizada como una forma de desalación.

Limitaciones de la Deshidratación

El hecho de que la deshidratación de una etapa está limitada a aplicaciones con muy bajos niveles de sal, o bajos requerimientos sobre el contenido de sal a la salida, es un resultado de la limitación del proceso de deshidratación por sí mismo.

En nuestro estudio de deshidratación encontramos que en la práctica no podemos remover toda el agua presente. Alguna cantidad residual será dejada en el aceite.

El alcance de la deshidratación está limitado por el proceso de deshidratación y por las propiedades del aceite y del agua. Un nivel típico de remoción conforme varía con la densidad del aceite se muestra en la Figura 7.2.

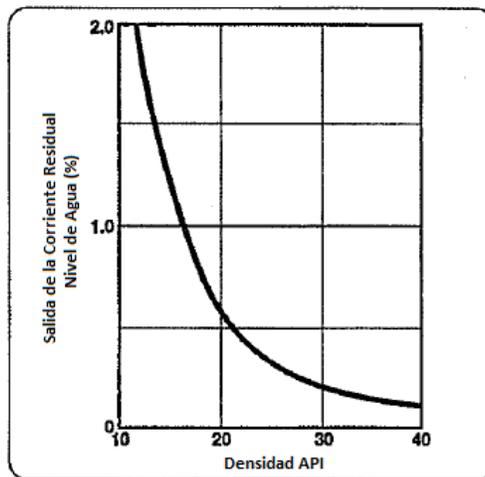


Figura 7.2. Nivel de Remoción % vs. Densidad API

La sal disuelta en el agua residual crea la necesidad de un procesamiento más completo, por ejemplo, cuando el nivel del agua es usualmente aceptable y el contenido de sal es muy alto.

El contenido de sal está determinado por la salinidad del agua y por el tamaño y número de gotas de agua. Como ya hemos visto, el tamaño y número de gotas son reducidas a un límite residual en la salida del deshidratador. Hay un poco más que

hacer para afectar el contenido de agua una vez que ya hemos deshidratado tan eficientemente como es posible.

Dilución

El factor remanente a trabajar es la salinidad (concentración de sal disuelta) del agua. Si tenemos una fuente de agua, de menor salinidad que la salmuera arrastrada en la producción, disponible en la locación de desalación, podemos mezclar esta agua dentro de la corriente de crudo antes deshidratada y, así, diluir la salmuera producida. El crudo deshidratado resultante, aunque conteniendo la misma cantidad de agua residual, contendría menos sal; la concentración de sal de la salmuera ha sido reducida. Este proceso está esquematizado en la Figura 7.3, y llamado comúnmente sistema de desalación de una etapa.

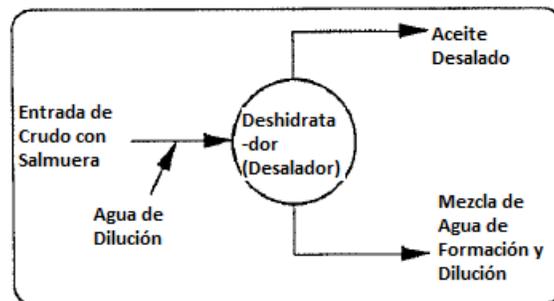


Figura 7.3. Proceso de Dilución

La dilución de agua con muy baja salinidad diluirá mejor que agua con salinidad más alta. La cantidad de agua diluida requerida depende en parte de su propia salinidad. El contenido de sal del aceite en la salida está también limitado por la salinidad del agua de dilución.

Conservación del Agua de Dilución

Si el crudo entrante a la unidad contiene una fracción de volumen de agua relativamente alta, la cantidad de agua de dilución requerida para obtener un nivel de sal a la salida aceptable puede ser extremadamente alta. Por ejemplo, si cierto crudo contiene 1% de salmuera con 50,000 ppm está diluida con agua potable y deshidratado a 0.2 % de agua residual, el requerimiento de agua de dilución para obtener nivel de sal de salida de 10 ptb sería alrededor de 4% del volumen de aceite neto desalado.

Sin embargo, si la fracción de volumen de agua, en lugar de ser 1%, fuera 5%, entonces se requeriría del 22% de agua de dilución. Los requerimientos de agua de dilución pueden convertirse rápidamente prohibitivos con las variables.

El agua potable utilizada como agua de dilución es muy raro en el campo. Normalmente debe utilizarse una fuente de agua con relativa baja salinidad. El suministro de esta agua puede estar limitado dependiendo de la locación del proceso.

Las áreas tropicales pueden tener agua en abundancia disponible para este uso, mientras en locaciones áridas será probablemente lo opuesto. Por esta razón no es solo deseable, sino con frecuencia necesario que el proceso de desalación sea tan eficiente en el uso de agua de dilución como sea posible.

Con frecuencia el agua de dilución debe obtenerse procesando agua de mar o de río, perforando pozos de suministro de agua, o transportándola de alguna fuente "cercana". Todos estos métodos son costosos.

Además, el agua residual del sistema debe ser eliminada; entre más alto sea el gasto de agua de dilución más costosa es su eliminación. Tal eliminación puede involucrar tratamiento y procesamiento, evaporación o reinyección.

A la luz de estos hechos y las capacidades presentes de desalación, el tratamiento de agua de dilución en exceso de 10% es normalmente considerado inviable, y en ciertas regiones un sistema que maneja más del 5% es inaceptable.

Deshidratación de Dos Etapas

Los requerimientos muy altos de agua de dilución de un sistema con gastos de agua relativamente altos pueden reducirse disminuyendo la cantidad de agua a ser diluida.

Un deshidratador colocado delante de la etapa de dilución (como se muestra en la Figura 7.4) logrará esto.

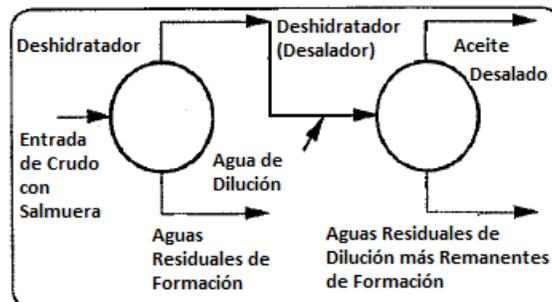


Figura 7.4. Deshidratación de Dos Etapas

La pequeña cantidad de agua residual en el crudo dejando el deshidratador de primera etapa no requerirá mucha agua para diluir su salinidad al nivel requerido.

Este sistema es llamado un proceso de desalación de dos etapas. La primera etapa es comúnmente llamada “etapa de deshidratación” y la segunda como la “etapa de desalación”, quizá la segunda etapa es simplemente otro paso de deshidratación.

Reciclaje

Otro método para mayor reducción en los requerimientos de agua de dilución hace uso del hecho de que el agua residual de la segunda etapa es menos salada que el agua producida entrando al sistema con el crudo. Esta agua es con frecuencia mezclada con el crudo entrante antes de entrar a la primera etapa de deshidratación. Esto diluye el agua de formación así que la salmuera remanente dejando el recipiente de la primera etapa es menos salada y de este modo, requiere menos dilución. El sistema se muestra en la Figura 7.5.

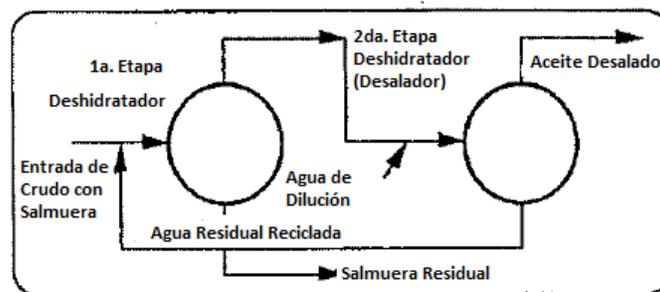


Figura 7.5. Sistema de Desalación de Dos Etapas con Reciclaje

El sistema de desalación de dos etapas con reciclaje es capaz de reducir niveles de sal muy altos con una mínima cantidad de agua de dilución. El desempeño de este sistema está limitado por tres factores:

- Grado de Deshidratación
- Salinidad del Agua de dilución
- Habilidad del Agua de dilución para contactar y coalescerse con agua arrastrada

De estas tres, la segunda (salinidad del agua de dilución) está usualmente predeterminada por disponibilidad; las otras dos se convierten en variables sobre las

cuales nos podemos concentrar con el propósito de incrementar el desempeño del sistema.

7.1.4 Deshidratación – Un subproceso

Necesidad de Máxima Deshidratación

La importancia de una buena deshidratación no puede ser sobrevaluada; esta es la clave para una desalación exitosa.

La gráfica en la Figura 7.6 muestra la relación entre el requerimiento de agua de dilución y el nivel de remoción de agua de un sistema en particular, de dos etapas con reciclaje.

Para cualquier sistema de desalación en el cual la salinidad del agua de dilución esté predeterminada y arreglada, el valor mínimo de ptb que puede ser obtenido está determinado únicamente por el nivel de deshidratación que puede ser alcanzado.

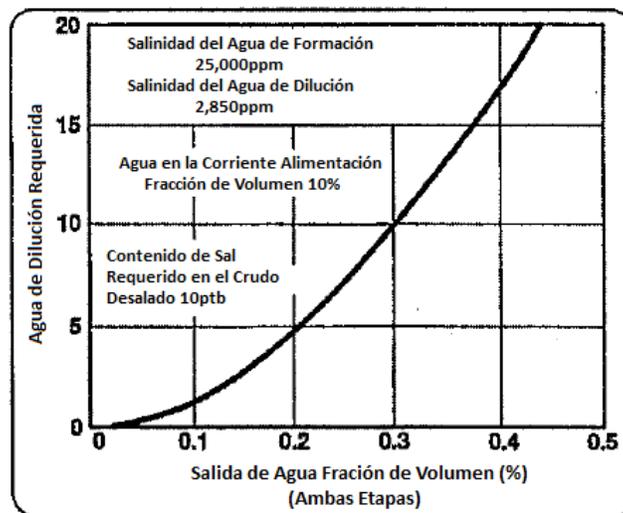


Figura 7.6. Requerimiento de Agua de Dilución vs. Remoción (%)

Este límite refleja el caso hipotético de un gasto de agua de dilución infinito y por lo tanto solo puede ser aproximado en la práctica real. Un ejemplo de tal límite se muestra en la Figura 7.7. El área de operación real sería debajo de la línea trazada.

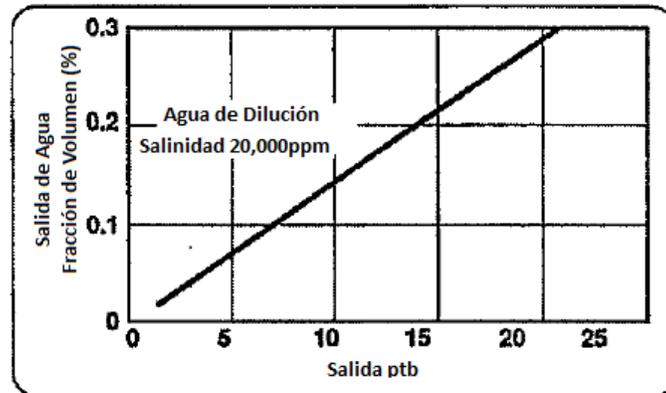


Figura 7.7. Límite hipotético de un gasto de Agua de Dilución Infinito

La importancia de buena deshidratación para el éxito y eficiencia de un proceso de desalación es obvia; por lo tanto, conseguir los rigurosos requerimientos actuales de la industria cada ayuda a la deshidratación es utilizada.

Mientras los sistemas modernos de desalación en el campo, de mediana a alta capacidad, pueden variar con respecto a la calidad de los materiales, nivel de automatización, o grado de versatilidad, hay poco margen de error en el diseño del deshidratador desde el punto de vista del proceso.

Principios de Deshidratación

Los principios y técnicas de deshidratación del aceite crudo ya han sido tratados. El siguiente breve resumen se incluye en forma de repaso.

- Agua está presente como una emulsión estabilizada por, entre otros factores, una película química en la interfase.
- El rango de separación gravitacional es dependiente de la fuerza de gravedad, viscosidad del aceite, diferencia de densidad específica de las dos fases y el tamaño de gota.
- Estas variables pueden ser alteradas favorablemente mediante pre-tratamiento químico, incrementando la temperatura del proceso, proporcionando superficies

adecuadas y velocidades del fluido para ayuda mecánica, y el uso de un campo electrostático.

- El nivel de deshidratación alcanzable para una aplicación dada no puede ser calculado. Esta cifra debe ser determinada mediante pruebas o estimación en base a la experiencia.

7.1.5 Dilución – Un subproceso

Cuando se introdujo el concepto de dilución, no se hizo mención de cómo se había que hacer. La habilidad del agua de dilución para contactar y coalescerse con el agua arrastrada fue uno de los tres factores enlistados previamente como limitantes del desempeño de un proceso de desalación.

Descripción de Dilución

La dilución es la combinación de dos o más soluciones con el propósito de aminorar la concentración de la más concentrada. Es un promedio de las concentraciones de todos los fluidos combinados.

Dilución de la fase arrastrada de una Emulsión

Se ha encontrado que la simple adición de agua a una emulsión agua en el aceite, resulta en que muy poca del agua añadida contacta un pequeño porcentaje del agua arrastrada. Si la mezcla es entonces deshidratada, el agua residual remanente consistirá principalmente de agua más estable originalmente arrastrada. En el caso de una emulsión salmuera en el aceite, esto dejaría la masa de sal en la corriente.

Como pudimos darnos cuenta en la sección sobre deshidratación, si se estabilizó una emulsión está en un estado de alta energía libre y buscará coalescerse; esto es, buscar un estado de energía libre menor. Cuando está estabilizada, la energía libre en una emulsión está limitada o se convierte a otras formas hasta que no es más libre.

Un gran bache de agua de dilución vertido dentro de una corriente está ya a un nivel bajo de energía libre; por lo tanto, ya que hay poca energía libre, no hay incentivo para la coalescencia. Si la energía libre se hace disponible a la mezcla, de forma que el agua añadida rompa dentro de una emulsión, entonces las condiciones son favorables para la coalescencia del agua añadida con el agua original. Esta energía puede ser añadida por una bomba.

Sin embargo, el nivel de energía añadido en esta forma con frecuencia excede la requerida y resulta en la formación de una emulsión extremadamente apretada que es difícil de deshidratar. La cantidad de agitación y turbulencia impartida al fluido en una bomba no se puede controlar en límites bajos.

Otro método, el único usualmente utilizado, es crear una caída de presión a través de una válvula. Esta caída crea una emulsión, convirtiendo energía hidráulica en la de formación de la emulsión.

El grado de emulsificación puede ser controlado fácilmente variando la caída de presión con la válvula, abriendo y cerrando la válvula como se requiera.

La energía cinética añadida al sistema en esta forma ayuda a poner al agua de dilución en contacto con el agua arrastrada. La coalescencia de ambas debe ocurrir eventualmente para una dilución exitosa. La coalescencia final y la dilución ocurren en el deshidratador.

Para resumir, la dilución se lleva a cabo en dos pasos:

- Emulsificación del Agua de dilución
- Coalescencia del Agua de dilución con el agua producida

Eficiencia de Dilución

Como en la mayoría de los procesos reales, la dilución de salmuera emulsificada no es totalmente a fondo o completa. Algo del agua de dilución añadida permanecerá sin combinarse y algo de la salmuera arrastrada puede nunca ser contactada por el agua añadida. Los valores para la eficiencia de mezclado son determinados empíricamente.

Reciclaje Interno

La eficiencia del paso de dilución es indudablemente afectada por muchos factores tales como viscosidad, estabilidad de la emulsión, cantidad de energía de formación disponible en el sistema de mezclado, y de particular interés aquí, las cantidades de agua a ser mezclada relativas al volumen de aceite.

Si, por ejemplo, la salmuera arrastrada estaba presente solo en cantidades mínimas, la eficiencia de mezclado puede esperarse que sea baja. Esta puede ser impulsada incrementando la cantidad del agua de dilución, pero esto perdería el propósito. De

hecho, esta es solo una situación que existe a la entrada de la segunda etapa de desalación en un sistema de dos etapas.

Para incrementar el volumen de la corriente de dilución sin incrementar el gasto de agua de dilución neto, se utiliza con frecuencia el siguiente esquema:

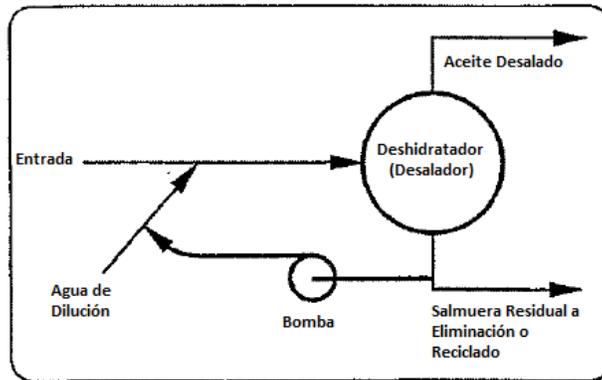


Figura 7.8. Reciclaje Interno

El camino de flujo obscuro en la Figura 7.8 es llamado "reciclaje interno". El balance de materia neto del sistema descrito está sin cambios. El flujo del reciclaje interno puede pensarse como un circuito de circulación cerrado superpuesto sobre el proceso existente como se muestra en la Figura 7.9.

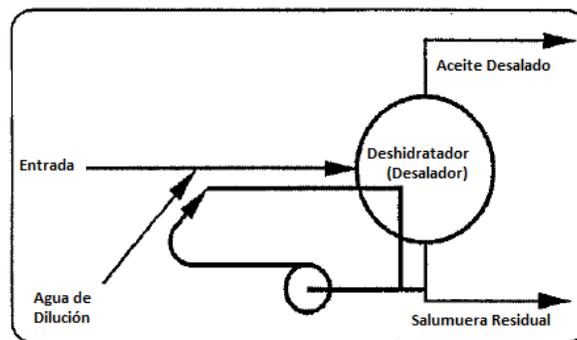


Figura 7.9. Reciclaje Interno con Circuito de Circulación Cerrado

Parte de la salmuera residual del deshidratador se combina con el agua de dilución. El propósito de esto es ayudar la eficiencia de mezclado con un volumen grande de agua de dilución sin en realidad incrementar la entrada de agua de dilución al sistema.

El gasto de flujo en el reciclaje interno es independiente del gasto neto de agua de dilución de entrada y del gasto de salmuera residual. Sea como sea, agua y sal extra son añadidos a la corriente de dilución, mediante el reciclaje interno son removidos de la salmuera residual al mismo gasto.

La Figura 7.10 muestra un desalador de alta capacidad típico. La mayoría de sus componentes son similares en diseño y propósito a aquellos ya discutidos, para tratadores electrostáticos. Se mencionan brevemente para repaso y aplicación a la desalación.

- **Sección de entrada de baja velocidad:**

Se reduce la velocidad lineal relativamente alta conforme el crudo es uniformemente alimentado al sistema de distribución.

- **Sistema de distribución de orificio medido:**

Con el fin que la velocidad vertical del aceite sea uniforme a través de la sección de coalescencia, es imperativo que la entrada de distribución sea uniforme. El diseño básico es como se discutió en el estudio de deshidratación, pero debido a su relativa gran longitud, es aun más importante que se le dé mayor cuidado a este sistema en desaladores.

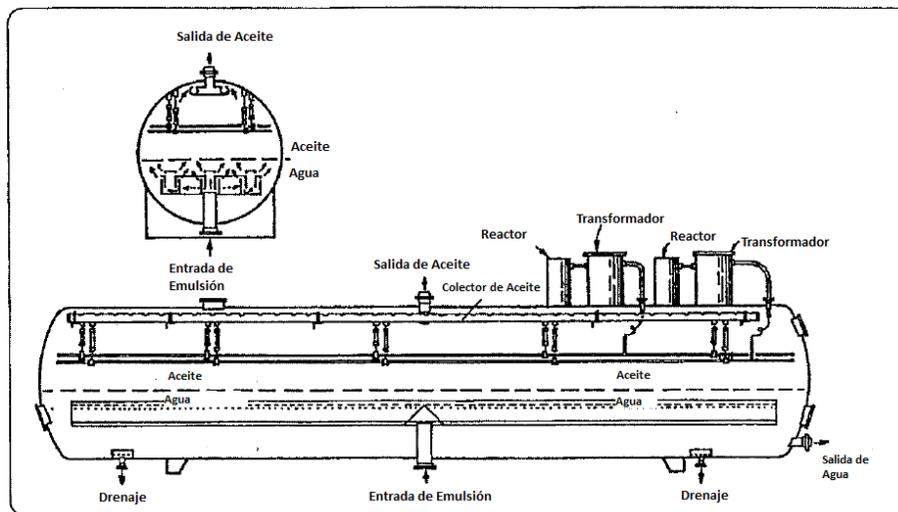


Figura 7.10. Desalador de Alta Capacidad

- **Remoción de Agua Libre:**

Tanto el compartimento de entrada y los distribuidores en un desalador son de diseño de fondo abierto.

Además de ayudar en la distribución uniforme a amplias variaciones de capacidad, esto tiene la ventaja de que los aspersores en la tubería cierran y el agua libre y el sedimento no pueden asentarse sin haber entrado al campo eléctrico.

- **Campo**

- **Electrostático para la coalescencia de Agua:**

La configuración del sistema eléctrico para un desalador es exactamente la misma que para un tratador.

En desaladores más grandes que usan mayor cantidad de energía generada por pequeñas redes generadoras, es con frecuencia deseable mantener una carga balanceada sobre un suministro de energía trifásico.

Esto se hace conectando las fases en configuración delta a tres transformadores.

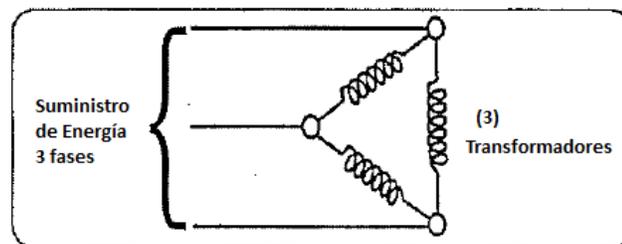


Figura 7.11. Conexión en configuración delta a los Transformadores

Internamente las parrillas de electrodo están divididas en tres secciones, cada una conectada a un transformador, y fuera de fase con respecto a las otras.

- **Zona de Reposo**

- **para el asentamiento final:**

Esta área encima de las parrillas es un área de baja velocidad inalterada por el vigoroso efecto del campo eléctrico sobre las gotas de agua en la cercanía.

- **Acumulación de**

- **Aceite:**

La combinación de la buena aspersión de aceite y acumulación resulta en distribución uniforme. El sistema de acumulación es especialmente importante en desaladores largos.

- **Acumulación de**

- **Salmuera residual:**

La salmuera es descargada de cada extremo del desalador para dar el máximo tiempo de retención al agua, asegurando la óptima eliminación de esta.

- **Subsistemas:**

Otros componentes tal como el equipo de remoción de arena y sedimento son también una parte común de los desaladores electrostáticos.

Sistema de Mezclado

Hemos visto brevemente la teoría involucrada en la dilución de salmuera arrastrada inmiscible en una emulsión agua en el aceite, con agua de dilución. El sistema para lograr esto puede ser simple o más sofisticado. Los siguientes componentes son usados comúnmente.

Válvula de mezclado

- **Propósito:**

Casi cada sistema de mezclado para desalación tiene como componente principal una válvula instalada en la línea principal de proceso, corriente abajo del punto de inyección de agua de dilución.

Adecuadamente diseñada, la característica de esta válvula es que cuando el fluido sufre una caída de presión por el cierre, el corte impartido a la mezcla aceite-agua es distribuido totalmente al volumen del fluido, creando nuevas superficies de interfase, rompiendo el agua libre en una emulsión con gotas de tamaño adecuado. Esta es la conversión de energía hidráulica en energía de formación de una emulsión, la cual se había discutido anteriormente.
- **Limitaciones de la caída de Presión:**

El grado de emulsificación del agua libre depende principalmente de la caída de presión impartida por la válvula. Un diseño normal para válvula de mezclado es de 5 a 25 psi diferencial con la mayoría de los puntos de operación por debajo de 15 psi diferencial. Si se crea una caída de presión muy grande, las gotas decrecerán a un tamaño al cual es con frecuencia difícil de coalescer y remover. Por lo tanto es importante operar la presión diferencial completamente dentro de los límites críticos.
- **Tipos de Válvulas de Mezclado:**

Si el flujo es muy constante a corto plazo, entonces puede utilizarse una válvula de mezclado operada manualmente.

Este tipo de válvula es más común en sistemas de desalación en refinerías donde el flujo es más fácilmente controlado y monitoreado.

Donde el flujo de crudo varía substancialmente, como en el caso de la mayoría de los procesos de campo, una válvula controlada automáticamente es utilizada. Esto permite abrir o cerrar la válvula con gastos más altos o más bajos, así manteniendo una presión diferencial constante.

- Sistema de Control de Presión Diferencial:

Cuando se usa una válvula automática para mezclar, esta debe mantener una presión diferencial completamente constante con la variación del flujo. Esto se hace abarcando la válvula con un circuito de control de presión diferencial como muestra la Figura 7.12.

El controlador manda una señal de control a la válvula de mezclado. Normalmente una emisión proporcional es suficiente si se utiliza un posicionador de válvula.

El proceso de monitoreo de la tubería se debe colocar a un lado de la línea de proceso si hay alguna posibilidad de gas libre en la línea.

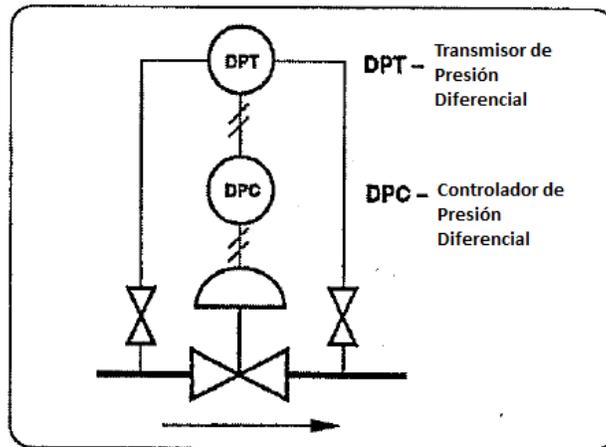


Figura 7.12. Válvula con circuito de Presión Diferencial

- Premezclado o Elementos de Dispersión:

Es ventajoso tener la mezcla aceite-agua a la entrada de la válvula de mezclado con el agua ya dispersa en la fase de aceite. Esto se puede hacer mediante un inyector de mezclado el cual rocía a presión media el agua de dilución en la corriente. En la Figura 7.13 se muestra un inyector de mezclado; este componente se utiliza con frecuencia cuando se determina que la eficiencia de mezclado es crítica.

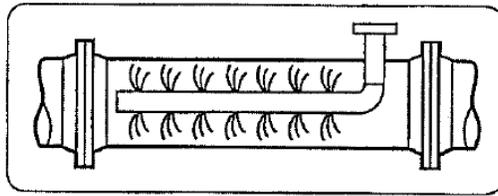


Figura 7.13. Inyector de Mezclado

7.2.1 Diseño del Sistema de Desalación

Ensamblar un sistema completo requiere no solo de la función adecuada de cada componente, sino que la coordinación de los procesos y subsistemas en interacción respalden el desempeño completo del equipo.

Selección del Esquema

La primera y más básica decisión que debe hacerse en el diseño de un sistema de desalación es el esquema de flujo a utilizarse. Haciendo los cálculos de balance de materia, el esquema más factible puede ser seleccionado.

Normalmente, el factor decisivo es la cantidad de agua de dilución requerida para cada esquema. Para desalación en campo, el agua de dilución con frecuencia escasea y su ahorro es una consideración importante. Típicamente, la desalación en campo se logra usando agua de dilución a un gasto alrededor de 2 a 4% del gasto neto de aceite.

En refinería y planta de desalación, el agua usualmente está disponible de torres de enfriamiento y agotamiento, y se utiliza típicamente un gasto de 3 a 6% del flujo de aceite. El esquema de flujo – una etapa o dos etapas, dilución o dilución más reciclaje – se selecciona en base a cual usa mejor el agua de dilución disponible al menor costo.

Consideraciones sobre el agua de dilución

- **Fuente y**

Tratamiento:

La elección de una fuente de agua de dilución es una de las decisiones iniciales que deben hacerse. Esta determinará, en muchos casos, que sistema de desalación se utilizará. En otros casos la elección de fuentes será determinada por las expectativas de desempeño del sistema de desalación. En breve, la fuente de agua de dilución y el esquema de desalado a ser usados están cercanamente ligados y así, debe tenerse cuidado con prontas consideraciones.

Comúnmente se utilizan las siguientes fuentes de agua de dilución, dependiendo de la locación del proceso:

- Agua de pozo
- Agua de mar
- Agua de río
- Agua del servicio público

Las fuentes consideradas deben ser evaluadas bajo el siguiente criterio:

Cantidad – la fuente podrá suministrar la cantidad de agua requerida?

Compatibilidad – Será el agua suministrada compatible químicamente con el agua producida? Si no, pueden ocurrir reacciones indeseables tal como la formación de precipitados.

Costo al proceso – Costos comparativos al suministro, desalado, zona de oxígeno, calentamiento o lo que sea requerido, debe obtenerse de diferentes fuentes disponibles.

Posibilidad de expansión – Si, en el futuro, hay la posibilidad de gastos de producción más altos o mayor contenido de sal, la fuente elegida permitirá la expansión desde el punto de vista de disponibilidad de agua y de modificación de las instalaciones de proceso del agua?

En algunos casos donde las especificaciones de salida no son muy rigurosas, agua de mar puede utilizarse sin desalinizarla. En otros podrá ser usada solo si es desalinizada. En este caso también tendría que ser desoxigenada.

Si hay suficiente agua potable de pozo esta puede ser compatible sin ningún tipo de procesamiento. En este caso; sin embargo, la disponibilidad y cantidad del suministro para un futuro crecimiento y los cambios estacionales, tendrían que ser considerados.

Los detalles del procesamiento de agua para este propósito están más allá del propósito de este estudio. Sin embargo, es importante advertir de los requerimientos que deben ser considerados.

Sistema de Control del Agua de Dilución

El sistema de inyección de agua de dilución normalmente consiste de al menos un tanque, una bomba y una válvula de control como se muestra en la Figura 7.14. Este es el arreglo más simple.

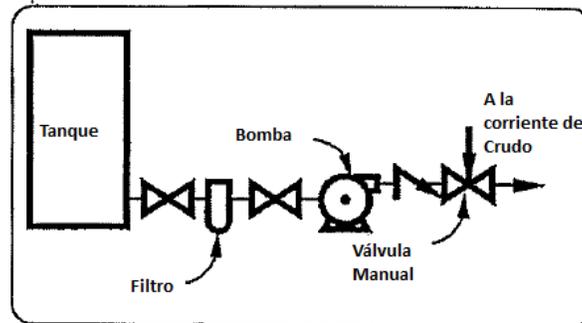


Figura 7.14. Sistema de Inyección de Agua de Dilución

Este entrega un gasto completamente constante siempre y cuando la cabeza de succión y la presión de la corriente de crudo no varíen. Este sistema es con frecuencia apropiado siempre que el ahorro de agua no sea demasiado importante.

Un método más confiable de obtener un flujo constante requiere el uso de un dispositivo sensor y controlador de flujo, como se muestra en la Figura 7.15.

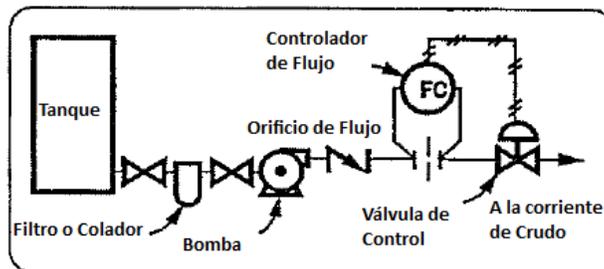


Figura 7.15. Sistema con Sensor y Controlador de Flujo

El gasto debe fijarse lo suficientemente alto para diluir los picos de flujo del proceso si la alimentación al sistema no es constante. En el caso de gastos de crudo variables y la necesidad de ahorrar agua de dilución, el cual es el caso en la mayoría de las locaciones de desalación, el arreglo mostrado en la Figura 7.16 se utiliza con frecuencia.

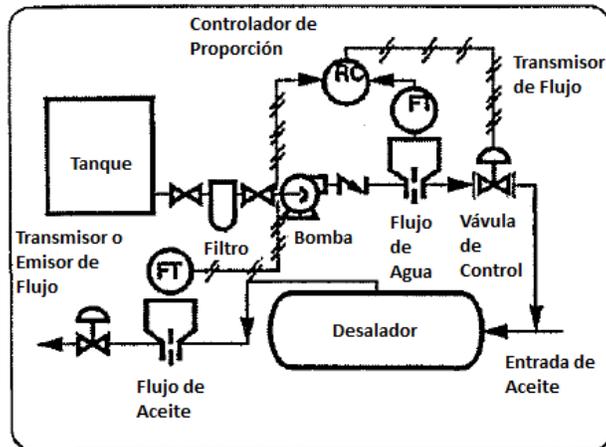


Figura 7.16. Sistema para Gastos de Crudo variables y ahorro de Agua de Dilución

El gasto de agua de dilución es transmitido a un controlador de proporción y comparado contra una señal del transmisor de gasto de aceite. El controlador opera la válvula de control de agua para mantener la proporción de agua de dilución y aceite crudo constante. De esta forma se utiliza el mínimo de agua requerida.

Calor a la Entrada

Como vimos en el estudio de deshidratación, el calentamiento del aceite crudo es con frecuencia necesario para la remoción eficiente de agua. Esto es válido para la remoción de agua salada. El método de calentamiento utilizado, sin embargo, es dependiente de varios factores:

- Fuente de calor disponible (energía)
- Costo relativo al equipo
- Requerimientos de mantenimiento
- Capacidad de calentamiento del proceso
- Consideraciones de seguridad
- Consideraciones de eficiencia

Ya que la teoría y el diseño del equipo para el proceso de calentamiento ha sido ya cubierto, intentaremos solo mostrar la aplicación de la adición de calor al proceso de desalación.

Calentadores

- **independientes en el proceso:**

Cuando la capacidad de calentamiento excede alrededor de 8 a 10 MMBTU/h, es usualmente factible realizar este paso en una unidad de calentamiento independiente utilizando un calentador de fuego directo o un calentador de convección. El calentador está localizado en la corriente del proceso, antecediendo los recipientes de desalación como se muestra en la Figura 7.17.

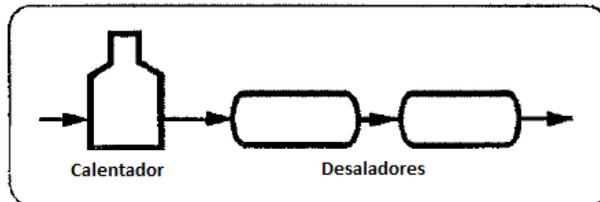


Figura 7.17. Unidad de Calentamiento Independiente

- **Compartimento de calentamiento en el Deshidratador:**

Para requerimientos pequeños de calentamiento, el proceso de calentamiento es incorporado con frecuencia en la primera etapa de deshidratación. Un elemento de fuego directo o bobina de calentamiento puede utilizarse como se muestra en la Figura 7.18.

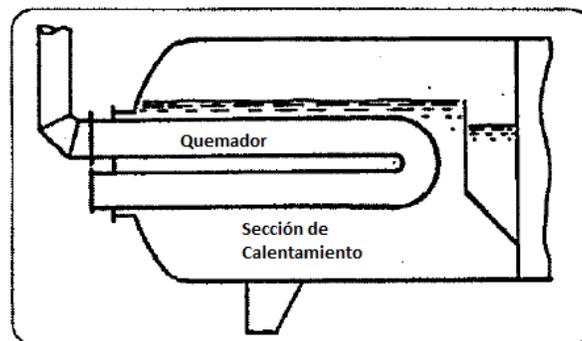


Figura 7.18. Bobina de Calentamiento

- **Intercambiadores de Calor:**

Si una fuente de fluido calentado tal como vapor o aceite está disponible, (o si lo permite la seguridad) los intercambiadores de calor se utilizan ocasionalmente para calentar la corriente del proceso principal. Se usan más comúnmente para conservar el calor mediante transferencia de calor del crudo desalado a la corriente de crudo húmeda entrante antes de calentarla por otros

medios. Esto reduce el requerimiento neto de calor de entrada. Esto también enfría el crudo desalado estabilizándolo para su almacenamiento o transportación. El arreglo se muestra en la Figura 7.19.

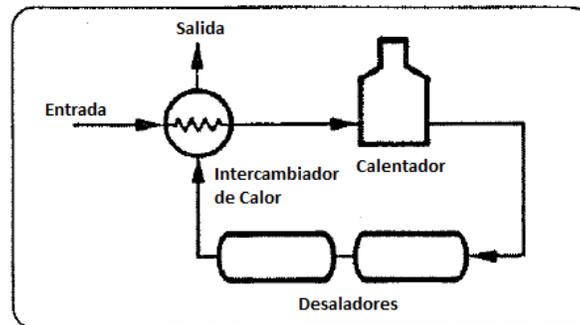


Figura 7.19. Sistema de Desalación con Intercambiadores de Calor

Flujo/Presión

Como en cualquier proceso que involucra el flujo de un fluido, el diseñador de un sistema de desalación debe considerar el diseño de los componentes tomando en cuenta la presión y los requerimientos de flujo del proceso, y también debe considerar el efecto de estos factores sobre el mismo proceso del fluido.

El primer requerimiento que discutiremos es la necesidad de mantener la presión en el sistema por arriba del punto de burbuja. El primer proceso que se realiza en el campo es normalmente la separación del gas. Conforme la corriente deja el separador, está en su punto de burbuja y cualquier reducción de presión o la adición de calor causará liberación de gas. Si este gas no es separado y el líquido estabilizado otra vez, antes de entrar al recipiente de deshidratación, el gas libre dentro del recipiente causa turbulencia y así evita la distribución uniforme y la separación del aceite y el agua. Por esta razón, es imperativo que la presión se mantenga por arriba del punto de burbuja del fluido en el deshidratador y el desalador. Esto puede lograrse de dos formas:

- 1) Con una presión de bombeo suficientemente alta para compensar todas las caídas subsecuentes de presión, o
- 2) Elevando los separadores

Las figuras 7.20 y 7.21 muestran ejemplos de cada tipo de sistema.

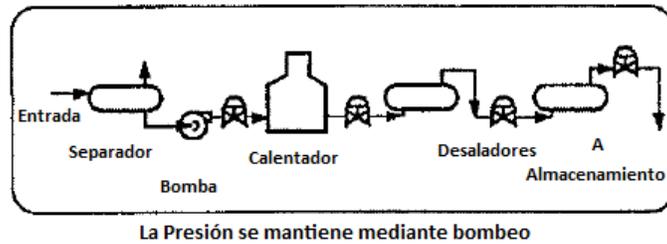


Figura 7.20. Mantenimiento de Presión por encima de la Presión de Burbuja

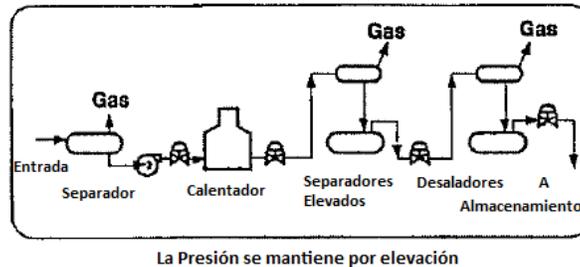


Figura 7.21. Mantenimiento de Presión por encima de la Presión de Burbuja

En la Figura 7.20, la bomba está colocada corriente abajo del separador y debe ser del tipo que evite cavitación en la succión. La bomba eleva la presión del proceso lo suficiente para compensar la máxima caída de presión en el sistema y mantiene la presión muy por arriba del punto de burbuja del aceite crudo cuando es calentado. Es con frecuencia más práctico colocar varias bombas para incrementar la presión en el proceso, y así elevarla gradualmente. Este enfoque permite que el diseño de presión del sistema sea más bajo.

El flujo a través del sistema mostrado en la Figura 7.21 utiliza un separador inmediatamente corriente arriba de cada desalador. Esto asume que el gas será liberado y estará presente en la corriente en forma libre entrando en el proceso de desalación debido a las caídas de presión y la adición de calor. Este separador es elevado de tal forma que después de remover el gas libre, haya la suficiente elevación para alimentar los desaladores sin que irrumpa gas adicional.

Una segunda consideración sobre la presión del flujo en el diseño del sistema de desalación es la necesidad de presión constante en los desaladores lo cual sirve para evitar liberación local de gas y altos canales de flujo. Una presión estable ayudará a mantener un flujo constante del crudo y del agua de dilución. Esto se hace mejor con una válvula de control de presión de respaldo a la salida del sistema, como se muestra en la Figura 7.20 y 7.21.

El problema de flujo bache es común en crudos con alta relación gas-aceite RGA que fluyen a través de ductos relativamente largos. Si la entrada al separador está diseñada

con suficiente capacidad, esto puede aminorar algo las variaciones de flujo antes de que alcancen los desaladores.

Flujo bache severo resulta en periodos de flujo nulo seguidos de gastos muy altos de líquido. Si esto no es controlado, el flujo nulo puede causar problemas en el sistema de calentamiento y el flujo alto puede impedir la separación eficiente agua-aceite. Alguna variación en el flujo se espera y debe ser permitida en el diseño. El grado de flujo bache esperado debe ser determinado para un diseño del sistema óptimo.

La separación del flujo puede ser uno de los más difíciles y problemáticos subprocesos si no se le dio una adecuada consideración en el diseño. Ya que los métodos y el equipo han sido ya estudiados, es importante aquí darnos cuenta que aun la división estable del flujo entre dos o más trenes de desalación requiere cuidado, y enfoque preciso. La división debe ser controlada por el flujo o nivel y no por la presión o resistencia relativa al flujo.

Hay líneas de flujo en un proceso de desalación a través de las cuales no se puede permitir el flujo inverso, en el caso de una falla en el proceso (como el paro de una bomba). Estas líneas deben contar con válvulas check.

Ejemplos de donde puede ser necesario este requerimiento son los siguientes:

- Proceso principal a
la entrada y descarga de la bomba que aumenta la presión
- En la descarga de la
bomba de agua de dilución y, posiblemente en el punto de inyección
- En la descarga de la
bomba de reciclaje de salmuera y, posiblemente en el punto de inyección

Las válvulas check sirven para proteger el proceso así como las bombas. Las bombas de dilución y reciclaje deben ser dimensionadas utilizando los peores escenarios. Los máximos requerimientos de flujo, la máxima descarga y la presión más baja de succión deben ser consideradas.

Alivio o Liberación de Presión

- Proceso de liberación:

Se debe evitar y proteger el sistema de una sobrepresurización. Las posibles causas deben estudiarse para determinar el flujo máximo y la sobrepresión que pudiera ocurrir.

Un sistema de alivio o liberación de presión puede entonces ser diseñado para las condiciones determinadas. Considere un sistema donde el crudo está siendo bombeado a través del sistema desde tanques a la atmosfera. El cierre de la bomba es a 130 psig.

La Figura 7.22 muestra una gráfica del desempeño de bomba y las capacidades de liberación de las válvulas disponibles a diferentes condiciones. El punto de operación de diseño para la bomba es "B". Ya que la presión de diseño es 100 psig, la válvula de alivio será puesta para 100 psig. A esta presión la bomba operará en el punto "A". Por lo tanto, cualquier tamaño de válvula de alivio hacia la derecha y hacia abajo del punto "A" en la gráfica sería suficientemente grande. Se puede utilizar una válvula de tamaño "R" de orificio.

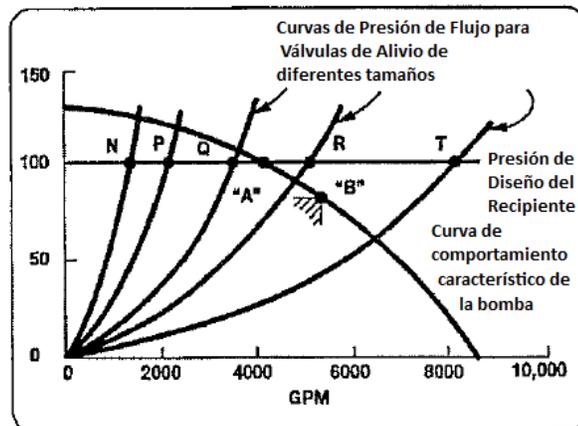


Figura 7.22. Desempeño de la Bomba y capacidad de liberación de las Válvulas

- Dimensionamiento por Fuego:
En caso de fuego alrededor del recipiente de proceso, es necesario protegerlo contra la posibilidad de expansión de fluido y vaporización. El volumen máximo de expansión debido al calentamiento por fuego en los alrededores debe ser aliviado.
- Liberación Térmica:

Un recipiente o segmento de ducto el cual puede ser aislado mientras esté lleno de fluido debe tener un alivio térmico.

Este es normalmente una válvula de alivio muy pequeña la cual protege contra la expansión debida a la conducción normal de calor dentro del sistema (tal como la radiación solar).

7.2.2 Eliminación de Agua Residual

Otro subsistema del proceso de desalación es el sistema diseñado para el procesamiento y eliminación de salmuera residual. El método elegido será determinado por la locación geográfica, características geológicas, meteorológicas y por otros muchos factores.

7.2.3 Requerimientos del Sistema Eléctrico

El sistema de energía eléctrica utilizado para suministrar al sistema de desalado puede variar en tamaño y sofisticación. Se puede asumir que la disponibilidad es ilimitada si el suministro lo realiza una empresa de servicio público; sin embargo, el suministro necesario también puede ser generado en estaciones locales.

El balance de carga entre las fases es de mínimo beneficio para un sistema de servicio público grande, pero puede ser muy importante en sistemas trifásicos más pequeños. Hay dos necesidades importantes para la energía eléctrica en un sistema de desalación.

- **Sistema de Deshidratación Electrostático:**
La fuente para crear un campo electrostático en los recipientes desaladores es energía eléctrica a 50 o 60 Hz de corriente alterna AC. Los transformadores de voltaje elevan el potencial del sistema al requerido por el campo.
- **Motores Eléctricos Trifásicos:**
El otro uso principal de energía eléctrica es el motor eléctrico trifásico para controlar las bombas, compresores, y otros dispositivos que requieren de energía. La alta demanda de energía de arranque requerida por estos motores demanda especial atención al dimensionamiento del sistema eléctrico.

7.2.4 Desemulsificante

Como ya vimos en el tema de deshidratación, normalmente es necesario tener un buen programa de desemulsificación para alcanzar niveles aceptables en la remoción de agua.

Algunos desemulsificantes son también benéficos en la remoción de sólidos del aceite crudo. Por estas razones el diseño del sistema debe proporcionar el suministro e inyección de los químicos seleccionados. El esquema más simple de inyección de químicos se muestra en la Figura 7.23.

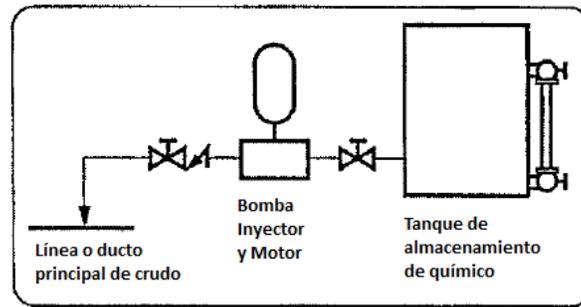


Figura 7.23. Sistema de Inyección de Químicos

En un sistema de desalación de dos etapas con frecuencia es necesario inyectar el desemulsificante antes de los dos pasos de la deshidratación. Debido a la diferencia entre el agua de formación y el agua de dilución, ocasionalmente se requiere de un desemulsificante diferente para la segunda etapa de deshidratación al utilizado en la primera.

7.2.5 Otros Subsistemas

Hay muchos otros subsistemas que se requieren para el proceso de desalación, como instrumentación, manejo y procesamiento de gas, sistemas de combustible para el calentamiento, control de corrosión, contra incendio, generación de vapor, etc.

7.2.6 Sistema Completo

El sistema total de desalación-deshidratación consiste de muchos procesos y subprocesos que trabajan juntos para lograr la remoción segura y eficiente de sal y agua del aceite crudo. Ya hemos discutido el concepto total del sistema de desalación poniendo énfasis en la coordinación requerida de los procesos. El sistema total no es una serie de procesos uno precediendo al otro; es más una interrelación y superposición de subsistemas en forma sofisticada.

MEDICIÓN E INSTRUMENTACIÓN DE SEPARADORES

La importancia de poder cuantificar correctamente el volumen de aceite y gas es que permite un mejor control en la producción, para ello existen diferentes formas de medir la producción en una plataforma o centro de proceso. Actualmente se cuenta con equipos sofisticados los cuales permiten cumplir con el objetivo; sin embargo, para cuantificar el volumen de producción individual de los pozos la medición se realiza por medio de un separador llamado de prueba.

Al proceso de medición de un pozo se le llama aforo, para poder aforar de forma adecuada y precisa cada uno de los pozos, de acuerdo a las características y propiedades del crudo que se tiene en una plataforma, se debe llevar a cabo el análisis necesario para minimizar el factor de error en el resultado de aforo.

Por definición, la medición es un proceso y no un valor obtenido mediante un instrumento como comúnmente se asume en la industria. En consecuencia, en el estudio de las mediciones se considerarán todos los factores que influyen en las mismas y no sólo la instrumentación empleada.

La medición conlleva implícitamente a la comparación de la magnitud a medir contra un patrón, el cual debe ser a su vez, completamente especificado con una incertidumbre propia.

El separador de prueba requiere de instrumentos, válvulas y elementos de medición que lo complementan para poder realizar el aforo.

Los factores que pueden desviar la correcta medición pueden ser diversos por ello es importante y necesario conocer la operación de cada uno de los instrumentos con los que cuenta el separador de prueba, esto permitirá obtener una medición confiable de cada uno de los pozos, para lograr esto es obligatorio que el personal a cargo tenga la capacitación y conocimientos para el manejo del equipo.

8.1 Separador de Prueba

Para realizar un aforo es necesario alinear el pozo de interés a medir al separador de prueba, de acuerdo a parámetros de nivel y presión se comenzará a llevar a cabo la separación del crudo, a la salida de cada línea se cuenta con válvulas reguladoras que mantendrán los parámetros mencionados y por ende se realizará una buena separación de aceite y gas, así mismo se tienen placas de orificio como elementos primarios de medición.

Un factor de importancia para realizar un buen aforo es el conocimiento y manejo de las gráficas tipo L-10. Tanto la línea de salida de aceite como la de gas cuentan con elementos primarios de medición, los cuales, mediante registradores de flujo permiten graficar las lecturas, obteniendo dos comportamientos diferentes uno diferencial y otro estático; el buen conocimiento e interpretación de las graficas ayuda a determinar la condición del pozo, es decir, que tanto gas produce y el volumen de aceite que pasa a través del elemento primario. También se puede visualizar si el flujo es intermitente. Esto permite tomar decisiones correctas en beneficio del pozo en caso de que se tenga una condición de exceso de gas o intermitencia y por tanto mejorar el flujo adecuando sus condiciones de operación, estrangulación o inyección de gas.

El equipo e instrumentación con el que cuenta el separador es el siguiente:

- Tanque Separador
- Elemento primario de medición
- Válvulas Reguladoras
- Registradores de Flujo
- Manómetros
- Válvulas de Seguridad
- Graficas tipo L-10
- Transmisores

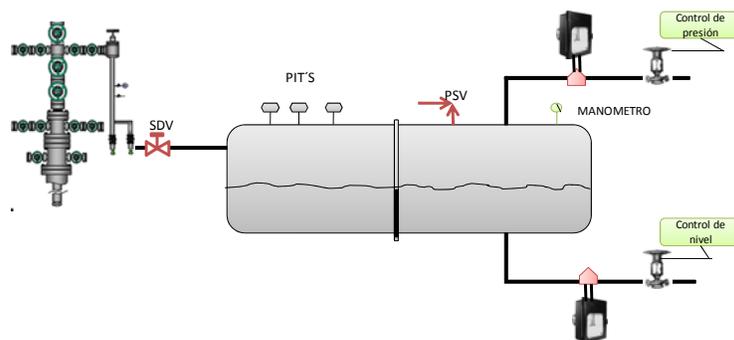


Figura 8.1. Separador de Prueba y Equipo de Medición

La mezcla puede presentar patrones muy diversos, generalmente no uniformes. Un factor de importancia para obtener una buena medición es contar con un patrón de flujo ideal, esto es lo más estabilizado posible, en el punto de medición (elemento primario).

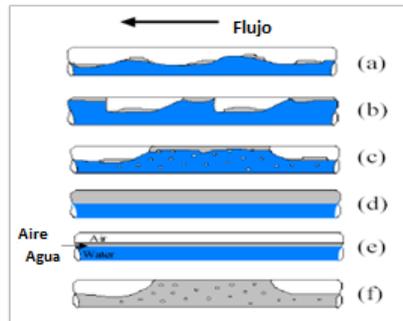


Figura 8.2. Patrones de Flujo

- a. Estratificado con ondas
- b. Intermitente con tapones
- c. Intermitente bache líquido-gas
- d. Estratificado líquido-burbujas
- e. Estratificado
- f. Intermitente bache burbujas-gas

8.2 Medición de flujo

Existen diversos instrumentos para la medición del caudal, como por ejemplo: placa de orificio, v-cone, medidor ultrasónico, magnético, másico, etc. El principio básico de funcionamiento en la mayoría de estos es mediante una presión diferencial.

Las ventajas de dichos medidores son:

- Su sencillez de construcción, no incluyendo partes móviles.
- Su funcionamiento se comprende con facilidad.
- No son caros.
- Pueden utilizarse para la mayoría de los fluidos.

Sus principales desventajas son:

- La operación del equipo del elemento primario es compleja (Fitting).
- Pueden producir pérdidas en la medición significativas.
- Se requiere continuamente de calibración y mantenimiento de los equipos para evitar desviaciones en la medición.

Placa de Orificio

La placa de orificio es un instrumento de presión diferencial que consiste en un disco con un orificio central. Se coloca perpendicular al paso del fluido, generando una caída de presión. La placa cuenta con un bisel que debe colocarse corriente abajo del flujo.

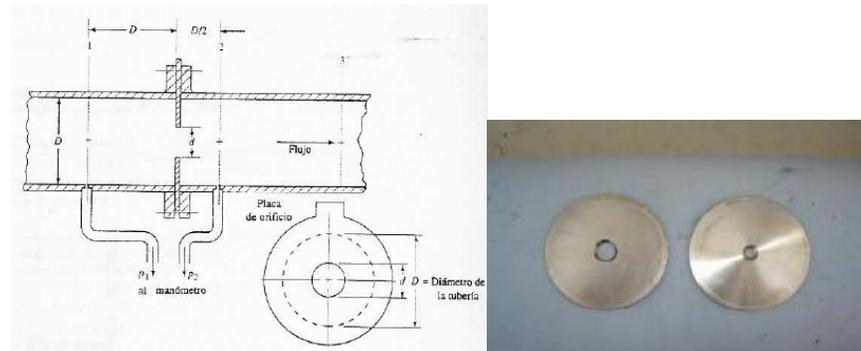


Figura 8.3. Placa de Orificio

La medición está basada en el Principio de Bernoulli que relaciona presión y velocidad: El área del orificio es más pequeña que el área de la tubería y al pasar el flujo a través del orificio la velocidad del fluido aumenta, al tiempo que la presión disminuye y se forma una descarga con área mínima. Luego la descarga se expande y se empieza a recuperar presión.

Es sumamente importante que la placa de orificio, se pueda cambiar con facilidad ya que en la mayoría de los casos no se tiene un gasto constante y es necesario removerla sin interrumpir el flujo; para tal fin, se hace uso del porta orificio. El porta orificio es un mecanismo que consta de un elevador, válvula de bloqueo “macho”, válvula de purga, etc. que facilitan el cambio y colocación de la placa.

La siguiente ecuación permite conocer el gasto volumétrico que pasa a través de la placa:

$$F = \frac{C_d \gamma V_2 A}{2g}$$

Donde:

F: Fuerza total en la placa (lb)

γ : Peso específico del fluido (lb/ft³)

V₂: Velocidad del fluido (ft/s)

A: área de la placa (ft²)

C_d: coeficiente de descarga

$$Q = CE \frac{d^2}{D} \sqrt{\rho \Delta P} \quad , \quad \text{donde} \quad E = \frac{1}{\sqrt{1 - \beta^4}}$$

Donde:

Q: Caudal volumétrico (ft³/s)

E : Coeficiente de velocidad de acercamiento

B = d/D

d: Diámetro del orificio (ft)

D: Diámetro interior de la tubería corriente arriba (ft)

ρ : Densidad del fluido (lb/ft³)

C: Coeficiente de descarga

: Coeficiente de expansión

La placa de orificio en una tubería provoca una caída de presión que influye en el proceso de medición, un ΔP de medición corriente arriba del elemento primario y corriente abajo de este.

Premisas para la correcta medición:

- La correcta colocación de la placa es un factor importante que debe contemplarse.
- El diámetro de la placa debe ser el adecuado, esta debe ser seleccionada de acuerdo al tipo de pozo que se tenga, cantidad de gas y aceite.
- Las mediciones no deben ser afectadas por cambios en las propiedades que varían de un pozo a otro.
- El error en la medición deberá ser lo más bajo posible.

Registadores

Los registradores están formados por fuelles metálicos, se colocan en lados opuestos de una placa central, el rango de presión diferencial en estos aparatos, se determina por la fuerza que se requiere para mover los fuelles en su desplazamiento normal.

Para calibrarlos, se utiliza un ensamble de resortes que se coloca en el fuelle de baja presión. Cabe mencionar que actualmente se tienen registradores de distintos rangos, principalmente en presiones de 500 y 1500 psi.

Los registradores cuentan con un sistema de reloj el cual permite dar movimiento rotativo a la gráfica, a su vez por medio de las plumillas que registran el comportamiento deseado a graficar.

Característica	Célula BARTON
Rangos límites	0.50 psi
Rangos standard	0-20, 0-25, 0-50, 0-100, 0-150, 0-300, 0-400 pol/H2O; 0-15, 20, 25, 30, 40 psi*
Precisión del rango	1/2% para 0-20 a 0-349 pol/H2O 3/4% para 0-350 pol/H2O a 0.50 psi
Sensibilidad	-
Tiempo de respuesta	1 seg. a 3 minutos
Límites de temperatura	- 60°F a + 200°F
Fuelles y tubo de toque	Acero inoxidable 316
Líquido de los fueles	Solución de Etileno-Glicol

Figura 8.4. Características de los Registradores

Es importante tener la calibración precisa en el registrador para poder obtener un dato real, para ello continuamente se debe calibrar el sistema mediante mantenimientos programados a instrumentación de este tipo. El registrador cuenta con los siguientes componentes:

- Caja metálica.
- Unidad de presión diferencial.
- Mecanismo de registro.
- Mecanismo de relojería.

Lo que permite registrar el comportamiento de la grafica son dos plumillas, una de presión estática y otra de presión diferencial, esto hablando de registradores de flujo. Cabe mencionar que para el caso específico de registradores de flujo de aceite solo se encontrará una plumilla diferencial, esto se debe a que no se requiere de plumilla estática ya que el aceite a esas condiciones no es compresible.

La lectura diferencial es: la diferencia entre dos presiones obteniendo así una ΔP , una presión antes y una presión después, es decir corriente arriba y corriente abajo del elemento primario.

La lectura estática es: la presión ejercida en las paredes del ducto del fluido que pasa a través de este.

En el caso específico de los separadores de prueba, tema en estudio, los instrumentos deben ser revisados previo a cada uno de los aforos a realizar, el registrador cuenta con dos tomas de señal proveniente del elemento primario, una señal de toma de alta y una señal de toma de baja, controladas por un arreglo de válvulas llamado manifold, este arreglo cuenta con cinco válvulas para control de tomas de señal hacia la celda diferencial.

El buen manejo del arreglo permite mantener en condición correcta la celda diferencial. Uno de los principales factores por los cuales el aforo no es reflejo del gasto exacto que tiene el pozo es el daño que presentan los registradores en la celda diferencial, esto debido a que el personal a cargo no sabe operar de forma adecuada el instrumento, esto incluye poner a operar un registrador, sacarlo de operación y calibrar el mismo.

El procedimiento para poder calibrar el registrador es el siguiente:

- 1.-Se cierra válvula de toma de Alta.
- 2 .Se cierra válvula de toma de Baja.
- 3.-Sé abren válvulas igualadoras.
- 4.-Se abre válvula de purga.
- 5.-La plumilla diferencial debe bajar hasta el cero de la grafica, esto permite comprobar la calibración del registrador de lo contrario requiere intervención por parte de la gente de instrumentos.

Una vez que se verifica que no se tiene líquidos en la purga se prosigue a lo siguiente:

- 1.- Se cierra válvula de purga
- 2.- Se cierran válvulas igualadoras
- 3.- Se abren válvulas de alta y baja lentamente y casi a la par una de la otra para evitar que la presión dañe la celda diferencial.

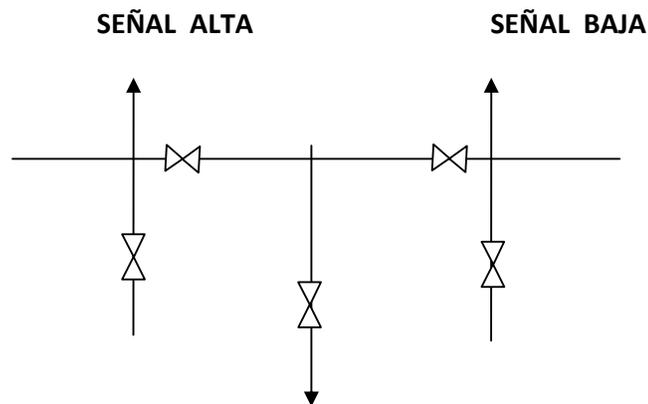


Figura 8.5. Diagrama del Manifold

Se deberá realizar mantenimiento a los instrumentos, esto incluye válvulas, sistema mecánico de los registradores de flujo, manifold, etcétera.

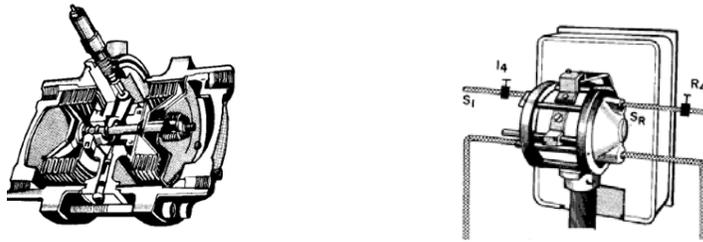


Figura 8.6. Celda diferencial del Registrador de Flujo.

Grafica tipo L-10

Parte importante y fundamental para poder realizar una medición adecuada es la buena interpretación del rayado de la grafica, la mejor opción para poder extraer un dato preciso es utilizar el equipo correcto, en este caso es de gran utilidad el planímetro; que permite obtener una lectura precisa del comportamiento, que es el promedio de los valores registrados.

El error en el manejo actual de esta gráfica estriba en que el operador no obtendrá un promedio de la lectura registrada, por lo regular toma la parte media entre el rayado máximo y el rayado mínimo, esto incrementa la incertidumbre al obtener el gasto total.

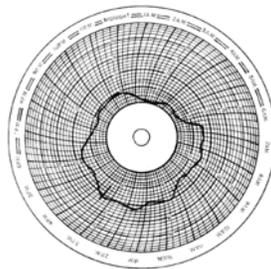


Figura 8.7. Gráfica L-10 con rayado irregular.

Otra circunstancia que aumenta el grado de error de medición es el tipo de elemento primario con el que cuenta el Fitting, es decir, no todos los pozos pueden ser aforados con la misma placa de orificio; intervienen varios factores, entre los más importantes es el volumen de gas y aceite que contenga el pozo. Un reflejo inmediato de un pozo gasero se visualiza en la gráfica con rangos amplios, rayado fuera de rango de gráfica, etcétera.

Cuando se presentan estos casos se debe de cambiar la placa de orificio por una placa de menor o mayor diámetro según el caso, esto es:

Si el rayado sale de los parámetros antes mencionados se debe cambiar la placa por una de diámetro mayor.

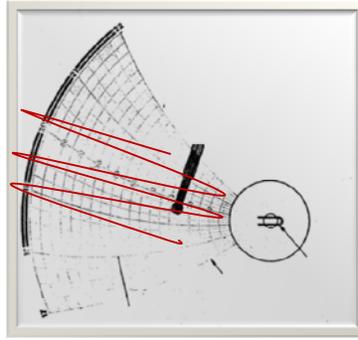


Figura 8.8a. Rayado fuera de rango.

Si por el contrario el rayado está fuera de rango y por debajo del parámetro de 3 y 8 se deberá cambiar por una placa de menor diámetro.

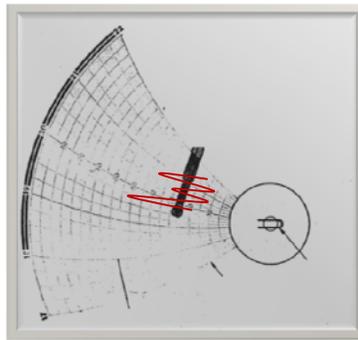


Figura 8.8b. Rayado fuera de rango.

Controlador de Presión

Es un dispositivo que opera automáticamente para regular una variable determinada (Presión), de acuerdo a los puntos de ajuste que se tengan en el controlador, la variable de salida proporcionará la correcta operación de la válvula de regulación.

Las partes que conforman el controlador son las siguientes: Bourdon, conjunto tobera-palometa, relevador. Por medio del Bourdon y la tobera se regula el flujo de aire o gas (dependiendo del tipo de suministro) al relevador, para ajustarlo de acuerdo al SET POINT.

Set Point: Manda la señal para abrir o cerrar la válvula reguladora.

Reset: Mantiene el suministro deseado.

Banda proporcional: Manda la señal para la velocidad de carrera que se ajusta a la válvula reguladora.

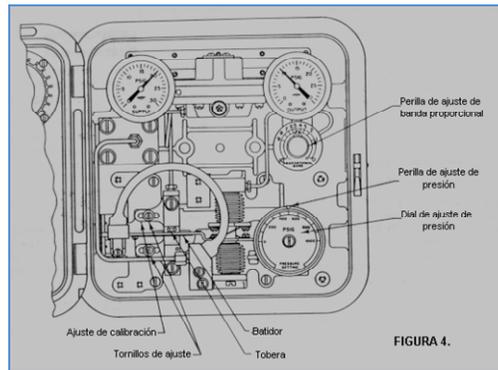


Figura 8.9. Controlador de Presión.

Partes que conforman el Controlador de Presión

Acción de control proporcional: Es la relación lineal entre la salida y la entrada de un controlador.

Banda proporcional: Porcentaje de variación de la variable controlada necesario para provocar una carrera completa de la válvula.

Controlador: Es un dispositivo que opera automáticamente para regular una variable determinada.

Controlador de acción directa: Instrumento en el que la señal de salida aumenta o disminuye al aumentar o disminuir la señal de entrada.

Calibración: Ajuste de la salida de un dispositivo a un valor deseado, dentro de una tolerancia específica, para un valor particular de la entrada.

Límite de rango inferior: Es el valor menor de la variable medida al que puede ajustarse un dispositivo para efectuar mediciones.

Límite de rango superior: Es el valor mayor de la variable medida al que puede ajustarse un dispositivo para efectuar mediciones.

Rango: Región dentro de la cual se mide, transmite o recibe una cantidad. Se expresa definiendo el valor superior y el valor inferior del rango de un instrumento.

Set Point: Valor de trabajo en el cual se desea que opere la variable.

Válvulas de Control.

Las válvulas de regulación permiten mantener parámetros deseados en el separador que a su vez permitirá estabilizar el flujo para un mejor comportamiento y una buena medición.

Válvula de Gas regula la presión de separación deseada, para obtener una separación óptima según el ajuste predeterminado con el Controlador de Presión. (P.V.)

Válvula de Aceite regula el nivel de líquido deseado, para obtener una separación deseada según el ajuste predeterminado con el Controlador de Nivel. (L.V.)

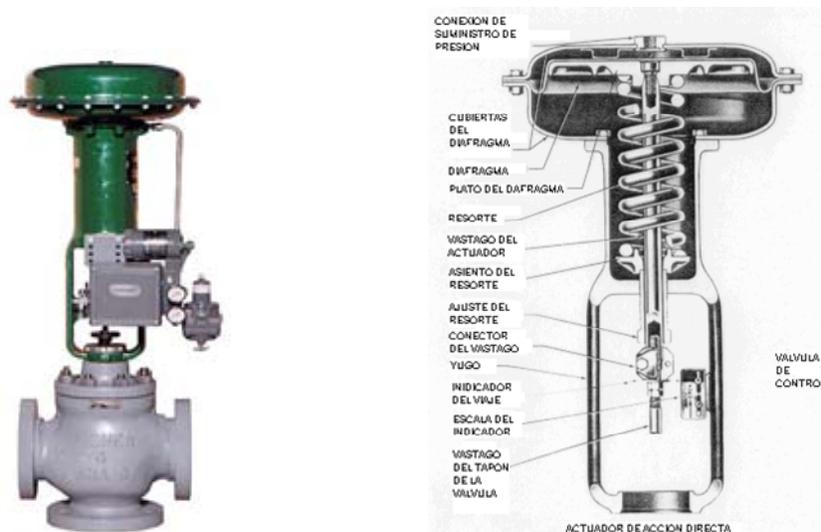


Figura 8.10. Válvula Reguladora de Flujo.

Fitting

El fitting es un equipo de medición con componentes externos e internos, en cuyo interior se alojan dos cámaras, una alta y una baja, independientes por el sistema de sello hermético, cuando el dispositivo intermedio esté en posición de bloqueo, no existe presión en la cámara superior, por lo que se procede a remover el bonete y reemplazar la placa de orificio sin interrumpir la línea de flujo, el bonete de la cámara alta está asegurado por birlos y rondanas abiertas, que permiten removerlo fácilmente al aflojar las tuercas y remover las rondanas.

El buen manejo del equipo prolonga su vida útil, para ello es necesario que el personal opere sin dificultad el equipo.

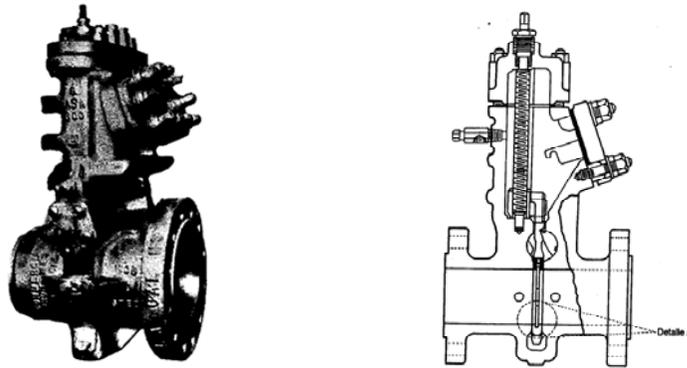


Figura 8.11. Fitting

Detalle "A"

Es importante conocer la cédula de la tubería para lograr que exista continuidad de la tubería con la del Fitting hasta topar con la placa de orificio sin que exista ningún escalón o imperfección, de lo contrario causaría la acumulación de arenilla, basura, sólidos, además de obstruir el movimiento de la caja porta placa de orificio y teniendo un desgaste mayor o llegar a dañarse.

Los problemas más comunes de los equipos estriban en los errores del factor humano, es decir al operar el Fitting de forma equivocada o sin seguir el procedimiento establecido por el personal de operación. Los internos del equipo requieren mantenimiento programado continuo.

8.2.1 Movimientos previos al aforo

Al realizar la inspección física del separador de prueba, los controles deberán estar operando adecuadamente, válvulas reguladoras, Fitting, registradores y transmisores. Sus válvulas de seguridad deberán estar calibradas a su punto de ajuste a proceso y desfogue a quemador.

Los pozos deberán estar fluyendo en automático con la presión monitoreada de la bajante alineada y el tablero de control funcionando en automático, esto es necesario para el caso de que se tenga cerrada una válvula que forme parte del separador, es decir que no esté alineado correctamente; el sistema de seguridad activará el cierre automático del pozo por represionamiento y por tanto, censo de alta presión en la bajante.

Recomendaciones prácticas para una medición exitosa*1.- Conocer la tecnología de medición utilizada:*

El instrumento mediante el cual se efectúa la medición debe estar debidamente seleccionado, dimensionado y configurado para la aplicación a la que se destine, por lo que es indispensable conocer el principio de medición que se emplea.

2.- Identificar las características del fluido sobre el cual se efectuará la medición:

Las características del fluido normalmente afectan al principio de medición usado por el instrumento empleado, por lo que deben ser identificadas y cuantificadas.

3.- Establecer las condiciones de operación existentes en el proceso:

El régimen de operación y los cambios en la presión y la temperatura pueden afectar la medición o determinar el estado o características del fluido.

4.- Asegurar la instalación mecánica:

La correcta instalación de los equipos de medición es indispensable para el correcto funcionamiento de los mismos.

5.- Detallar el procedimiento de las mediciones efectuadas en campo:

Los cálculos y factores usados para determinar el valor deseado deben estar fundados en bases sólidas (normas).

SIMULACIÓN DEL PROCESO DE SEPARACIÓN

El aspecto económico es la clave para la realización de los proyectos de ingeniería. La pregunta de cuántas etapas de separación deben utilizarse puede responderse mediante métodos matemáticos y cálculos instantáneos en la computadora; sin embargo, la experimentación en el campo puede proporcionar mayor exactitud. En este capítulo se realizó la simulación de una batería de separación utilizando el software HYSYS (Hyprotech Simulation Software for Industry), que es un simulador de proceso, con el objetivo de retomar y visualizar de forma práctica los conceptos teóricos citados en este trabajo.

9.1 Caso de Estudio

Se presenta como caso de estudio, un aceite dulce con (RGA) relación gas-aceite intermedia que se produce en gran cantidad de yacimientos costa afuera.

La composición de la corriente proveniente del pozo se muestra en la Tabla 9.1:

Tabla 9.1. Composición de la Mezcla

Componente	Fracción Mol (%)
Nitrógeno N ₂	0.41
Bióxido de Carbono CO ₂	0.29
Metano C ₁	53.78
Etano C ₂	5.83
Propano C ₃	3.88
Iso-Butano iC ₄	0.53
n-Butano nC ₄	1.30
Iso-Pentano iC ₅	0.71
n-Pentano nC ₅	1.27
Hexano y más pesados C ₆₊	29.36
Agua H ₂ O	2.64
	100%

Propiedades de la fracción C₆₊: Punto de Ebullición: 417 F , Densidad Específica: 0.811

La Densidad API se puede determinar con la siguiente expresión:

$$API = \frac{141.5 - 131.5\gamma}{\gamma}$$

Donde γ es la densidad específica de los componentes líquidos, $\gamma = 0.811$

$$API = \frac{141.5 - 131.5(0.811)}{(0.811)} = 42.9759$$

Se trata de un aceite de tipo ligero de 43 API.

El aceite crudo será separado del gas mediante una serie de separadores y enviado a un tanque de almacenamiento para posteriormente ser transportado.

El gasto de aceite es de 18,185 lbmol/h. Las condiciones de presión y temperatura de la mezcla en la entrada a la primera etapa de separación son de 110 F y 1014.7 psia, mientras que la presión en la etapa final es colocada en 17 psia.

Entre más etapas de separación se utilicen, mayor será la cantidad de aceite en el tanque de almacenamiento por cada barril a condiciones de yacimiento.

9.2 Simulación en HYSYS

9.2.1 Consideraciones para la Simulación

La composición del aceite, sus propiedades y su mínimo contenido de agua nos permite establecer que únicamente requerimos de un tren de separación convencional, es decir, no se requiere de deshidratación o tratamientos como desalación o remoción de contaminantes.

Utilizaremos el método de regla de dedo para determinar el número óptimo de etapas y la presión de operación.

$$R = \left(\frac{P_1}{P_2} \right)^{\frac{1}{n}}$$

$$P_m = P_{m+1} R \quad (P_1 = P_2 R)$$

$$P_m = P_2 R^{n-(m-1)}$$

Donde:

n = Número de etapas intermedias (número de etapas – 1)

R = Relación de presión

P₁ = Presión en la primera etapa, (psia)

P₂ = Presión en la segunda etapa, (psia)

m = Número de etapa

P_m = Presión en la etapa m, (psia)

P_s = Presión en el tanque de almacenamiento, (psia)

La simulación se lleva a cabo bajo un esquema de separación “ideal” o perfecta de 4 y 5 etapas.

$$P_1 = 1014.7 \text{ (psia)}, P_5 = 17 \text{ (psia)}$$

$$R = \left(\frac{1014.7}{17} \right)^{\frac{1}{4}} = 3.90808$$

La relación de presión (R) para 4 y 5 etapas de separación son 3.90808 y 2.77954, respectivamente. Estos valores de R cumplen con las condiciones del método de regla de dedo.

Ahora calculamos las presiones de las etapas intermedias.

$$P_2 = (17)(3.90808)^{2-(2-1)} = 259.642 \text{ psia}$$

$$P_2 = 259.642 \text{ (psia)}$$

$$P_3 = 66.4374 \text{ (psia)}$$

Para la separación mediante 5 etapas, las presiones intermedias son:

$$P_2 = 365.06 \text{ (psia)}$$

$$P_3 = 131.339 \text{ (psia)}$$

$$P_4 = 47.2522 \text{ (psia)}$$

Con los datos anteriores podemos comenzar con la simulación del equipo y las condiciones de separación.

En el diseño, el separador de primera etapa se consideró trifásico para eliminar el contenido de agua, en la segunda etapa se utilizará un separador vertical debido a que la corriente es un crudo limpio. Este tipo de separador también se empleará como scrubber en una de las simulaciones. Los separadores de tercera y cuarta etapa serán recipientes horizontales.

El tanque de almacenamiento, en este trabajo, está definido como una etapa de separación. Sin embargo, para fines de la simulación, también se hará sin considerarlo como tal.

9.2.2 Secuencia de Simulación

El primer paso a realizar en el paquete HYSYS es definir los componentes de nuestra mezcla de alimentación.

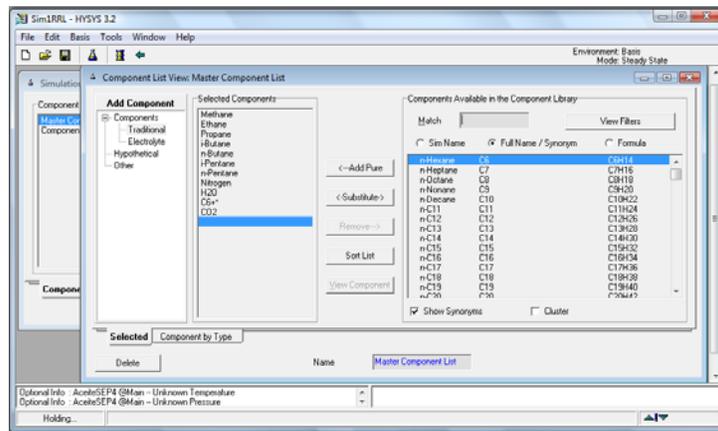


Figura 9.1. Ingresando Componentes al Simulador

La imagen nos muestra los componentes hidrocarburos y no hidrocarburos como el Nitrógeno y Bióxido de Carbono, así como los elementos Hipotéticos.

Uno de los componentes de mezcla en estudio es la fracción C₆₊, y sus propiedades deben ser ingresadas al simulador. Esta acción se realiza desde **Hypotheticals**, que es donde definimos componentes hipotéticos en el simulador con nombre, peso molecular, la temperatura crítica y la presión crítica.

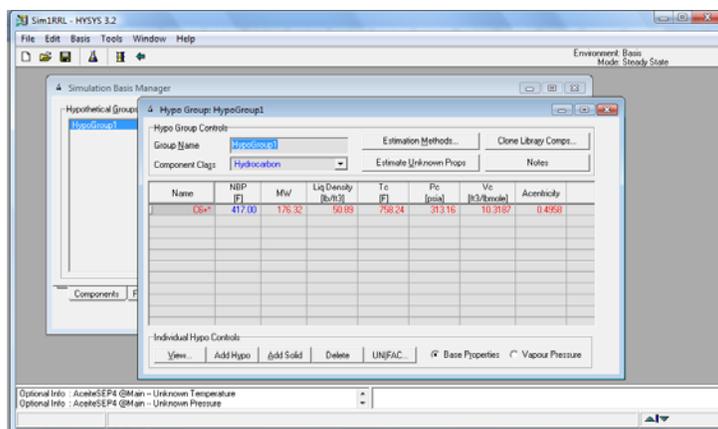


Figura 9.2. Ingresando la fracción C₆₊

El simulador puede estimar las propiedades desconocidas de la fracción C_{6+} , a partir de una de ellas. (punto de ebullición, densidad específica o peso molecular)

Lo siguiente es definir desde **Fluid Pkgs** la Ecuación de Estado que usará el simulador.



Figuro 9.3. Ingresando Ecuación de Estado

Es recomendable utilizar la ecuación de estado de Peng-Robinson.

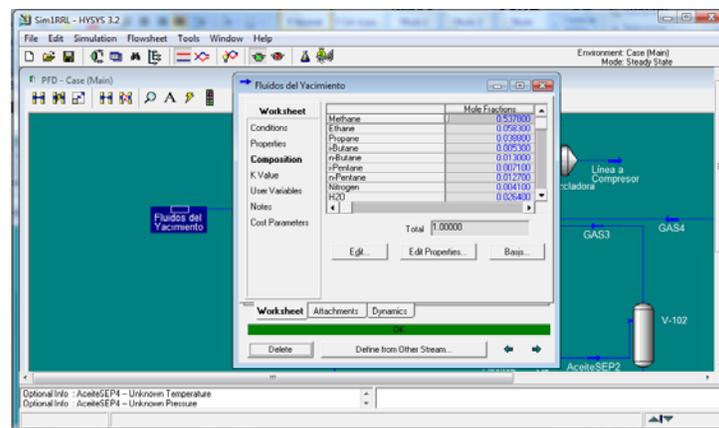


Figura 9.4. Ingresando Fracción Mol de la mezcla

Una vez definida nuestra mezcla de alimentación, ingresamos al simulador sus condiciones de presión, temperatura, así como el flujo molar. También es definida la composición de la mezcla, con la fracción mol de cada uno de los componentes.

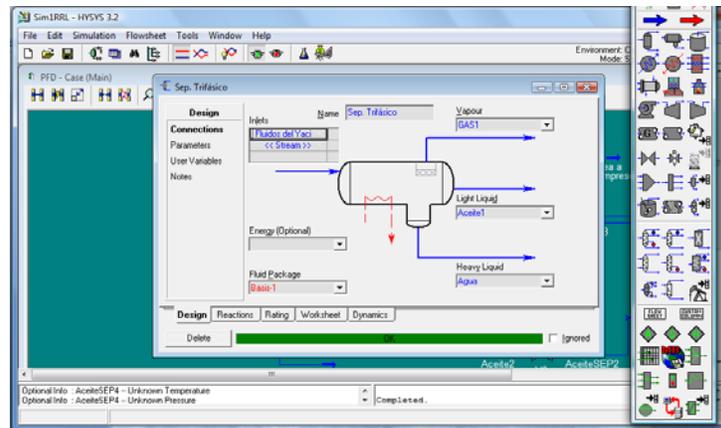


Figura 9.5. Ambiente de Simulación

En el **Simulation Environment** comenzamos a construir nuestra batería de separación. De la interfase **Object Palette**, a la derecha de la figura, podemos seleccionar separadores, válvulas, tanques de almacenamiento, compresores, etc. Dependiendo del equipo que queramos utilizar, serán diferentes los parámetros que necesitaremos ingresar al simulador, por ejemplo:

Para el primer separador se definen únicamente la corriente de alimentación, la salida de vapor y líquido; automáticamente el simulador calcula las dimensiones de nuestro separador y los gastos de líquido y gas.

Una vez que se seleccionaron todos los elementos que conforman la batería de separación se obtiene el siguiente esquema.

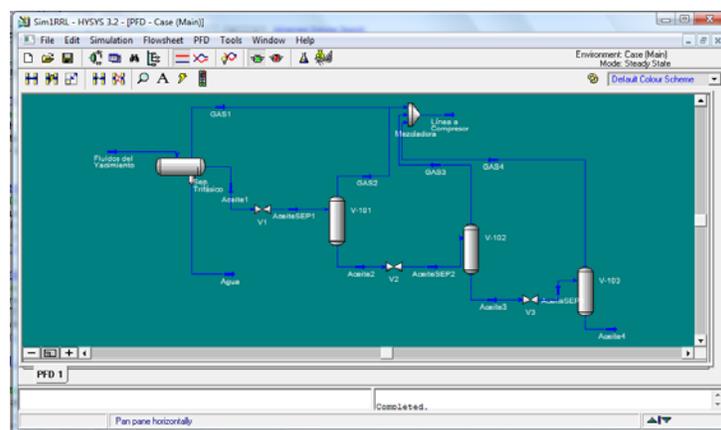


Figura 9.6. Tren de Separación de 4 Etapas.

En cada elemento del sistema, HYSYS muestra la información de ese punto en particular con solo poner el cursor encima del elemento o bien a través de la hoja de cálculo de la corriente.

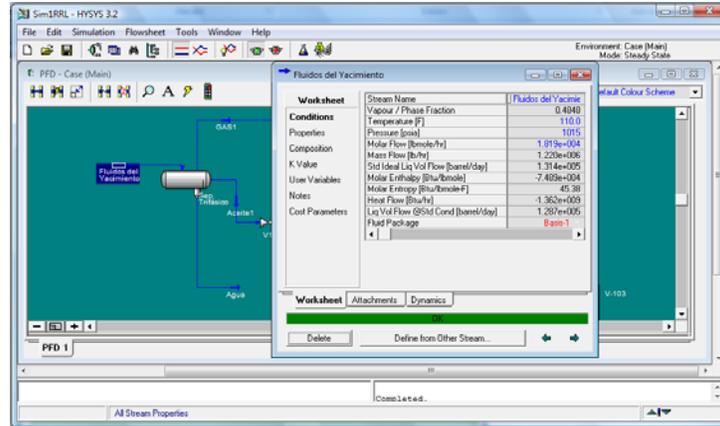


Figura 9.7. Hoja de Cálculo de propiedades de la Corriente de Alimentación

La Figura 9.7 muestra la hoja de cálculo de la corriente de alimentación, los parámetros temperatura, presión y flujo molar fueron ingresados al simulador y el programa automáticamente hace el cálculo de las demás propiedades. Las propiedades de cada corriente se pueden visualizar mediante la interfase **Worksheet**.

HYSYS también proporciona tablas y gráficas de distintas propiedades de las corrientes de la batería de separación.

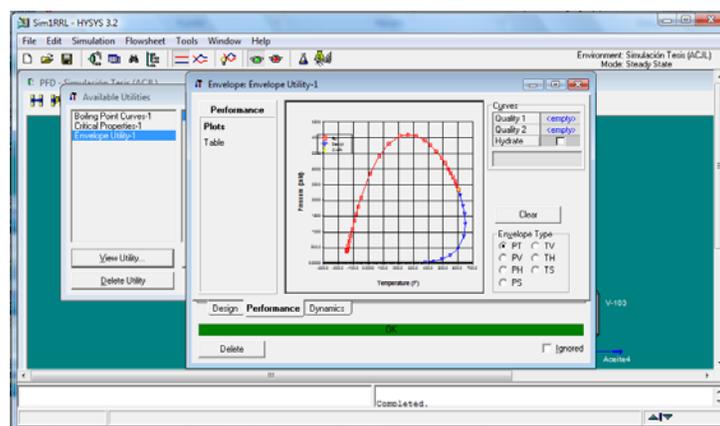


Figura 9.8. Envoltente de Fases del Aceite

La gráfica es la envoltente de fases para la corriente Fluidos del Yacimiento.

9.2.3 Análisis de la Simulación

En el diseño del equipo de separación los factores determinantes son:

- El Tipo de Fluido
- El Gasto de Producción

Ambos factores se traducen evidentemente en la clave para el diseño de un proceso de separación, el aspecto económico.

La decisión de utilizar un diseño u otro debe ser basada en la ley de los rendimientos decrecientes. Es por ello que el análisis de la simulación de este trabajo se centrará únicamente en el gasto de producción de aceite.

Tabla 9.2. Resultados de la Simulación (4 etapas de Separación)

1	Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. México		Case Name: C:\Program Files\Hyprotech\HYSYS 3.2\Cases\Sim1RRL.hsc			
2			Unit Set: Field			
3			Date/Time: Fri Jun 23 20:06:42 2006			
4						
5						
6						
7	Workbook: Simulación Tesis (ACJL)					
8						
9	Material Streams					
10	Fluid Pkg: All					
11	Name	Fluidos del Yacimiento	Aceite1	AceiteSEP1	GAS2	Agua
12	Vapour Fraction	0.4848	0.0000	0.2157	1.0000	0.0000
13	Temperature (F)	110.0 *	110.0	105.9	105.9	110.0
14	Pressure (psia)	1015 *	1015	259.6	259.6	1015
15	Molar Flow (lbmole/hr)	1.819e+004 *	8913	8913	1923	456.8
16	Mass Flow (lb/hr)	1.220e+006	1.050e+006	1.050e+006	3.883e+004	8230
17	Liquid Volume Flow (barrel/day)	1.314e+005	9.661e+004	9.661e+004	7862	564.7
18	Heat Flow (Btu/hr)	-1.362e+009	-1.009e+009	-1.009e+009	-6.655e+007	-5.575e+007
19	Name	GAS3	GAS1	Aceite2	AceiteSEP2	Aceite3
20	Vapour Fraction	1.0000	1.0000	0.0000	0.0847	0.0000
21	Temperature (F)	102.7	110.0	105.9	102.7	102.7
22	Pressure (psia)	66.43	1015	259.6	66.43	66.43
23	Molar Flow (lbmole/hr)	591.8	8815	6990	6990	6399
24	Mass Flow (lb/hr)	1.540e+004	1.612e+005	1.011e+006	1.011e+006	9.960e+005
25	Liquid Volume Flow (barrel/day)	2757	3.422e+004	8.875e+004	8.875e+004	8.599e+004
26	Heat Flow (Btu/hr)	-2.222e+007	-2.973e+008	-9.422e+008	-9.422e+008	-9.199e+008

Tabla 9.2.a Resultados de la Simulación (4 etapas de Separación)

1	Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. México		Case Name: C:\Program Files\Hyprotech\HYSYS 3.2\Cases\Sim1RRL.hsc			
2			Unit Set: Field			
3			Date/Time: Fri Jun 23 20:32:55 2006			
4						
5						
6						
7	Workbook: Simulación Tesis (ACJL) (continued)					
8						
9	Material Streams (continued)					
10	Fluid Pkg: All					
11	Name	GAS4	Aceite4	Línea a Compresor	AceiteSEP3	
12	Vapour Fraction	1.0000	0.0000	0.9999	0.0515	
13	Temperature (F)	98.99	98.99	58.44	98.99	
14	Pressure (psia)	16.99	16.99	16.99	16.99	
15	Molar Flow (lbmole/hr)	329.7	6069	1.166e+004	6399	
16	Mass Flow (lb/hr)	1.247e+004	9.836e+005	2.279e+005	9.960e+005	
17	Liquid Volume Flow (barrel/day)	1865	8.413e+004	4.670e+004	8.599e+004	
18	Heat Flow (Btu/hr)	-1.418e+007	-9.058e+008	-4.003e+008	-9.199e+008	

El contenido de agua es muy bajo y difícilmente provocaría problemas de emulsión, por lo que se considera que es agua libre. Debido a esto, no es necesario el proceso de deshidratación.

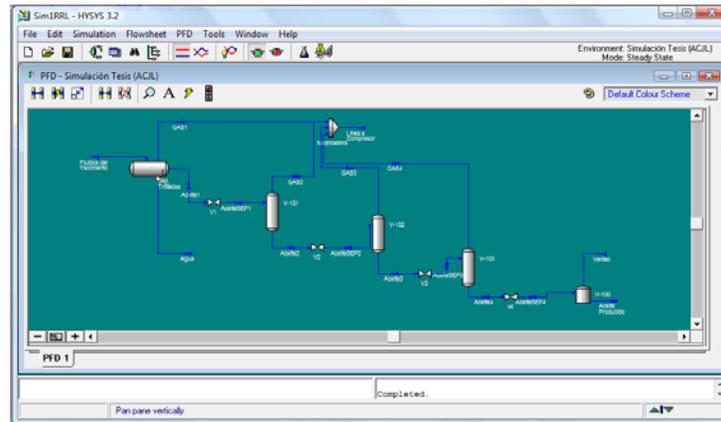


Figura 9.9. Tren de Separación de 5 Etapas

Tabla 9.3. Resultados de la Simulación (5 Etapas de Separación)

 Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. México		Case Name: C:\Program Files\Hyprotech\HYSYS 3.2\Cases\Sim1RRLL.hsc Unit Set: Field Date/Time: Fri Jun 23 20:24:53 2006				
Workbook: Simulación Tesis (ACJL)						
Material Streams						
					Fluid Pkg:	All
11	Name	Fluidos del Yacimiento	Acete1	AceteSEP1	GAS2	Agua
12	Vapour Fraction	0.4848	0.0000	0.1820	1.0000	0.0000
13	Temperature (F)	110.0 *	110.0	107.2	107.2	110.0
14	Pressure (psia)	1015 *	1015	365.1	365.1	1015
15	Molar Flow (lbmole/hr)	1.819e+004 *	8913	8913	1623	456.8
16	Mass Flow (lb/hr)	1.220e+006	1.050e+006	1.050e+006	3.172e+004	8230
17	Liquid Volume Flow (barrel/day)	1.314e+005	9.661e+004	9.661e+004	6530	564.7
18	Heat Flow (Btu/hr)	-1.362e+009	-1.009e+009	-1.009e+009	-5.568e+007	-5.575e+007
19	Name	GAS3	GAS1	Acete2	AceteSEP2	Acete3
20	Vapour Fraction	1.0000	1.0000	0.0000	0.0856	0.0000
21	Temperature (F)	105.0	110.0	107.2	105.0	105.0
22	Pressure (psia)	131.3	1015	365.1	131.3	131.3
23	Molar Flow (lbmole/hr)	623.7	8815	7290	7290	6667
24	Mass Flow (lb/hr)	1.423e+004	1.612e+005	1.019e+006	1.019e+006	1.004e+006
25	Liquid Volume Flow (barrel/day)	2718	3.422e+004	9.008e+004	9.008e+004	8.736e+004
26	Heat Flow (Btu/hr)	-2.247e+007	-2.973e+008	-9.530e+008	-9.530e+008	-9.306e+008

Tabla 9.3.a Resultados de la Simulación (5 etapas de Separación)

1	Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. México		Case Name: C:\Program Files\Hyprotech\HYSYS 3.2\Cases\Sim1RRL.hsc			
2			Unit Set: Field			
3			Date/Time: Fri Jun 23 20:24:53 2006			
4						
5						
6						
7	Workbook: Simulación Tesis (ACJL) (continued)					
8						
9	Material Streams (continued)					
10					Fluid Pkg:	All
11	Name	GAS4	Aceite4	Linea a Compresor	AceiteSEP3	AceiteSEP4
12	Vapour Fraction	1.0000	0.0000	0.9999	0.0473	0.0397
13	Temperature (F)	102.7	102.7	58.60	102.7	99.65
14	Pressure (psia)	47.25	47.25	47.25	47.25	17.00
15	Molar Flow (lbmole/hr)	315.5	6351	1.138e+004	6667	6351
16	Mass Flow (lb/hr)	9287	9.950e+005	2.164e+005	1.004e+006	9.950e+005
17	Liquid Volume Flow (barrel/day)	1574	8.579e+004	4.504e+004	8.736e+004	8.579e+004
18	Heat Flow (Btu/hr)	-1.237e+007	-9.182e+008	-3.879e+008	-9.306e+008	-9.182e+008
19	Name	Aceite Producido	Venteo			
20	Vapour Fraction	0.0000	1.0000			
21	Temperature (F)	99.65	99.65			
22	Pressure (psia)	17.00	17.00			
23	Molar Flow (lbmole/hr)	6099	251.8			
24	Mass Flow (lb/hr)	9.851e+005	9896			
25	Liquid Volume Flow (barrel/day)	8.433e+004	1461			
26	Heat Flow (Btu/hr)	-9.072e+008	-1.099e+007			

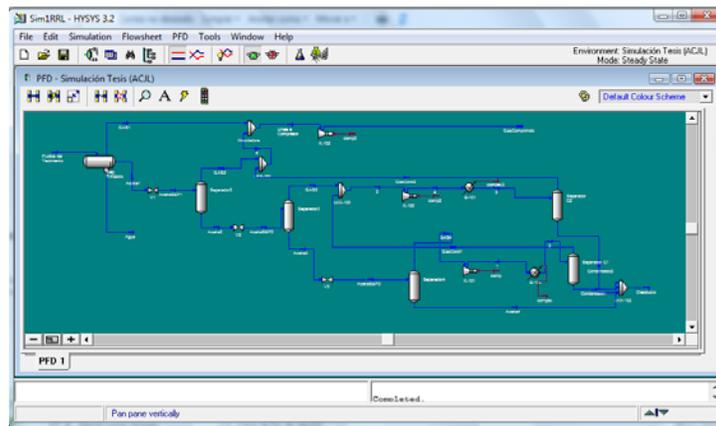


Figura 9.10. Tren de Separación con Scrubbers

Tabla 9.4. Resultados de la Simulación (Scrubbers)

1	Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. México		Case Name: C:\Program Files\Hyprotech\HYSYS 3.2\Cases\Sim1RRL.hsc			
2			Unit Set: Field			
3			Date/Time: Fri Jun 23 21:27:18 2006			
4						
5						
6						
7	Workbook: Simulación Tesis (ACJL)					
8						
9	Material Streams					
10					Fluid Pkg:	All
11	Name	Fluidos del Yacimiento	Aceite1	AceiteSEP1	GAS2	Agua
12	Vapour Fraction	0.4848	0.0000	0.2157	1.0000	0.0000
13	Temperature (F)	110.0 *	110.0	105.9	105.9	110.0
14	Pressure (psia)	1015 *	1015	259.6	259.6	1015
15	Molar Flow (lbmole/hr)	1.819e+004 *	8913	8913	1922	456.8
16	Mass Flow (lb/hr)	1.220e+006	1.050e+006	1.050e+006	3.882e+004	8230
17	Liquid Volume Flow (barrel/day)	1.314e+005	9.661e+004	9.661e+004	7861	564.7
18	Heat Flow (Btu/hr)	-1.362e+009	-1.009e+009	-1.009e+009	-6.655e+007	-5.575e+007
19	Name	GAS3	GAS1	Aceite2	AceiteSEP2	Aceite3
20	Vapour Fraction	1.0000	1.0000	0.0000	0.0847	0.0000
21	Temperature (F)	102.7	110.0	105.9	102.7	102.7
22	Pressure (psia)	66.43	1015	259.6	66.43	66.43
23	Molar Flow (lbmole/hr)	591.8	8815	6990	6990	6399
24	Mass Flow (lb/hr)	1.540e+004	1.612e+005	1.011e+006	1.011e+006	9.960e+005
25	Liquid Volume Flow (barrel/day)	2757	3.422e+004	8.875e+004	8.875e+004	8.599e+004
26	Heat Flow (Btu/hr)	-2.222e+007	-2.973e+008	-9.422e+008	-9.422e+008	-9.199e+008

Tabla 9.4.a Resultados de la Simulación (Scrubbers)

1		Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. México		Case Name: C:\Program Files\Hyprotech\HYSYS 3.2\Cases\Sim1RRL.hsc	
2				Unit Set: Field	
3				Date/Time: Fri Jun 23 21:27:18 2006	
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
21					
22					
23					
24					
25					
26					
Workbook: Simulación Tesis (ACJL) (continued)					
Material Streams (continued)				Fluid Pkg:	All
Name	GAS4	Aceite4	Linea a Compresor	AceiteSEP3	1
Vapour Fraction	1.0000	0.0000	0.9996	0.0515	1.0000
Temperature (F)	98.99	98.99	73.36	98.99	264.7
Pressure (psia)	16.99	16.99	259.6	16.99	100.0*
Molar Flow (lbmole/hr)	329.7	6069	1.161e+004	6399	329.7
Mass Flow (lb/hr)	1.247e+004	9.836e+005	2.252e+005	9.960e+005	1.247e+004
Liquid Volume Flow (barrel/day)	1865	8.413e+004	4.637e+004	8.599e+004	1865
Heat Flow (Btu/hr)	-1.418e+007	-9.058e+008	-3.982e+008	-9.199e+008	-1.324e+007
Name	2	GasCond1	Condensado1	3	4
Vapour Fraction	0.8572	1.0000	0.0000	0.9999	1.0000
Temperature (F)	49.04	49.04	49.04	80.92	322.5
Pressure (psia)	95.00	95.00	95.00	66.43	500.0*
Molar Flow (lbmole/hr)	329.7	282.6	47.06	874.5	874.5
Mass Flow (lb/hr)	1.247e+004	9938	2530	2.534e+004	2.534e+004
Liquid Volume Flow (barrel/day)	1865	1553	312.2	4310	4310
Heat Flow (Btu/hr)	-1.491e+007	-1.197e+007	-2.942e+006	-3.419e+007	-3.140e+007

Tabla 9.4.b Resultados de la Simulación (Scrubbers)

1		Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. México		Case Name: C:\Program Files\Hyprotech\HYSYS 3.2\Cases\Sim1RRL.hsc	
2				Unit Set: Field	
3				Date/Time: Fri Jun 23 21:27:18 2006	
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
21					
22					
23					
24					
25					
26					
Workbook: Simulación Tesis (ACJL) (continued)					
Material Streams (continued)				Fluid Pkg:	All
Name	GasCond2	Condensado2	5	6	GasComprimido
Vapour Fraction	1.0000	0.0000	0.9974	1.0000	1.0000
Temperature (F)	112.5	112.5	112.5	97.06	305.7
Pressure (psia)	495.0	495.0	495.0	259.6	1100*
Molar Flow (lbmole/hr)	872.1	2.316	874.5	2795	1.161e+004
Mass Flow (lb/hr)	2.523e+004	110.5	2.534e+004	6.405e+004	2.252e+005
Liquid Volume Flow (barrel/day)	4296	13.76	4310	1.216e+004	4.637e+004
Heat Flow (Btu/hr)	-3.429e+007	-1.516e+005	-3.444e+007	-1.008e+008	-3.723e+008
Name	Oleoducto				
Vapour Fraction	0.0019				
Temperature (F)	98.65				
Pressure (psia)	16.99				
Molar Flow (lbmole/hr)	6118				
Mass Flow (lb/hr)	9.862e+005				
Liquid Volume Flow (barrel/day)	8.445e+004				
Heat Flow (Btu/hr)	-9.089e+008				

$$Q_{4E} = 84,130 \text{ bpd}$$

$$Q_{5E} = 84,330 \text{ bpd}$$

$$Q_{Sc1} = 84,450 \text{ bpd}$$

Una simulación adicional de las presiones óptimas en las etapas intermedias para el tren de separación con scrubbers resulta en el siguiente gasto:

$$Q_{Sc} = 86,310 \text{ bpd}$$

Primero calcularemos el error de exactitud de los gastos de la simulación con scrubbers con presiones óptimas por regla de dedo y simuladas.

$$\% \text{ Error} = \frac{Q_{sc} - Q_{sc1}}{Q_{sc}}$$

$$\% \text{ Error} = \frac{86910 - 84450}{86910} = 0.02155$$

El error de exactitud entre el gasto con presiones óptimas por regla de dedo y simuladas es de 2.155%. Con respecto a los gastos, la diferencia es considerable.

$$\Delta Q = 1,860 \text{ bpd}$$

Considerando \$85 por barril, representaría una ganancia anual extra de \$57.707MM.

La decisión final debe estar sustentada por la respectiva evaluación del proyecto, tomando en cuenta todos los factores (inversión, costos de operación y mantenimiento, etc) para hacer una la elección óptima.

9.3 Simulación de un Separador Real

HYSYS asume normalmente separación perfecta de fases, pero puede ser configurado para modelar separaciones imperfectas, mediante las capacidades de HYSYS para separadores reales.

El separador real ofrece las siguientes ventajas con respecto al modelo ideal:

- Incluye el arrastre, de manera que su modelo puede reproducir el balance de masa del proceso ó las especificaciones de diseño.
- Predice el efecto de los aparatos de salida (Extractores de Niebla) en la mitigación del arrastre.

9.3.1 Secuencia de Simulación de un Separador Real

A continuación se presentan los conceptos necesarios para usar las características del separador real.

Se considerará para esta simulación un separador trifásico, la misma mezcla de alimentación y un flujo molar de 5000 lbmol/h.

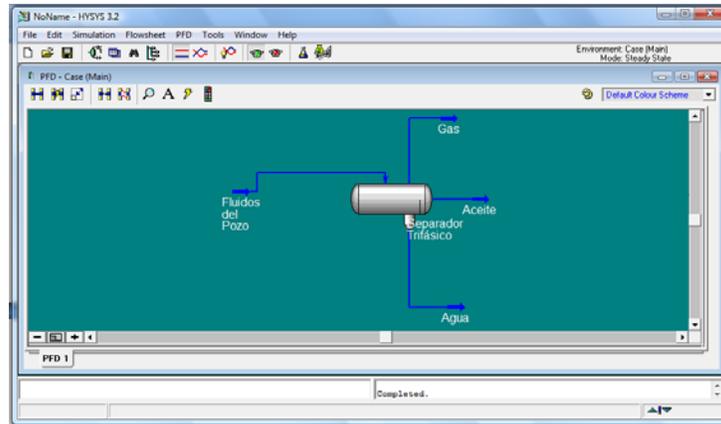


Figura 9.11. Separador Trifásico

Supongamos que aproximadamente 1764 lb/h de líquido está atrapado en la corriente de vapor.

Para especificar esto en nuestro modelo y asegurar un balance de masa preciso:

1. Seleccione la pestaña **Rating**. Haga clic sobre la página **C.Over Setup** para mostrar los modelos para el **carryover** , y seleccione **Product Basis** como el modelo activo.
2. Ingrese los datos de entrapamiento. Seleccione **Specification By: Flow** y escoja **Basis = Mass**. Ingrese 1764 lb/h para **Light liquid in gas**.

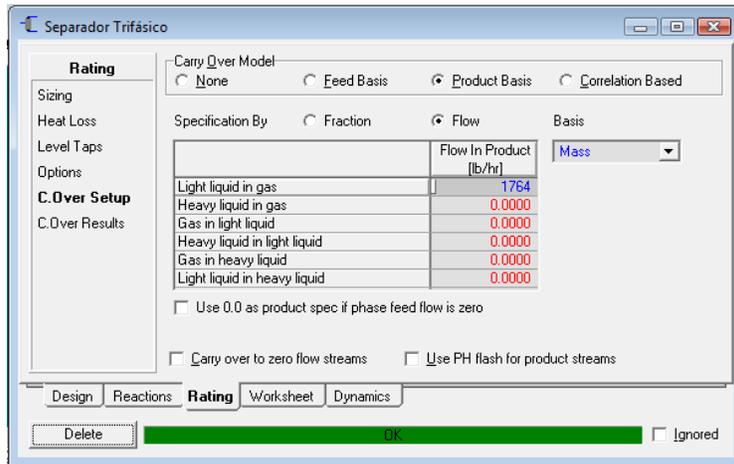


Figura 9.12. Ingresando el Arrastre de Líquido en el Gas

Como alternativa para definir el arrastre se pueden utilizar correlaciones en HYSYS de la siguiente manera:

1. En **C.Over Setup** cambie la selección del modelo a **Correlation Based**.
2. **Correlation Setup:**
 - a) Presione Overall Correlation y seleccione la correlación **Generic**.
 - b) Haga clic sobre el botón **View Correlation** para ingresar los parámetros de entrada y separación.

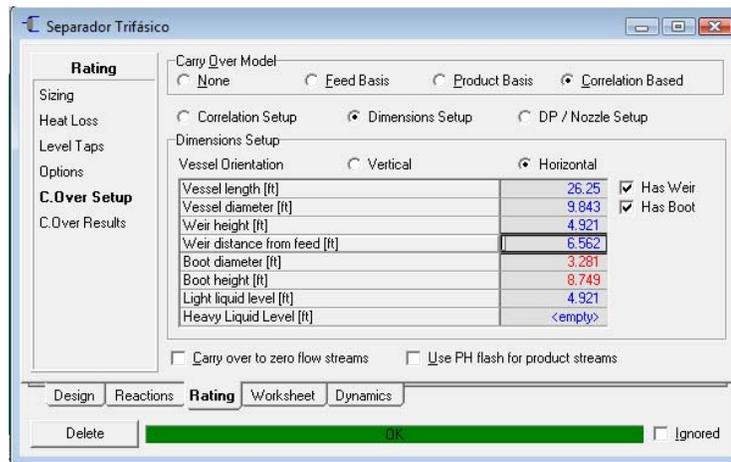


Figura 9.13. Ingresando las Dimensiones de los Internos del Separador

3. **Dimensions Setup:** En esta interfase se ingresan las dimensiones los internos.

En la correlaciones podemos definir vertedores, toberas, veletas, paneles de malla, etc

9.3.2 Separador Ideal vs. Separador Real

Name	Fluidos del Pozo	Aceite	Gas
Vapour	0.4567	0.0000	1.0000
Temperature [F]	110.0	110.0	110.0
Pressure [psia]	1200	1200	1200
Molar Flow [lbmole/hr]	5000	2591	2283
Mass Flow [lb/hr]	3.353e+005	2.915e+005	4.162e+004
Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	3.613e+004	2.712e+004	8847
Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-7.495e+004	-1.089e+005	-3.378e+004
Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	45.06	54.91	35.60
Heat Flow [Btu/hr]	-3.747e+008	-2.822e+008	-7.713e+007

Figura 9.14. Corrientes del Separador Ideal

Name	Fluidos del Pozo	Aceite	Gas
Vapour	0.4567	0.0000	0.9932
Temperature [F]	110.0	110.0	110.0
Pressure [psia]	1200	1200	1200
Molar Flow [lbmole/hr]	5000	2575	2299
Mass Flow [lb/hr]	3.353e+005	2.897e+005	4.339e+004
Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	3.613e+004	2.696e+004	9011
Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-7.495e+004	-1.089e+005	-3.429e+004
Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	45.06	54.91	35.73
Heat Flow [Btu/hr]	-3.747e+008	-2.805e+008	-7.884e+007

Figura 9.15. Corrientes del Separador Real

$$Q_{\text{Ideal}} = 27,120 \text{ bpd}$$

$$Q_{\text{Real}} = 26,960 \text{ bpd}$$

Se observa que el gasto de aceite a la salida del separador real es menor al gasto en el separador ideal, esto es debido a la gran cantidad de líquido arrastrado en la corriente de gas.

CONCLUSIONES

Este trabajo combina los principios científicos involucrados en la separación de las fases de los fluidos provenientes del yacimiento, y la tecnología utilizada actualmente en la producción de petróleo y gas natural costa afuera; proporciona información teórica, de los equipos y sus aplicaciones; detallada y clara, apoyándose en figuras para que sea clara la aplicación de la teoría utilizada.

De acuerdo al tipo de fluido y su composición, se determina el proceso requerido así como el equipo necesario para llevar a cabo la separación. La selección de las condiciones de separación depende del gasto y los objetivos de producción.

El uso del software HYSYS para simular una batería de separación; es una herramienta de apoyo para la selección de las condiciones de operación mediante las cuales se alcance el objetivo de producción. Al combinarlo con un texto detallado (como el que se propone), permite al usuario proponer un buen diseño.

El caso de estudio presentado en el Capítulo 9; corresponde a un aceite producido costa afuera, de tipo ligero y prácticamente limpio; es decir, no contiene sedimento básico y el nivel de agua es muy bajo. Debido a esto, el enfoque para la simulación es utilizar el proceso de separación gas-aceite; el agua contenida en el aceite puede ser fácilmente manejada por un separador trifásico, por tratarse de agua libre y no de agua emulsionada en el aceite, que requeriría de un proceso de deshidratación.

Se observa que no hay diferencia entre los valores obtenidos utilizando separadores verticales y horizontales, esto se debe a que HYSYS asume separación “perfecta” de fases; sin embargo, puede ser configurado para simular separaciones “imperfectas”, al incluir el arrastre y añadir extractores de niebla en el separador, para predecir el efecto en la mitigación de este. Por ello, también se aborda el caso del separador real en HYSYS, el cual ayuda a visualizar el efecto del arrastre cuando comparamos entre el gasto obtenido del separador ideal y el del separador real. En cuanto a las etapas utilizadas en la separación, se comprueba que a mayor número de etapas, mayor es el volumen de aceite en el tanque de almacenamiento.

El Capítulo de simulación se incluyó con la intención de aplicar, comprobar y reafirmar la teoría descrita anteriormente; desarrollar la capacidad de análisis del proceso de separación y obtener mejores resultados de simulación. La principal aportación del trabajo es que conjunta la teoría de operación de los separadores y su aplicación, facilitando el entendimiento de los parámetros involucrados; y que son calculados por el ingeniero petrolero de distintas maneras; tales como, la simulación.

NOMENCLATURA

ASTM: American Society for Testing and Materials, Sociedad Americana para Evaluación y Materiales.

C1-C7+: metano, etano, propano, butano, pentano, hexano, heptano y más pesados.

ptb: pounds of salt per thousand barrels of clean crude oil, libras de sal por cada mil barriles de aceite limpio.

ft: feet, pies.

gpm: gallons per minute, galones por minuto.

API: American Petroleum Institute, Instituto Americano del Petróleo.

bbbl: barril (42 galones, 158.98 litros).

bpd: barrels per day, barriles por día.

BS&W: Basic Sediment and Water, sedimento básico y agua contenido en el aceite.

cp: Centipoise, unidad de viscosidad.

FWKO: Free Water Knockout, Eliminador de agua libre.

lb: pounds, libras.

MMcf: Millions cubic feet, millones de pies cúbicos MMpc.

ppm: parts per million, partes por millón.

°F: Grados Fahrenheit

°API: Grados API

psi, psia: pounds per square inch, libras por pulgada cuadrada, absolutas.

psig: pounds per square inch gauge, libras por pulgada cuadrada manométricas.

DPS: Dynamic Positioning System, Sistema de Posicionamiento Dinámico.

FPSO: Floating Production Storage and Offloading , Sistema Flotante de Producción Almacenamiento y Descarga.

TLP: Tension Legs Platform , Plataforma de Piernas Tensionadas.

MODU: Mobile Offshore Drilling Unit, Unidad Móvil de Perforación Costa afuera.

RGA: Relación Gas-Aceite.

APÉNDICE

Sistema Integral de Producción

Básicamente, un sistema integral de producción es un conjunto de elementos que transporta los fluidos del yacimiento hacia la superficie, los separa en aceite, gas y agua, y finalmente los envía a instalaciones para su almacenamiento y/o comercialización. Así mismo, un sistema integral de producción puede ser relativamente simple o puede incluir muchos componentes.

Los componentes básicos de un sistema integral de producción son:

1. Yacimiento
2. Pozo
3. Tubería de descarga
4. Estrangulador
5. Separadores y equipo de procesamiento
6. Tanque de almacenamiento

El aceite crudo que proviene del yacimiento a la boca del pozo, es enviado por una tubería de escurrimiento (descarga) a la central de recolección (batería) en donde se separa, mide, almacena y una vez que se ha acumulado una cantidad conveniente, se bombea por un oleoducto hasta la refinería para su proceso industrial o bien para su exportación.

Yacimiento

Es la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos y no hidrocarburos que ocupan los poros o huecos de la roca almacenadora, se encuentran a alta presión y temperatura, debido a la profundidad en que se encuentra la zona productora.

Pozo

Es el elemento de enlace entre la superficie y el yacimiento; el cual se logra después de perforar la roca hasta llegar al yacimiento, en este agujero se instalan sistemas de tuberías y otros elementos, con el fin de establecer un flujo controlado de los hidrocarburos desde la formación productora hasta la superficie.

Tubería de descarga

Las tuberías son estructuras de acero, cuya finalidad es transportar los hidrocarburos producidos desde la cabeza del pozo hasta el tanque de almacenamiento.

Estrangulador

Es un aditamento que se instala en los pozos productores con el fin de establecer una restricción al flujo. Es decir, permite obtener un gasto deseado, además de prevenir la conificación de agua, producción de arena y sobre todo, ofrecer seguridad a las instalaciones superficiales.

Separadores

Los separadores como su nombre lo indica, son equipos utilizados para separar la mezcla de hidrocarburos en aceite y gas, y en algunos casos aceite, gas y agua que proviene directamente de los pozos. Los separadores pueden clasificarse por su forma o geometría en horizontales, verticales y esféricos, y por su desempeño en separadores bifásicos y trifásicos.

Tanques de Almacenamiento

Son recipientes de gran capacidad (100,000 a 500,000 barriles) para almacenar la producción de uno o varios pozos. Los tanques de almacenamiento pueden ser estructuras cilíndricas de acero instaladas en tierra firme, o bien, buque-tanques, usualmente utilizados en pozos localizados costa afuera.

Estabilizador

Un estabilizador es una columna fraccionadora, donde se vaporizan los componentes ligeros, obteniéndose en el fondo el aceite o condensado estabilizado. Estos equipos realizan esencialmente las mismas funciones que un tren de separadores operando en serie con pequeños decrementos de presión. Mediante el empleo de estabilizadores se obtienen producciones de líquidos comparables en volúmenes y propiedades con las que se recuperan empleando de cuatro a seis etapas de separación.

Tiempo de Residencia o Retención

El tiempo que el fluido de una corriente permanece en el separador.

Factor K

Relación de la fracción mol de un componente en el vapor y en el líquido.

Relación Gas-Aceite RGA.

Son los pies cúbicos de gas producido por cada barril de aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar. Las condiciones de separación como presión, temperatura y etapas, afectan el valor de dicha relación.

Plataformas

Los principales equipos utilizados en la perforación de pozos petroleros en campos marinos son:

- 1) Plataformas fijas de perforación
- 2) Plataformas autoelevables
- 3) Plataformas semisumergibles
- 4) Barcazas de perforación

Plataforma Habitacional

Como su nombre lo indica, es una plataforma acondicionada para que los trabajadores permanezcan con la mayor comodidad posible fuera de sus horas de labores.

Plataforma de Enlace

En esta plataforma se concentran las llegadas de los oleogasoductos provenientes de las plataformas satélites, los cuales se conectan al cabezal colector general, que tiene la función de distribuir el aceite hacia las plataformas de producción. También de esta plataforma, salen las tuberías por las que se envía el aceite ya procesado (oleoductos) . Adicionalmente, en esta plataforma se encuentran instaladas las trampas para recuperar o enviar los dispositivos mecánicos (diablos) , utilizados en la limpieza de los ductos.

Plataforma de Compresión

Esta plataforma contiene el equipo necesario para manejar y enviar el gas natural obtenido en el proceso de separación del aceite.

Plataforma de Perforación

Es idéntica a las plataformas satélites, con la diferencia que en ésta, la línea de descarga de los pozos se conecta directamente al cabezal colector general, sin que exista ningún tendido submarino como en las otras.

Plataforma de Producción

Por lo general en el campo, los complejos de producción contienen de dos a tres plataformas de producción, dependiendo del volumen de aceite que sea necesario manejar. En estas plataformas se efectúa la separación y medición del gas y el aceite; asimismo, mediante equipo de bombeo se envía el crudo, a los centros de distribución, almacenamiento o refinación.

Plataforma Satélite

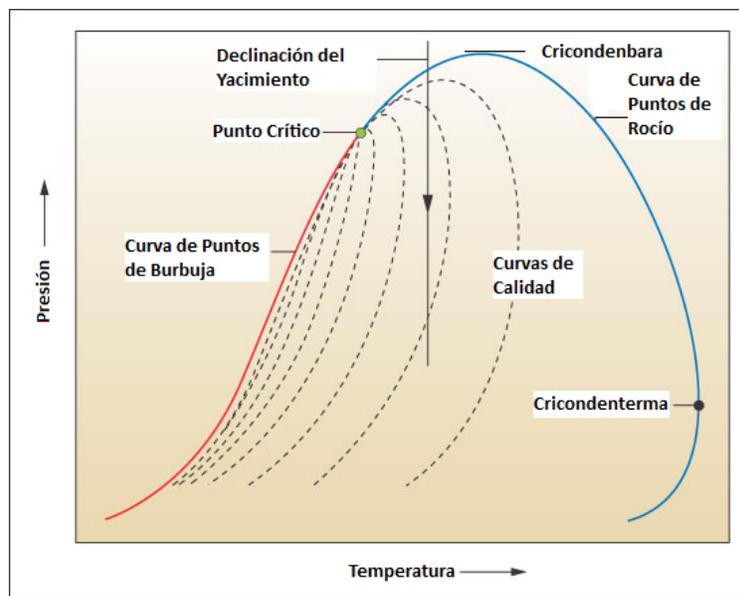
Llamadas así por encontrarse alejadas del complejo de producción, puede ser cualesquiera de las plataformas fijas que contenga pozos en explotación: es decir estén conectadas al complejo de producción mediante líneas de descarga.

Riser

Un riser es un tubo metálico (tubería) que se extiende desde el lecho marino hasta una plataforma de perforación. Su diámetro interno es suficientemente grande para dejar pasar la sarta de perforación, la barrena, herramientas de registros, tubería de revestimiento y cualquier otro dispositivo que se requiera en el pozo. El extremo superior del riser debe estar unido a la plataforma y debe soportar su peso. El extremo inferior del riser debe sujetarse firmemente a la parte superior del agujero en el lecho marino. Esta conexión se hace a la tubería de revestimiento, la cual alinea la parte superior del agujero y se cementa dentro del lecho marino. Después de colocar la tubería de revestimiento, el riser es bajado y ambos tubos son unidos mediante un conector de riser. Entre la tubería de revestimiento y riser se coloca un preventor.

Diagrama de Fases.

La figura muestra la forma típica de un diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos. La amplia región que envuelve la curva, en la cual dos fases coexisten, es llamada envolvente de saturación, envolvente de fases o región de dos fases. La región de dos fases del el diagrama está limitado por un lado por línea de puntos de burbuja, y por el otro, por la línea de puntos de rocío. Las dos líneas se unen en el punto crítico.



Punto de Burbuja

Para ilustrar esta definición se lleva a cabo una expansión isotérmica. A la presión inicial P_1 la mezcla se encuentra en estado líquido, al disminuir la presión se expanden las moléculas hasta que la presión alcanza un punto en el cual unas pocas moléculas pueden separarse del líquido y forman una pequeña burbuja de gas. Este es el punto de burbuja. La presión a la cual se forma el primer gas es la presión del punto de burbuja, P_b .

Punto de Rocío.

Conforme la presión es disminuida por debajo del punto de burbuja, más gas aparece. Finalmente, solo una diminuta cantidad sigue siendo líquido. Este es el punto de rocío. La presión en este punto es conocida como la presión del punto de rocío, P_r . Una reducción de presión más allá del punto 2 simplemente provoca que el gas se expanda.

Punto Crítico

Note que la envolvente de saturación existe a temperaturas más altas que la temperatura crítica y a presiones más altas que la presión crítica. Ahora vemos que la definición del punto crítico es simplemente el punto en el cual la línea de puntos de burbuja y la línea de puntos de rocío se unen. Una definición más rigurosa del punto crítico es; el punto en el cual todas las propiedades del líquido y del gas son idénticas.

Cricondenbara

Es el punto de mayor presión del diagrama de fase en el que pueden existir dos fases en equilibrio.

Cricondenterma

Es el punto de mayor temperatura del diagrama de fase en el que pueden existir dos fases en equilibrio.

Curvas de Calidad.

Son las curvas que unen los puntos en los que se encuentran un porcentaje de gas y líquido determinado.

Aceite Crudo

Petróleo líquido no refinado.

Crudo o Aceite Limpio

Aceite crudo que no contiene sedimento básico y agua, base hipotética para medir el contenido de sal.

Gas Seco

Gas que contiene muy poco o nada de hidrocarburos líquidos comercialmente recuperables.

Gas Húmedo

Gas que produce hidrocarburos condensados. También llamado gas rico.

Tubo Colector

Tubería perforada o ranurada utilizada para remover aceite tratado, lo más uniformemente posible, de la parte superior de la sección de coalescencia.

Agua Congénita

Agua de la formación retenida en los poros por la acción capilar; agua originalmente contenida en la roca sedimentaria en el momento de la acumulación o depósito.

Desalación

El acto o proceso de remover las sales contenidas en el crudo.

Electrodos o Parrilla

Placas o barras usadas para establecer el campo eléctrico en los tratadores electrostáticos.

Manifold

Tubería con una o más entradas y dos o más salidas, o viceversa.

Corrida de Diablos

Es el procedimiento de forzar un objeto sólido a través de una tubería con el propósito de limpiarla.

Presión de Vapor.

La presión de vapor (Streeter, V. L. y E. B. Wylie, 1997: "MECÁNICA DE LOS FLUIDOS", Mc Graw Hill, México.) se define como la presión que ejerce el vapor de una sustancia cuando ésta y el vapor están en equilibrio.

El equilibrio se establece cuando el ritmo de evaporación de una sustancia es igual al ritmo de condensación de su vapor.

Los líquidos se evaporan porque las moléculas escapan de su superficie. Cuando el espacio por encima del líquido está limitado, las moléculas de vapor ejercen una presión parcial en dicho espacio llamada presión de vapor.

Después de un tiempo suficiente, el número de moléculas de vapor que chocan contra la superficie del líquido y de nuevo se condensan es justamente igual al número de las que escapan en un intervalo de tiempo y existe un equilibrio. Como este fenómeno depende únicamente de la actividad molecular, la cual es función de la temperatura, la presión de vapor de un fluido dado depende de la temperatura y aumenta con ella.

En los líquidos las fuerzas de cohesión son moderadas. La “estructura” de un líquido hasta cierto punto es ordenada, y las moléculas pueden tener movimiento de traslación, pero no con tanta libertad como la de los gases.

Los líquidos poseen un orden de corto alcance, o sea, que forman pequeños grupos ordenados de moléculas debido a las fuerzas de cohesión presentes. Algunas de las características relevantes de los líquidos son su presión de vapor, tensión superficial y la viscosidad.

Presión de Vapor Reid

Presión de vapor o burbuja para productos líquidos determinada por la ASTM. La presión de vapor Reid se reporta en lb/in^2 a 100°F . La presión de vapor Reid es siempre menor a la presión de vapor o burbuja verdadera a 100°F .

Estabilización

Remoción de los componentes volátiles en el aceite crudo para reducir su presión de punto de burbuja (y su presión de vapor Reid).

BIBLIOGRAFÍA

1. Gómez Cabrera José Ángel. “Apuntes de Manejo de la Producción en Superficie”, UNAM, Facultad de Ingeniería. México, 1997
2. Garaicochea Petrirena Francisco, César Bernal, López. “Transporte de Hidrocarburos por Ductos”, Colegio de Ingenieros Petroleros de México. México 1991
3. Rodríguez Nieto Rafael. “Apuntes de Comportamiento Primario de Yacimientos”, UNAM, Facultad de Ingeniería. México, 1994.
4. Ramírez Sabag Jetzabeth, Gerardo Lozano Villajuana, Rodolfo Carlos Pérez Tavares. “Productividad de Pozos Petroleros”, UNAM, Facultad de Ingeniería. 1ª Ed. México 2007 354p.
5. Méndez L. T., J. Teysier S. “Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros”, Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Vol. XI No.4, México 1979 33pp.
6. Martínez Romero Néstor. “La Caracterización Dinámica, un factor clave para la administración de los Yacimientos Petrolíferos”, Academia de Ingeniería, México 2003 61p.
7. McCain, William D. Jr. “The Properties of Petroleum Fluids”, PennWell Publishing Company, 2ª Ed. U.S.A 1990 548p.
8. Manning, Francis S., Thompson Richard E. “Oilfield Processing Vol.2 Crude Oil”, PennWell Publishing Company, U.S.A 1995 434p.
9. NATCO. Technical Development Program: “Crude Oil Processing”, 56 pp.
10. Hoes L. M. SPE No.5972: “Subsea-Trees & Controls”, Society of Petroleum Engineers, Cameron Iron Works, Singapore, 17pp.
11. Hansen R.L., W.P. Rickey. SPE No.29084: “Evolution of Subsea Production Systems: A Worldwide Overview”, Society of Petroleum Engineers & Exxon Production Research Co., Journal of Petroleum Technology 1995. 6pp.
12. Lim Frank. 2H Offshore Engineering Ltd. No. IDOT-2009-08: “Dry or Wet Trees in Deepwater Developments from a Riser System Perspective”, United Kingdom 2009
13. S. Tanaka, Y. Okada, Y. Ichikawa. “Offshore Drilling and Production Equipment”, Ed. Kiyoshi Horikawa, and Qizhong Guo, EOLSS, Reino Unido, 2005.
14. “Statistical Review of World Energy 2009”, Ed. British Petroleum, Reino Unido, 2009.
15. Van Loon Vim, Fromreide Hans-Jacob. “Fast-track conversion transforms supertanker into an intelligent FPSO”, World Oil, EUA 2007, 93-98 pp.
16. <http://www.offshore-technology.com/projects/kumalooobzaap/>
17. <http://www.pemex.com/>