

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE FACILIDADES TECNOLÓGICAS DE PRODUCCIÓN DE SUPERFICIE PARA LOS DIFERENTES CRUDOS PRESENTES EN VENEZUELA

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. González A. Daniel E.
Grossmann M. Andrés E.
Para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE FACILIDADES TECNOLÓGICAS DE PRODUCCIÓN DE SUPERFICIE PARA LOS DIFERENTES CRUDOS PRESENTES EN VENEZUELA

TUTOR ACADEMICO: Prof. Sandro Gasbarri.

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Julio Ramírez.

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. González A. Daniel E.
Grossmann M. Andrés E.
Para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio 2013

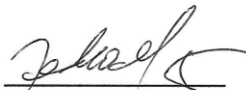
Caracas, 17 de Junio de 2013

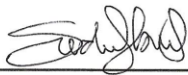
Los abajo firmantes, miembros del jurado designados por el consejo de escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los bachilleres Andrés Enrique Grossmann Meinhardt y Daniel Enrique González Avilés; titulado:

**“EVALUACIÓN DE FACILIDADES TECNOLÓGICAS DE SUPERFICIE PARA LOS DIFERENTES
CRUDOS PRESENTES EN VENEZUELA”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran: **APROBADO**.


Prof. Alberto Vegas
Jurado


Prof. Pedro Díaz
Jurado


Prof. Sandro Gasbarri
Tutor Académico

DEDICATÓRIA

A mis PADRES, por haberme enseñado que lo que se desea con esfuerzo, perseverancia, honestidad y trabajo, nunca esta tan lejos de nuestras manos, así como también por ser el principal apoyo a lo largo de mi vida.

A MI ESPOSA, por estar siempre presente sin buscar nada a cambio para motivarme y levantarme en los momentos de dificultad, por sonreírme en los momentos de logros, solamente por ser quien eres, por lo inmensamente feliz que me haces. TE AMO!!!

A MIS HERMANOS, porque a pesar de todas las pruebas que nos ha puesto la vida, siempre hemos logrado mantenernos juntos apoyándonos en todo momento.

Andrés Grossmann.

A **Dios**, por hacerme tan afortunado y hacerme tan feliz, por darme cada día de vida y darme fuerza y valor para luchar por cada uno de mis sueños, por ser quien soy y por regalarme todo lo que hoy en día tengo.

A mi hermosa Nathalie, por siempre estar ahí conmigo en todo momento y lugar y siempre brindarme todo su apoyo sin siquiera pensarlo, gracias a tu dulce compañía que día a día me dan la fuerza, animo, motivación y sobretodo felicidad para vivir y siempre tener algo por que luchar, a ti te debo todo, te aamooo!!! con locura.

A mis padres, por haberme cultivado todos los valores que hoy en día tengo, por siempre estar ahí en todo momento y siempre brindarme su apoyo y ayuda sin siquiera dudarlo. Por enseñarme el valor de conseguir todo lo que uno se propone y desea, con esfuerzo, dedicación, honestidad y trabajo continuo, así como también

por ser siempre un apoyo no sólo a lo largo de mi carrera sino de mi vida. Gracias a ustedes soy quien soy y estoy logrando todo esto.

A mis hermanos por siempre ayudarme en todo y siempre ser un apoyo incondicional en todo momento, por apoyarme y siempre brindarme su ayuda.

DANIEL GONZÁLEZ....

AGRADECIMIENTOS

A DIOS Y A LA VIRGEN DE GUADALUPE, por darme salud y luz para siempre guiarme por el camino correcto para triunfar y seguir adelante.

A MI PAPÁ, por ser todo lo que se puede ser en esta vida para un hijo, padre, madre, amigo, hermano, profesor. Por su guía, por su apoyo y amor incondicional siempre y en todo momento. Por nunca dejar de creer en mí, por soportar lo difícil de este camino desde 1999 sin dar un paso atrás, siempre dando todo por nosotros y para nosotros sin esperar nada a cambio.

A MI ESPOSA, por darle a mi vida un panorama distinto, un nuevo motivo, una nueva inspiración. Por sentir tu apoyo en esta última etapa de la carrera **POR SIEMPRE GRACIAS Y TE AMO !!**

A MIS HERMANOS, por ser compañía, núcleo y consejo en este camino que pasó y en los que vendrán.

A NAYITH MENDOZA, por ser mi segunda madre, por querernos a mí y a mis hermanos tanto tan incondicionalmente, por estar pendiente en cada paso que he dado y que doy.

A LA ANGELITA MARTÍNEZ DE CALDAS, por su ayuda en esta nueva etapa de mi vida, por siempre su especial trato y buena voluntad, por hacerme sentir sin ninguna duda parte de esta nueva familia.

A DANIEL MONSERAT Y RODRIGO VARGAS, por su compañía y apoyo sin importar el tiempo, hora y lugar.

A DANIEL DOMÍNGUEZ, OSCAR RODRÍGUEZ, CARLA HURTADO Y ANDRÉS DEL CASTILLO, gracias por estar conmigo en el segundo de los dos momentos que más amo de mi vida a lo largo de todo este tiempo de carrera.

A DANIEL GONZÁLEZ, por todo lo malo y bueno que pasamos en la realización de este proyecto, pero siempre con el excelente ánimo para motivarme siempre avanzar hasta el final.

A LOS TUTORES, EL PROFESOR SANDRO GASBARRI Y AL ING. RAMÍREZ, por su atención y guía prestada para la realización de este proyecto.

AL STAFF DE PROFESORES DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA UCV EN ESPECIAL A LOS DE LA ESCUELA DE PETRÓLEO, por dar la formación integral y las herramientas para lo que será nuestro futuro profesional.

A MIS AMIGOS, ALBERTO VEGAS, AURA GUDIÑO, SARA OTERO, JAVIER RAMOS ELIANA QUARANTA, DAYRE CARREÑO, CHRISTIAN BRITO Y CARLOS PACHÓN por estar conmigo y vivir los momentos más frustrantes y gratificantes de la carrera.

Andrés Grossmann.

A DIOS, por darme la vida, por regalarme la hermosa novia que tengo, por darme una familia tan maravillosa, por esas espléndidas amistades, por darme todo y hacerme muy feliz.

A la Universidad Central de Venezuela, porque en ella aprendí mucho de lo que se ahorra y allí fue donde logré realizar este sueño. Así como a todas aquellas personas que son y fueron parte de ella y de una u otra manera me apoyaron y colaboraron conmigo cuando lo necesite, y en especial a todos aquellos compañeros que a lo largo de la carrera no solo fueron compañeros de clases sino también supieron ser amigos.

A mi prometida Nathalie, a quien amo con locura y le debo la vida, sin tu ayuda, apoyo y amor jamás habría logrado todo esto. Gracias mi bella!!!

A mis padres, quienes me han apoyado toda mi vida y a lo largo de toda mi carrera.
A mis hermanos que siempre y en todo momento me han apoyado.

A Julio Ramírez por aceptar ser nuestro tutor industrial y habernos ayudado con tanto profesionalismo y ética.

A Sandro Gasbarri por ser nuestro tutor académico, por tanta ayuda y tener tanta paciencia con nosotros.

A todas mis amistades, Mario, Luismi, Porito quien fue parte fundamental en la realización de este trabajo, Maryan por haberme ayudado siempre y sin dudarlo a lo largo de mi carrera, Beto, Grossmann por ser tremenda persona y excelente compañero de tesis, Diego, Olesni, Angel, Christian, Pachon, Williams y a todos los que me faltan por nombrar.

DANIEL GONZÁLEZ....

Gonzalez, Daniel

Grossmann, Andrés

EVALUACIÓN DE FACILIDADES TECNOLÓGICAS DE PRODUCCIÓN DE SUPERFICIE PARA LOS DIFERENTES CRUDOS PRESENTES EN VENEZUELA

Tutor académico: Prof. Sandro Gasbarri. Tutor Industrial: Ing. Julio Ramírez.

Tesis. Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. 2013

Palabras clave: Desalación de crudo, Incrustaciones, Separadores Compactos, nuevas tecnologías, ingeniería de producción, procesos de superficie, Aloe Vera, Bloque Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco, COPEM.

El presente trabajo especial de grado tiene como finalidad establecerse como una referencia en el estudio y análisis de las tecnologías existentes en las facilidades de superficie en los diferentes campos venezolanos, específicamente en la Faja Petrolífera del Orinoco para la optimización de la producción venezolana, así como para la reducción de los costos y la eliminación de posibles problemas o impurezas presentes en el crudo como el contenido de H₂S, arena, asfaltenos, ácidos, sales, contenido de gases, emulsiones, etc. La finalidad primordial es determinar las tecnologías que puedan mejorar la producción de crudo mediante su implementación en los campos venezolanos. Se analizó la producción de petróleo y gas en Venezuela en los últimos años mediante fuentes oficiales. Así mismo se describieron las recomendaciones que ayudan y mejoran la producción de crudo en Venezuela mediante tecnologías que puedan ser aplicadas así como también que puedan ayudar a futuros trabajos de investigación. Una de las tecnologías estudiadas trata la optimización de la producción y la eliminación de problemas relacionados con las impurezas presentes en el crudo en un área ubicada en el Bloque Carabobo de La Faja Petrolífera del Orinoco. En este caso, se describió un estudio de las facilidades y un análisis de una tecnología que será aplicada a deshidratadores allí presentes. También se estudiaron los separadores compactos; se usan para reducir el gran tamaño, volumen y peso de los separadores convencionales, buscando con ello la reducción de costos de mantenimiento, ganando espacio e incrementando las velocidades de separación. Por otro lado, se estudió la implementación de un inhibidor de incrustaciones a base de Aloe Vera que ayuda a la reducción de carbonato de calcio y demás impurezas que se forman por el contenido de agua presente en el crudo y por la manipulación del mismo desde el cabezal del pozo hasta las plantas de tratamiento. Esta tecnología es de origen nacional y podría ser implementada a bajo costo.

ÍNDICE GENERAL

<i>DEDICATORIA</i>	<i>I</i>
<i>AGRADECIMIENTOS</i>	<i>III</i>
<i>RESUMEN</i>	<i>VI</i>
<i>ÍNDICE GENERAL</i>	<i>VII</i>
<i>ÍNDICE DE FIGURAS</i>	<i>XV</i>
<i>ÍNDICE DE TABLAS</i>	<i>XVIII</i>
<i>INTRODUCCIÓN</i>	<i>1</i>
<i>CAPÍTULO I</i>	<i>3</i>
<i>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</i>	<i>3</i>
<i>1.1 OBJETIVO GENERAL</i>	<i>4</i>
1.1.1 Objetivos Específicos.	<i>4</i>
1.2 ALCANCE	<i>5</i>
1.3 JUSTIFICACIÓN	<i>5</i>
1.4 LIMITACIONES	<i>6</i>
<i>CAPÍTULO II</i>	<i>7</i>
<i>MARCO TEÓRICO</i>	<i>7</i>
2.1 LOS FLUIDOS DEL POZO Y SUS CARACTERÍSTICAS	<i>7</i>
2.2 CARACTERIZACIÓN DEL PETRÓLEO	<i>9</i>
2.2.1 Propiedades más importantes del petróleo	<i>9</i>
2.2.2 Clasificación de los crudos	<i>11</i>
2.3 TRANSPORTE DE CRUDO PESADO POR DILUCIÓN	<i>13</i>

2.3.1 Inyección de Diluyente _____	13
2.3.2 Importancia de la Inyección de Diluyente _____	14
2.4 FLUJO MULTIFÁSICO _____	14
2.4.1 Definiciones de los fluidos _____	14
2.5 ESTACIONES DE FLUJO _____	15
2.5.1 Principales Funciones de las Estaciones de Flujo _____	16
2.5.2 Etapas de manejo del petróleo dentro de una Estación de Flujo _____	17
2.5.3 Principales Componentes de una Estación de Flujo _____	22
2.6 CLASES DE ESTACIONES DE FLUJO _____	25
2.6.1 Estación de flujo tradicional _____	26
2.6.2 Estación de flujo multifásica _____	27
2.6.2.1 Condiciones operacionales _____	28
2.6.2.2 Tipos de bombas multifásicas _____	28
2.7 SEPARADORES _____	29
2.7.1 Clasificación de los separadores _____	30
2.7.2 Separadores bifásicos _____	31
2.7.3 Separación Primaria _____	31
2.7.4 Separación Secundaria _____	32
2.7.5 Extracción de Neblina _____	32
2.7.6 Acumulación de Líquidos _____	32
2.7.7 Separadores trifásicos _____	33
2.7.8 Principios de la separación _____	34
2.7.8.1 Momentum (Cantidad de movimiento) _____	34
2.7.8.2 Fuerza de gravedad _____	34
2.7.8.3 Coalescencia _____	35
2.7.9 Funciones que debe cumplir un Separador _____	36

2.7.10	Requisitos necesarios para el diseño de un Separador _____	37
2.7.11	Factores que se deben considerar durante el diseño de un Separador_	38
2.8	DESALADORES _____	38
2.9	SISTEMAS DE MEDICIÓN DE PETRÓLEO _____	39
2.10	DEPURADORES DE GAS _____	40
2.10.1	Clasificación de los Depuradores de Gas _____	40
2.10.2	Componentes de un Depurador _____	40
2.11	TANQUES DE ALMACENAMIENTO _____	43
2.11.1	Clasificación de los Tanques _____	45
2.12	BOMBAS DE TRANSFERENCIA _____	46
2.12.1	Clasificación de las bombas de transferencia de crudo _____	47
2.13	TANQUES DE LAVADO _____	48
2.13.1	Partes de un Tanque de Lavado _____	50
2.14	CALENTADORES _____	52
2.14.1	Tipos de Calentadores _____	53
2.15	EQUIPOS Y SISTEMAS AUXILIARES DE UNA ESTACIÓN DE FLUJO _____	56
2.16	OPTIMIZACIÓN EN INSTALACIONES DE SUPERFICIE _____	58
<i>CAPÍTULO III</i> _____		60
<i>Marco Metodológico.</i> _____		60
3.1	TIPO DE INVESTIGACIÓN _____	60
3.2	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN _____	61
3.3	PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO _____	61
3.3.1	Primera Etapa: Revisión Bibliográfica _____	61
3.3.2	Segunda Etapa: Análisis _____	62

3.3.3 Tercera Etapa: Conclusiones y Recomendaciones _____	62
<i>CAPÍTULO IV</i> _____	63
<i>DESCRIPCIÓN DE LAS ÁREAS DE PRODUCCIÓN EN VENEZUELA</i> _____	63
4.1 ÁREAS DE PRODUCCIÓN EN VENEZUELA _____	63
4.1.1 La cuenca Maracaibo – Falcón _____	63
4.1.2 Cuenca Barinas – Apure _____	64
4.1.3 Cuenca Oriental _____	66
4.1.4 Faja Petrolífera del Orinoco _____	67
4.2 CARACTERÍSTICAS DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN VENEZUELA _____	68
4.2.1 Cuenca Maracaibo – Falcón _____	69
4.2.2 Cuenca de Falcón _____	73
4.2.3 Cuenca Barinas – Apure _____	74
4.2.4 Cuenca Oriental _____	76
4.2.5 Faja Petrolífera del Orinoco _____	78
4.3 LAS EMPRESAS MIXTAS Y SU PRODUCCIÓN EN VENEZUELA _____	79
<i>CAPÍTULO V</i> _____	82
<i>DESCRIPCIÓN DE ALGUNAS TECNOLOGÍAS EN VENEZUELA</i> _____	82
5.1 TECNOLOGÍA DE FRECUENCIA DUAL APLICADA EN EL CENTRO OPERATIVO DE PETROMONAGAS (COPEM) _____	82
5.1.1 Descripción del Campo: _____	83
5.1.2 Características del Yacimiento en estudio _____	84
5.1.3 Clasificación de las Áreas: _____	84
5.2 CONFORMACIÓN DEL COPEM: _____	85
5.2.1 Área 00: _____	86
5.2.2 Macollas 4, 5, 6 y 8 _____	86

5.2.3 Macollas 1, 2, 3 y 7 _____	87
5.2.4 Área 30 _____	88
5.2.5 Área 51 _____	89
5.2.5.1 Separadores Bifásicos _____	89
5.2.5.2 Separadores Trifásicos _____	90
5.2.5.3 Intercambiadores de Calor: _____	92
5.2.5.4 Desaladores _____	93
5.2.5.5 Separadores de Vaporización Instantánea _____	96
5.2.6 Área 52 (Compresores de gas combustible y de gas venta) _____	98
5.2.6.1 Sistema de compresión de gas combustible _____	98
5.2.7 Área 52 (Paquete de deshidratación con Glicol) _____	99
5.2.8 Área 52 (Compresores de venta) _____	100
5.2.9 Área 52 (Sistema de compresión de baja presión) _____	100
5.2.10 Área 53 _____	101
5.2.10.1 Almacenamiento de crudo _____	101
5.2.10.2 Almacenamiento de diluyente _____	102
5.2.10.3 Tanques Utilitarios _____	102
5.2.10.4 Tanques de crudo fuera de especificación _____	103
5.2.10.5 Bombas de refuerzo _____	103
5.2.10.6 Unidad LACT crudo diluido PK-25301 _____	103
5.2.10.7 Bombas del Oleoducto (Transferencia) _____	104
5.2.11 Área 54 (Sistema de manejo y disposición de agua producida, fresca y potable) _____	104
5.2.11.1 Desnatado de Crudo _____	105
5.2.11.2 Unidad de Flotación _____	105
5.2.11.3 Inyección de agua _____	106
5.2.11.4 Fosa de Arena _____	106

5.2.11.5 Agua Fresca _____	107
5.2.12 Área 55 (Sistema de agua contra incendio) _____	109
5.2.13 Área 56 (Sistema de compresión de gas) _____	110
5.2.13.1 Compresión _____	110
5.2.13.2 Planta de Tratamiento de Gas _____	111
5.2.13.3 Regeneración con glicol (Torre contactora) _____	113
5.3 DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE FRECUENCIA DUAL _____	113
5.4 EQUIPOS NECESARIOS PARA LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE FRECUENCIA DUAL _____	116
5.4.1 El LRC _____	117
5.4.2 Electrodos compuestos _____	117
5.4.3 Distribuidores Hiflotm _____	118
5.5.1 Separadores compactos _____	120
5.5.1.1 Separador Auger _____	121
5.5.1.2 Separador “ <i>Slipt-Flo</i> ” _____	122
5.5.1.2.1 Principio de operación _____	126
5.5.1.3 Separador tipo Turbina Bifásica _____	126
5.5.2 Separador cilíndrico ciclónico de gas - líquido (glcc) _____	127
5.5.2.1 Ducto de entrada _____	129
5.5.2.2 Cuerpo del separador _____	129
5.5.2.3 Diámetro del separador _____	130
5.5.2.4 Longitud del GLCC _____	130
5.5.2.5 Nivel de líquido _____	131
5.6 TECNOLOGÍA QUE PERMITE LA INHIBICIÓN DEL FENÓMENO DE INCRUSTACIONES A TRAVÉS DE UN PRODUCTO QUÍMICO DENOMINADO INTAV, FORMULADO A PARTIR DE ALOE VERA _____	132
5.6.1 Incrustaciones _____	134

5.6.2 Formación de Incrustaciones _____	136
5.6.3 Remoción de incrustaciones _____	137
5.6.4 Bio-inhibidores de incrustaciones e INTAV _____	137
5.6.4.1 Aloe vera _____	138
<i>CAPÍTULO VI</i> _____	142
<i>ANÁLISIS DE RESULTADOS</i> _____	142
7 Producción en las diferentes áreas de Venezuela _____	142
7.1 ANALIZAR ALGUNAS TECNOLOGÍAS PARA REDUCIR LOS CONTENIDOS DE GASES, ARENA, AGUA, EMULSIONES, CONTENIDO DE H ₂ S, ASFÁLTENOS, ÁCIDOS, SALES, INCRUSTACIONES, VISCOSIDAD Y GRAVEDAD. _____	145
7.1.2 Desaladores con tecnología de frecuencia dual _____	145
7.1.3 Inhibidor de Incrustaciones INTAV _____	146
7.2 DEFINIR EL IMPACTO EN LAS OPERACIONES DE PRODUCCIÓN Y REFINACIÓN POR LIMITACIONES EN LAS TECNOLOGÍAS SELECCIONADAS _____	147
7.2.1 Desaladores con Tecnología de Frecuencia Dual _____	147
7.2.2 Separadores Compactos _____	147
7.2.3 Inhibidor de incrustaciones INTAV _____	148
7.3 DEFINIR LAS LIMITACIONES EN LA PRODUCCIÓN DE CRUDO EN LAS DIFERENTES ÁREAS DE PRODUCCIÓN EN VENEZUELA. _____	148
<i>CONCLUSIONES</i> _____	150
Separadores Compactos _____	150
Inhibidor de Incrustaciones INTAV _____	151
Desaladores con Tecnología de Frecuencia Dual _____	151
<i>RECOMENDACIONES</i> _____	153

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Comportamiento de las propiedades del crudo con la inyección de diluyente _____	13
Figura 2.2 Ejemplo de flujo multifasico en una línea de transporte. _____	15
Figura 2.2 Ejemplo de flujo multifasico en una línea de transporte. _____	16
Figura 2.4 Múltiple de tuberías _____	18
Figura 2.5 Separadores de Producción/Prueba. _____	19
Figura 2.6 Calentador de Crudo. _____	20
Figura 2.7 Tanques de Almacenamiento. _____	21
Figura 2.8 Bombas de Transferencia. _____	22
Figura 2.9 Múltiples de producción. _____	24
Figura 2.9. Esquema de una estación de flujo tradicional. _____	26
Figura 2.10. Esquema de una estación de flujo multifásica. _____	27
Figura 2.11. Bomba multifásica de doble tornillo . _____	28
Figura 2.12. Tipos de bombas multifasicas en el mercado. _____	29
Figura 2.10 Separador horizontal bifásico. _____	30
Figura 2.11 Clasificación de Separadores . _____	30
Figura 2.12. Separador Vertical Bifásico . _____	31
Figura 2.13 Fuerzas sobre una gota de líquido en una corriente de gas. _____	35
Figura 2.15 Desalador _____	38
Figura 2.16 Depurador de Gas Horizontal. _____	41
Figura 2.17 Tanque de Almacenamiento. _____	44
Figura 2.21. Tanque de techo fijo. _____	45
Figura 2.22. Tanque de techo flotante. _____	46
Figura2.18 Tanque de Lavado. _____	50
Figura 2.19 Calentador de Crudo. _____	53

Figura 4.1 Área Cuenca Maracaibo – Falcón. _____	64
Figura 4.2 Área Cuenca Barinas – Apure. _____	65
Figura 4.3 Área Cuenca Oriental. _____	66
Figura 4.4 Área de La Faja Petrolífera del Orinoco. _____	67
Figura 4.5 Nomenclatura estratigráfica de los yacimientos del Mioceno-Costa del Distrito Bolívar. _____	70
Figura 4.7 División del bloque Carabobo. _____	78
Figura 4.8 División del bloque Carabobo FPO. _____	79
Figura 5.1 Faja Petrolífera del Orinoco. _____	83
Figura 5.2 Conformación del COPEM. _____	85
Figura 5.3 Diagrama de Procesos en la estación de flujo en el COPEM. _____	85
Figura 5.4. Proceso de deshidratación. _____	114
Figura 5.5. Unidad de potencia. _____	115
Figura 5.6 Electrodos Compuestos. _____	118
Figura 5.7 Distribución de fluido. _____	119
Figura 5.8 Distribuidores. _____	119
Figura 5.9 Separador Compacto Auger. _____	122
Figura 5.10 Separador Compacto tipo “Slip-Flo”. _____	124
Figura 5.11 Separador Compacto tipo Gasunie. _____	125
Figura 5.12 Separador Compacto tipo “Turbina Bifásica”. _____	127
Figura 5.13 Separador cilíndrico ciclónico de gas-líquido (GLCC). _____	128
Figura 5.14 Partes que componen el separador cilíndrico ciclónico. _____	132
Figura 5.15 Pozo del Estado Barinas afectado por incrustaciones de CaCO ₃ . _____	135
Figura 5.16 Proceso de formación de incrustaciones. _____	136
Figura 5.17 Estructura de la hoja de Aloe vera. _____	139
Figura 5.18. Principales compuestos presentes en la hoja de Aloe vera. _____	139

Figura 5.19 Modelo molecular propuesto de los polisacáridos presentes en el gel del Aloe vera. _____	140
Figura 5.20 Esquema del modelo de la caja de huevo. _____	141
Figura 5.21 actividad perforatoria año 2010 _____	142
Figura 5.22 producción anual en Venezuela _____	144
Figura 5.23 producción por cuenca para el año 2010 _____	144

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1 Estado de los pozos de petróleo y gas en la cuenca Maracaibo-Falcón	64
Tabla 4.2 Estado de los pozos de petróleo y gas en Barinas	65
Tabla 4.3 Estado de los pozos de petróleo y gas en la Cuenca Oriental	67
Tabla 4.4 Producción de los campos de la cuenca Maracaibo – Falcón expresada en MB y MBD	74
Tabla 4.5 Producción de la cuenca Barinas – Apure	75
Tabla 4.6 Producción de petróleo cuenca Oriental	77
Tabla 4.7 Producción de Petróleo Liviano – Mediano de las Empresas Mixtas Oriente.	81
Tabla 4.8 Producción de Petróleo Liviano–Mediano Empresas Mixtas Zulia-Falcón.	81
Tabla 4.8 Empresas Mixtas de la Faja Petrolífera del Orinoco.	81

INTRODUCCIÓN

Venezuela es un país privilegiado dentro de la industria petrolera mundial. Esto es así por su elevado volumen de reservas de petróleo y gas existentes en nuestro País. Además tiene una envidiable posición geográfica y la existencia de una infraestructura de producción, la cual comenzó su formación en los inicios de la industria petrolera mundial, todo lo cual le permite competir con ventaja en los mercados internacionales de los hidrocarburos.

Con el paso de los años Venezuela se ha convertido en unos de los principales países productores y exportadores de petróleo a nivel mundial con lo que se ha visto en la necesidad de mejorar cada vez más la producción, exportación y tratamiento del mismo para poder cumplir con los requerimientos de calidad exigidos en el mercado y poder competir con los otros países petroleros. Las mayores reservas venezolanas se encuentran en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), la cual ocupa la parte Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela y reúne un conjunto de yacimientos que poseen más de mil trescientos millones de barriles de crudo. Debido a ello se ha suscitado la necesidad de hacer muchos trabajos de exploración en dicha zona lo que implica la realización de numerosos pozos. En el pasado, el objetivo principal era perforar los pozos a la mayor velocidad posible sin preocuparse por las tasas de producción, con el fin de poner a producir en el menor tiempo posible.

Con el paso del tiempo la producción petrolera tiende a disminuir debido a muchos factores como lo son las caídas de presión, problemas de hoyo o yacimiento, debido al deterioro de los equipos instalados en la superficie, a que su vida útil se ha ido extinguiendo, o a un mal mantenimiento de las mismas, así como muchas otras; todo esto ha incentivado a realizar estudios para la instalación de nuevos equipos de superficie así como el uso de nuevas tecnologías que ayuden en la optimización y mejoramiento de la producción venezolana.

Es por ello que esta investigación propone hacer una evaluación de las facilidades existentes en superficie en los distintos campos petroleros de Venezuela, y específicamente en la Faja Petrolífera del Orinoco, de modo de sentar una base de conocimiento con la cual se pueda ampliar la información acerca del buen uso de estas facilidades, así como implementar nuevas tecnologías que puedan ser comparadas con las existentes y poder seleccionar la que mejor se ajuste para la optimización y mejoramiento de la producción venezolana, así como poder determinar sus limitaciones y poder hacer recomendaciones para el mejoramiento de las mismas.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las empresas cuyo campo de desarrollo están ligadas a la industria petrolera están continuamente realizando análisis sobre los factores que afectan la producción con el fin de mejorarlos, reducir los costos y así tener la mejor relación costo/producción.

Algunos de los parámetros que afectan la producción son:

- ✓ Caídas de Presión
- ✓ Agotamiento
- ✓ Tasas respecto al tiempo
- ✓ Facilidades de Superficie
- ✓ Nuevas Tecnologías

De estos parámetros, entre otros, surge la necesidad del estudio de las Facilidades de Producción de superficie, así como de las nuevas tecnologías presentes y las que están por venir, para optimizar la producción y obtener el mejor desarrollo de la empresa que los aplique.

En muchos de los casos la producción es afectada por un mal funcionamiento de los equipos de superficie, equipos viejos y maltratados por el paso del tiempo, mal mantenimiento, entre otros; que se traducen en bajas producciones. Muchas veces las empresas prefieren pasar de alto estos detalles y seguir con la producción como si nada, ya que prefieren seguir operando para no perder tiempo en el cambio de una maquina o en el mantenimiento del mismo; sin darse cuenta que a largo plazo un buen mantenimiento y un buen estudio detallado de las facilidades de superficie,

así como el uso de nuevas tecnologías harán que la producción se maximice traduciéndose en más ganancias y al final en más beneficios.

En los últimos años, Venezuela ha tenido un diferencial entre la capacidad instalada para producir y la producción total de crudo señalada en los informes oficiales. Lo que nos trae la problemática del ¿Por qué?, de este diferencial de producción, cuál es su conexión con las facilidades de superficie y con las tecnologías instaladas.

1.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar y evaluar las facilidades tecnológicas de producción de superficie para los diferentes crudos venezolanos.

1.1.1 Objetivos Específicos.

- ✓ Analizar y evaluar las mejores tecnologías para reducir y/o mejorar los contenidos de gases, arena, agua, emulsiones, contenido de H₂S, asfáltenos, ácidos, sales, viscosidad y gravedad.
- ✓ Analizar y evaluar tecnologías existentes en las zonas de producción de Venezuela y comentar acerca de sus limitaciones.
- ✓ Definir el impacto en las operaciones de producción y refinación por limitaciones en las tecnologías seleccionadas.
- ✓ Definir las limitaciones en la producción de crudo en las diferentes áreas de producción en Venezuela.
- ✓ Recomendar las mejoras en las facilidades existentes.
- ✓ Recomendar las mejoras que se pueden realizar para disminuir los costos y optimizar la producción de crudo en las facilidades existentes.

1.2 ALCANCE

Esta investigación tiene como premisa establecerse como una referencia en el estudio y análisis de las tecnologías existentes en las facilidades ubicadas en la superficie de los diferentes campos venezolanos específicamente en la Faja Petrolífera del Orinoco para la optimización de la producción venezolana, así como para la reducción de los costos mediante la recomendación de nuevas tecnologías existentes que puedan ser implementadas. Recomendar mejoras y presentar limitaciones de las tecnologías existentes así como las ventajas de las nuevas tecnologías que serán presentadas en este trabajo.

Es muy importante establecer un estudio de las facilidades presentes hoy en día en los campos venezolanos especialmente en la Faja Petrolífera del Orinoco para poder establecer comparaciones y poder recomendar nuevas tecnologías que puedan ser implementadas para optimizar la producción y reducir el contenido de H₂S, arena, asfaltenos, ácidos, sales, contenido de gases, emulsiones; así como disminuir la viscosidad y aumentar la producción de crudo. Establecer un estudio para definir limitaciones de producción, así como el impacto en las operaciones del mismo y las de refinación por limitación en tecnologías seleccionadas.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Con el propósito de aumentar y mejorar la producción, se realizan estudios permanentes en cuanto a caídas de presión, agotamiento, tasas respecto al tiempo, análisis de sensibilidad, fluidos de perforación, contaminantes, facilidades en superficie y fondo, nuevas tecnologías, entre otros. El beneficio de estos estudios se resume en remuneración económica; los entes protagonistas en el contexto de este proyecto, es decir, el País se beneficiaría así como en gran parte las compañías operadoras y de servicio de forma que reducirían los niveles de inversión y costos por mantenimiento a la vez que aumentarían las ganancias por producción,

obteniendo como resultado último un buen beneficio y una consolidación económica del País.

Es de gran importancia definir un marco de referencia para la validación de nuevas tecnologías que puedan ser implementadas en los campos petroleros para la optimización y mejoramiento de la producción de crudo, esto con el objeto de recomendar futuras estrategias que permitan el ahorro de tiempo y dinero para futuros planes de producción, con el fin, de optimizar las operaciones.

Cuando hablamos de producción, es sabido que esta depende de muchos factores, como la declinación de presión del yacimiento, problemas en el pozo, mal funcionamiento de las facilidades de superficies, equipos viejos y gastados, mal mantenimiento entre muchos otros; el buen manejo y conocimiento de estos factores puede resultar en una muy buena producción y optimización, así como un buen desarrollo para una empresa. Dicho esto, lo ideal sería tener en la superficie facilidades en óptimo estado que trabajen con la mayor eficiencia posible y con la mejor tecnología existente, para poder optimizar al máximo y poderle sacar el mayor provecho al yacimiento, así como tener tasas de producción elevadas y un crudo que pueda ser tratado de la mejor manera posible para que pueda cumplir con las especificaciones de calidad exigidas en el mercado; todo esto con la finalidad de llevar a un buen desarrollo y avance.

1.4 LIMITACIONES

Expuesta la intención de evaluar las facilidades tecnológicas de superficie para la optimización y mejoramiento de la producción de crudo, es de complejidad la obtención de datos recientes por parte de las empresas, así como las de servicio, debido a la confidencialidad que ellos tienen con respecto a los datos de producción así como de las facilidades existentes en los campos.

Por otro lado, puede que no se consiga la aceptación de estas nuevas tecnologías por parte de las empresas para el mejoramiento y optimización de la producción.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 LOS FLUIDOS DEL POZO Y SUS CARACTERÍSTICAS

✓ **Petróleo crudo**

El petróleo Crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos producidos en forma líquida. La gravedad API del petróleo Crudo puede estar en un rango de 6 a 50 grados API y una viscosidad de 5 a 90000 cp en condiciones de operación promedio. La coloración varía de verde claro, amarilla, marrón y negra.

✓ **Condensado**

Este puede referirse a cualquier mezcla de hidrocarburos relativamente ligeros que permanecen líquidos a temperatura y presión normales. Tendrán alguna cantidad de propano y butano disueltos en el condensado. A diferencia del aceite crudo, que tienen poca o ninguna cantidad de hidrocarburos pesados de los que contiene el combustible pesado. Hay tres fuentes principales de condensado. a).- Los hidrocarburos líquidos que se separan cuando el gas crudo es tratado. Este condensado típicamente consiste de C5 a C8 .b).- Los hidrocarburos líquidos provenientes del gas no asociado que son recuperados en la superficie. c).- Los hidrocarburos líquidos que provienen de los yacimientos de gas/condensado. Estos pueden ser apenas distinguibles de un crudo ligero estabilizado.

✓ **Gas Natural**

Un gas puede ser definido como una sustancia que no tiene forma o volumen propio, el cual llenará cualquier recipiente que lo contenga y tomará la forma del mismo. El hidrocarburo gaseoso asociado con el petróleo crudo es referido como gas

natural y puede ser encontrado como gas libre o como gas en solución. La gravedad específica del gas natural puede variar de 0.55 a 0.024 a condiciones estándar.

✓ **Gas Libre**

El gas libre es un hidrocarburo que existe en la fase gaseosa a la presión y temperatura de operación.

✓ **Gas en Solución**

El gas en solución se encuentra homogéneamente contenido en el petróleo como fase líquida a una presión y temperatura dada. Una reducción en la presión y/o un incremento en la temperatura pueden causar que el gas sea expulsado del petróleo. Entonces se asumen las características de gas libre.

✓ **Vapores Condensables**

Estos hidrocarburos existen como vapor a ciertas condiciones de presión y temperatura y como líquido a otras condiciones. En la fase de vapor, ellos asumen las características de un gas; su gravedad específica varía de 0.55 a 4.91 (aire =1), y la viscosidad de 0.006 a 0.011 cp a condiciones estándar.

✓ **Agua en hidrocarburos**

El agua producida con el petróleo crudo y el gas natural puede estar en forma de vapor o líquida. El agua líquida puede estar libre o emulsionada. El agua libre alcanza la superficie separada del hidrocarburo líquido, y el agua emulsionada se encuentra dispersa como gotas en el hidrocarburo líquido.

✓ **Impurezas y materiales extraños**

Los fluidos producidos del pozo pueden contener impurezas gaseosas tales como

nitrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno, y otros gases que no son hidrocarburos en naturaleza u origen. También pueden contener impurezas liquidas o semilíquidas, tales como agua y parafina, al igual que impurezas sólidas, tales como lodo de perforación, arena, fango y sal.

2.2 CARACTERIZACIÓN DEL PETRÓLEO

Las propiedades del fluido son la base para el análisis y solución de muchos problemas relacionados con la Ingeniería de Petróleo, como el caso específico del flujo de fluidos en las tuberías. Estas pueden ser determinadas a partir de medidas experimentales PVT o de correlaciones desarrolladas a partir de ellas mismas. Sin embargo la metodología más precisa para determinarlas consiste en su medición en el laboratorio con la disponibilidad de una muestra representativa del fluido, de los equipos, procedimientos, normativas y personal adecuado para la ejecución de esta actividad.

2.2.1 Propiedades más importantes del petróleo

✓ Densidad (ρ_o), Gravedad específica (γ_o) y °API del petróleo

La densidad del petróleo se define como la razón entre la masa de una unidad de volumen de crudo a una determinada presión y temperatura; mientras que la Gravedad Específica del petróleo es la razón entre la densidad del mismo y la densidad del agua, medidas a 60 °F y a 1 atm de presión. La Gravedad Específica representa un número adimensional que relaciona las densidades de los fluidos a 60°F (condiciones estándar). A estas condiciones la densidad del agua puede considerarse igual a 62.4 lbm/cft. Aunque la densidad y la gravedad específica del petróleo son variables comúnmente utilizadas en la industria petrolera, la gravedad

API, termino definido por el Instituto Americano del Petróleo que expresa la densidad de un fluido relativa al agua, es preferida como escala de gravedad.

✓ **Viscosidad del Petróleo (μ o)**

La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica. La viscosidad, que indica la resistencia que opone el crudo al flujo interno, se obtiene por varios métodos y se le designa por varios valores de medición. El poise o centipoise (0,01 poise) se define como la fuerza requerida en dinas para mover un plano de un centímetro cuadrado de área, sobre otro de igual área y separado un centímetro de distancia entre sí y con el espacio relleno del líquido investigado, para obtener un desplazamiento de un centímetro en un segundo. La viscosidad de los crudos en el yacimiento puede tener 0,2 hasta más de 1.000 centipoise. Es muy importante el efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los crudos, en el yacimiento o en la superficie, especialmente concerniente a crudos pesados y extrapesados.

✓ **Viscosidad absoluta (dinámica)**

Representa la viscosidad dinámica del líquido y es medida por el tiempo en que tarda en fluir a través de un tubo capilar a una determinada temperatura. Sus unidades son el poise o centipoise (gr/SegCm), siendo muy utilizada a fines prácticos.

✓ **Viscosidad relativa**

Es la relación de la viscosidad del fluido respecto a la del agua. A 20 °C la viscosidad del agua pura es de 1,002 centipoise.

✓ **Viscosidad cinemática:**

Es equivalente a la viscosidad expresada en centipoise dividida por la gravedad específica, a la misma temperatura. Se designa en stokes o centistokes.

✓ **Viscosidad Universal Saybolt:**

Representa el tiempo en segundos para que un flujo de 60 centímetros cúbicos salga de un recipiente tubular por medio de un orificio, debidamente calibrado y dispuesto en el fondo del recipiente, el cual se ha mantenido a temperatura constante.

✓ **% Agua y Sedimentos (%A y S)**

El porcentaje de agua y sedimentos es una medida del grado de impurezas contenidas en el crudo. También es la cantidad de agua y sedimentos contenidos en los fluidos producidos por el pozo, expresado en v/v y obtenido en el laboratorio mediante un proceso de centrifugación, de acuerdo con los métodos ASTM.

2.2.2 Clasificación de los crudos

Según su Volatilidad

- ✓ Crudos Livianos (con más de 50% de componentes livianos).
- ✓ Crudos Medianos (entre 20% y 50% de componentes livianos).
- ✓ Crudos Pesados (con menos de 20% de componentes livianos).

Según el contenido de Azufre (S)

- ✓ De alto Azufre (más de 2% de contenido de Azufre total). Caso de los crudos pesados (X) y extrapesados (XP).
- ✓ De mediano Azufre (entre 0.1% y 2% de contenido de S).
- ✓ De bajo Azufre (contenido de S inferior a 0.1%).

Según °API

- ✓ Condensados °API > 40.
- ✓ Livianos °API entre 30 y 39.9.
- ✓ Medianos °API entre 20 y 29.9.
- ✓ Pesados °API entre 10 y 19.9.
- ✓ Extra Pesados °API < 10.

Características de los Crudos Livianos

- ✓ Viscosidad (μ) menores a los 10 cPs.
- ✓ Densidad (ρ) menores a 0,870 gr/cm³.
- ✓ Gravedad API (°API) mayores a 30°.

Características de los Crudos Medianos

- ✓ Viscosidad (μ) entre 10 y 100 cPs.
- ✓ Densidad (ρ) entre 0,870 gr/cm³ y 0,934 gr/cm³.
- ✓ Gravedad API (°API) entre 20° y 29.9°.

Características de los Crudos Pesados (X)

- ✓ Viscosidad (μ) entre 100 y 10000 cPs.
- ✓ Densidad (ρ) entre 0,934 y 1 gr/cm³.
- ✓ Gravedad API (°API) entre 10° y 19.9°.

Características de los Crudos Extrapesados (XP)

- ✓ Viscosidad (μ) mayores a los 10000 cPs.

- ✓ Densidad (ρ) mayores a 1 gr/cm^3 .
- ✓ Gravedad API ($^\circ\text{API}$) inferiores 10° .

2.3 TRANSPORTE DE CRUDO PESADO POR DILUCIÓN

El método dilución consiste en mezclar crudo pesado con hidrocarburos medianos, livianos o con cortes de petróleo como querosén o nafta, en una proporción tal que permita su movimiento a través de tuberías en condiciones económicamente aceptables, ya que como se muestra en la figura 2.1, las viscosidades y densidades de los crudos extrapesados disminuyen a mayor porcentaje de diluyente. Esta se realiza hasta conseguir una mezcla operacionalmente manejable desde el punto de vista de su fluidez. Para que esto suceda habrá que determinar la calidad y cantidad de diluyente necesario para conseguir la mezcla buscada.

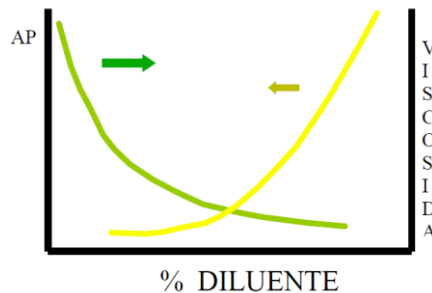


Figura 2.1 Comportamiento de las propiedades del crudo con la inyección de diluyente [1]

2.3.1 Inyección de Diluyente

La inyección de diluyente puede realizarse en fondo o en superficie. A su vez, la inyección en fondo puede hacerse a la succión o a la descarga de la bomba del pozo. La ventaja de hacerlo a la succión es que la viscosidad de los fluidos a la entrada disminuye, lo cual propicia un mayor llenado de la cavidad, aumentando la eficiencia volumétrica. Por otro lado, en este caso la bomba maneja no solo los fluidos de

yacimiento, sino también el caudal de diluyente, lo cual disminuye la eficiencia global del sistema.

2.3.2 Importancia de la Inyección de Diluyente

- ✓ Reduce el consumo de energía eléctrica.
- ✓ Mejora el desplazamiento de fluidez en la línea de producción.
- ✓ Permite una mejor separación, deshidratación y desalación de los crudos extrapesados.

2.4 FLUJO MULTIFÁSICO

2.4.1 Definiciones de los fluidos

El flujo multifásico puede tener las tres fases, agua, petróleo y gas (Ver figura 2.2) y es una situación muy típica en la industria petrolera, la cual ocurre desde el momento que se produce el petróleo hasta la separación efectiva de las fases, es decir el flujo multifásico se tiene en el pozo.

El flujo multifásico es un fenómeno complejo que es difícil de entender, predecir y modelar. Las características comunes de cada fase individual tales como el perfil de velocidad, turbulencia y el lindero de la capa, son insuficientes para describir la naturaleza de tales flujos.

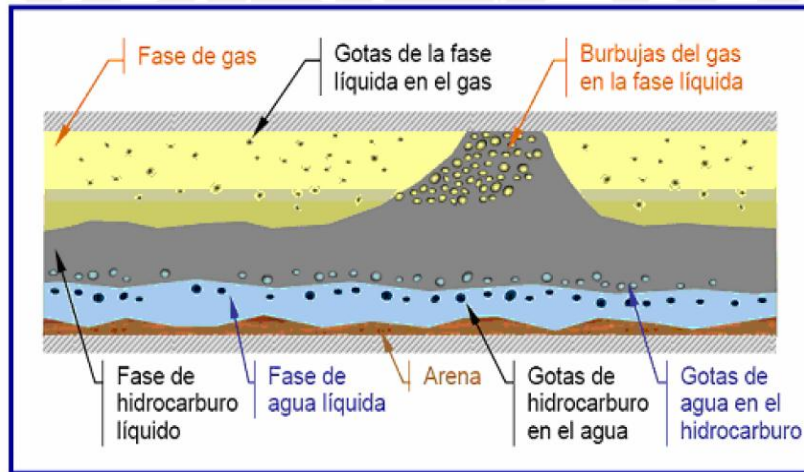


Figura 2.2 Ejemplo de flujo multifásico en una línea de transporte. [1]

2.5 ESTACIONES DE FLUJO

El concepto moderno de una estación de flujo se refiere al conjunto de equipos interrelacionados para recibir, separar, almacenar temporalmente y bombear los fluidos provenientes de los pozos que le son asignados.

El líquido (petróleo y agua) y gas asociado, proveniente de los pozos llega a la estación de flujo a un cabezal (Múltiple) o “cañón” de producción general y luego a los separadores generales donde ocurre la separación gas – líquido. El gas sale por el tope de los separadores y va al depurador, donde deja los residuos de crudo que pudieron haber quedado en la separación. El gas limpio es enviado a las plantas de compresión a través de las tuberías de recolección. El líquido es enviado desde los separadores hacia los tanques de recolección, donde es bombeado a los patios de tanques en tierra a través del sistema de recolección de crudo (líneas de bombeo) correspondiente.

Los volúmenes de líquido y gas de cada pozo son llevados a un separador (con características e instrumentos especiales) que permiten cuantificar los volúmenes de fluidos producidos por cada pozo.

Algunas estaciones de flujo, escogidas estratégicamente, son utilizadas como punto de inyección de química deshidratante, cuya función es acelerar el proceso de separación crudo-agua y evitar la formación de emulsiones fuertes. También se utiliza, dependiendo del tipo de crudo, la inyección de química antiespumante en los separadores, con el propósito de minimizar la formación de espuma que afecta el proceso de separación crudo-gas.

Las características como dimensión, ubicación y equipos de una Estación de Flujo (Figura 2.3) van a depender de las propias del campo, del tipo de fluido que se maneja, de la configuración y ubicación de los pozos y de las instalaciones aguas abajo así como del factor económico.

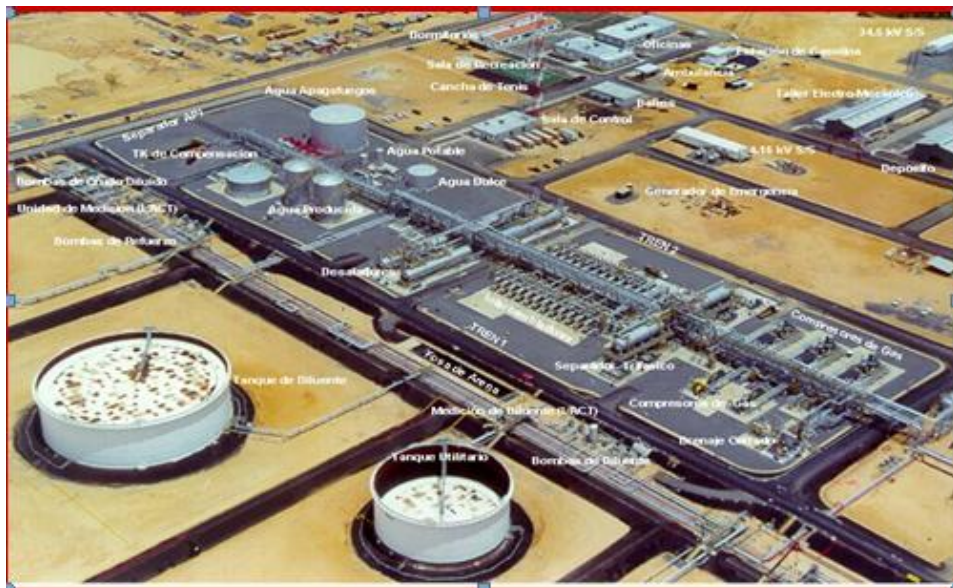


Figura 2.2 Ejemplo de flujo multifasico en una línea de transporte. [1]

2.5.1 Principales Funciones de las Estaciones de Flujo

- ✓ Recolectar la producción de diferentes pozos de un área determinada.
- ✓ Separar el gas del líquido a distintas presiones.
- ✓ Probar los pozos de manera individual.
- ✓ Almacenar temporalmente la producción obtenida.

- ✓ Medir la producción de gas y líquido.
- ✓ Distribuir los fluidos (gas y líquido) a las demás instalaciones aguas abajo.

2.5.2 Etapas de manejo del petróleo dentro de una Estación de Flujo

El proceso de manejo se puede dividir en etapas generales, entre las que se encuentran:

- ✓ Etapa de recolección.
- ✓ Separación.
- ✓ Calentamiento.
- ✓ Depuración.
- ✓ Deshidratación.
- ✓ Almacenamiento y bombeo.

Es importante mencionar que en todas las Estaciones de Flujo ocurre el mismo proceso, por lo que podemos decir que estas etapas son empleadas en un gran número de estaciones; luego de pasar por estas etapas, los distintos productos pasarán a otros procesos externos a la estación. A continuación se describen cada una de las etapas por las que pasan los fluidos provenientes de los pozos:

✓ Recolección

Esta es una de las etapas más importantes del proceso y consiste en recolectar la producción de los diferentes pozos de una determinada área a través de tuberías tendidas desde el pozo hasta la Estación de Flujo respectiva, o a través de tuberías o líneas provenientes de los múltiples de petróleo encargados de recibir la producción de cierto número de pozos o “*cluster*” (Figura 2.4).



Figura 2.4 Múltiple de tuberías [3]

✓ Separación

Una vez recolectado, el petróleo crudo o mezcla de fases (líquida y gas) se somete a una separación líquido–gas dentro del separador. La separación ocurre a altas y bajas presiones que oscilan en el orden de 50 a 200 libras o dependiendo de las características de los pozos. Después de la separación, el gas sale por la parte superior del recipiente y el líquido por la inferior para posteriormente pasar a las siguientes etapas. Es importante señalar que las presiones de trabajo son mantenidas por los instrumentos de control del separador (Figura 2.5).



Figura 2.5 Separadores de Producción/Prueba [3].

✓ **Depuración**

Por esta etapa pasa únicamente el gas que viene de la etapa de separación, y lo que se busca es recolectar los restos de líquido en suspensión que no se lograron atrapar en el separador, además de eliminar las impurezas que pueda haber en el gas. El líquido recuperado en esta etapa es insertado a la línea de líquido que va hacia el tanque de lavado o de almacenamiento según sea el caso, el gas limpio es enviado por las tuberías de recolección a las plantas de compresión o mini plantas, y otra cantidad va para el consumo interno del campo cuando se trabaja con motores a gas.

✓ **Medición de petróleo**

El proceso de medición de fluidos y posterior procesamiento de datos, se hace con la finalidad de conocer la producción general de la estación y/o producción individual de cada pozo.

La información sobre las tasas de producción es de vital importancia en la planificación de la instalación del equipo superficial y subterráneo, tales como la configuración de los tanques, tuberías, las facilidades para la disposición del agua y el diseño de las bombas. Algunas de las decisiones más importantes de la

compañía están basadas en los análisis hechos por los ingenieros de petróleo, cuyo trabajo es ampliamente dependiente de la información de la prueba de pozos.

✓ **Calentamiento**

Después de pasar el crudo por el separador, la emulsión agua–petróleo va al calentador u horno, en donde es sometido a un proceso de calentamiento. Aplicación de calor tiene por finalidad aumentar el movimiento de las partículas en suspensión de la fase dispersa creando un mayor número de choques entre estas, produciéndose una expansión de las gotas de agua que provoca que la partícula del agente emulsionante se rompa. Este proceso es llevado a cabo generalmente en las estaciones de flujo en tierra, aunque en algunos casos se aplican en costa afuera (mar, lago, etc.). (Figura 2.6).



Figura 2.6 Calentador de Crudo [3].

✓ **Deshidratación del petróleo**

Después de pasar por la etapa de calentamiento, la emulsión de petróleo y agua es pasada por la etapa de deshidratación con la finalidad de separar la emulsión y extraer las arenas que vienen desde los pozos. Luego el petróleo es enviado a

los tanques de almacenamiento y el agua a los sistemas de tratamiento de efluentes.

✓ **Etapa de almacenamiento del petróleo**

Diariamente en las Estaciones de Flujo se recibe el petróleo crudo producido por los pozos asociados a las mismas y es recolectado en los tanques de almacenamiento después de haber pasado por los procesos de separación y deshidratación, para luego, ser transferido a los patios de tanques para su tratamiento y/o despacho (Figura 2.7).



Figura 2.7 Tanques de Almacenamiento [3].

✓ **Bombeo**

Después de pasar por las distintas etapas o procesos llevados a cabo dentro de la Estación de Flujo, el petróleo ubicado en los tanques de almacenamiento es bombeado hacia los patios de tanques para su posterior envío a las refinerías o centros de despacho a través de bombas de transferencia.

Las bombas que normalmente se emplean en la Estaciones de Flujo son del tipo recíprocante o centrífugas, que son accionadas por motores de combustión interna o eléctricos. Normalmente cuando se diseña el sistema de bombeo, se instala una bomba más al número mínimo requerido ya que son sistemas

sometidos a estrictos servicios de manteniendo y así mantener los niveles de producción.

✓ **Etapa de Despacho**

Finalmente el petróleo después de pasar por las distintas etapas del proceso de tratamiento, es enviado al patio de tanque, por medio de un sistema de bombeo que lo bombea a través de kilómetros de tuberías hasta su destino final (Figura 2.8).



Figura 2.8 Bombas de Transferencia [3].

2.5.3 Principales Componentes de una Estación de Flujo

✓ **Múltiples de producción**

Son dispositivos que reciben el fluido transportado por varias líneas de transferencia proveniente de los pozos productores. Están contruidos de manera que permitan, en cualquier momento, desviar de la corriente total, la producción de un pozo en

particular hacia el Sistema de Prueba de Pozo para cuantificar su producción individual (ver figura 2.9).

✓ **Líneas de Flujo**

Simplemente son las distintas tuberías existentes en la estación que transportan un fluido determinado.

✓ **Separadores**

Son recipientes o dispositivos mecánicos utilizados para separar un fluido en sus diferentes fases.

✓ **Desaladores**

El nombre desalador implica un recipiente que remueve la sal del crudo. La sal solo está presente en la fase acuosa por lo cual hay dos formas de removerla. Una es remover toda el agua y otra es diluir el agua. Un desalador realiza ambas y utiliza una carga electrostática para remover la mayoría del agua, agua limpia es inyectada al crudo para diluir la concentración de sal.

✓ **Calentadores y/o enfriadores**

Empleados para controlar la temperatura de los fluidos que se manejan en la estación.

✓ **Patio de Tanques**

Instalaciones que almacenan los volúmenes de líquidos producidos por la estación. Se encuentran generalmente a condiciones atmosféricas de presión. Pueden ser de techo flotante, en donde los recipientes cilíndricos poseen un techo móvil que tiene la finalidad de evitar la pérdida por evaporación de las fracciones más livianas o de techo fijo los cuales poseen un techo inmóvil. El tipo de tanque a utilizar depende directamente del tipo de crudo que se recibirá en ellos.

✓ **Sistema de Bombeo**

Empleado para llevar el líquido producido que se encuentra en los tanques a los distintos puntos de distribución.

✓ **Estación Eléctrica**

Equipos empleados para suministrar la energía necesaria para poner en funcionamiento los distintos dispositivos existentes en la estación.

✓ **Sistemas contra incendios**

Capaces de suministrar agua o agentes para las labores de combate de incendios y enfriamiento de las estructuras de la estación de flujo.

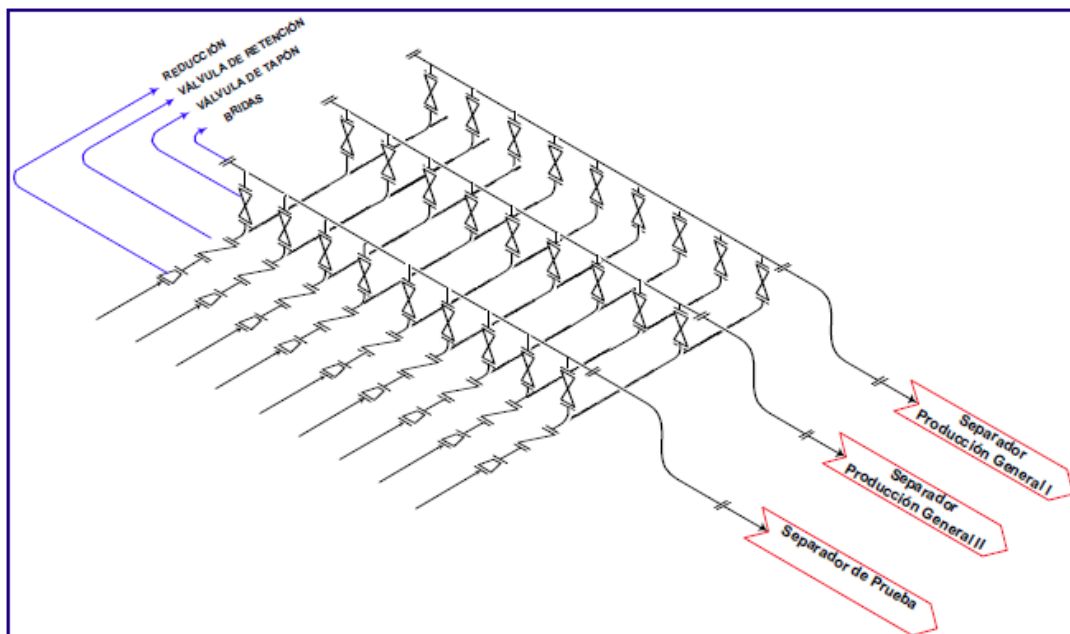


Figura 2.9 Múltiples de producción [4].

Otros sistemas que se pueden encontrar en las estaciones de flujo son los siguientes:

- ✓ Tanques de productos químicos (antiespumantes, agentes desemulsificantes, etc.)
- ✓ Bombas de inyección de productos químicos.
- ✓ Sistema de seguridad y pararrayos.
- ✓ Sistemas de protección sobre corrosión.
- ✓ Sistemas de manejo de raspadores.
- ✓ Sistemas de manejo de gas de levantamiento.
- ✓ Sistemas de venteo.
- ✓ Sistemas de transmisión de señales.
- ✓ Sistemas de Aire de Instrumentos.

Las estaciones de flujo pueden ser de tipo manual, cuando su funcionamiento depende del personal, o semiautomática, donde parte de sus funciones se realizan con controles automáticos.

Para realizar las mediciones de flujos de gas en la estación generalmente se emplean dispositivos que usan el método de presión diferencial como placas orificio. Para la medición del líquido existen diferentes métodos dentro de los cuales están el uso de flotadores, rotámetros, aforación directa e indirecta, conteo de carga o descarga, desplazamiento positivo y coriolis.

2.6 CLASES DE ESTACIONES DE FLUJO

Las Estaciones de Flujo se clasifican según su lugar de construcción, estas son:

- ✓ Estaciones en tierra
- ✓ Estaciones construidas en el Lago de Maracaibo

- ✓ Estación de flujo tradicional
- ✓ Estación de flujo multifásica

Las diferencias entre las clases de Estaciones son el costo de instalación y el tamaño. La construcción de Estaciones de Flujo en el Lago de Maracaibo requiere de una inversión mayor que las construidas en tierra, porque las operaciones son de mayor riesgo en el Lago y esto implica mayor costo en estructura y equipos. En cuanto al tamaño, las instaladas sobre el Lago son de menor tamaño. Pero en general ambas cumplen con lo mismo proceso, recepción, tratamiento, almacenamiento y bombeo de petróleo.

2.6.1 Estación de flujo tradicional

El sistema convencional está conformado por un sistema de separación, un múltiple con dos (2) cabezales, bombas, sistemas de tuberías y tanques, como se observa en la figura 2.9.

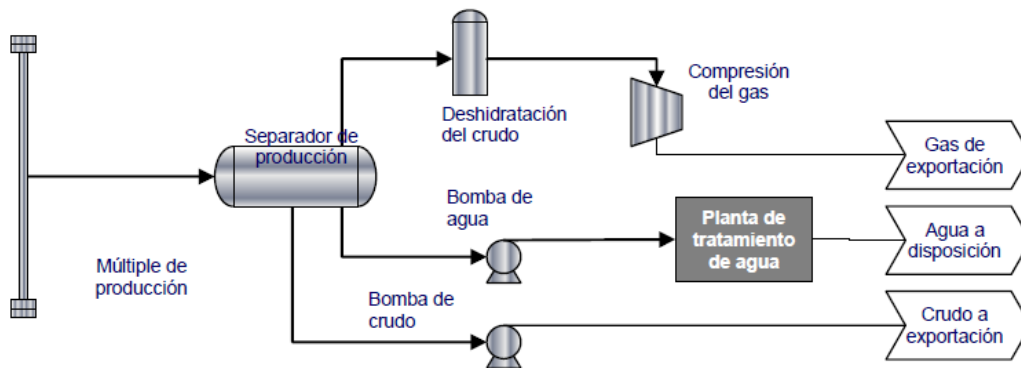


Figura 2.9. Esquema de una estación de flujo tradicional [5].

La mezcla proveniente de los pozos, es recibida en el cabezal de producción general del múltiple de producción, pasando posteriormente al sistema de separación, en el cual se separa el gas de la mezcla. El crudo más el agua es enviado a la Estación Principal de producción, donde se cumple el proceso de deshidratación de crudo

diluido y parte del gas es enviado al sistema de gas combustible de la Estación Principal de producción y el resto a los sistemas de compresión, para la venta o proyectos de recuperación secundaria, en cuanto al agua separada del crudo es transferida a plantas de tratamientos para su posterior disposición en pozos inyectoros.

2.6.2 Estación de flujo multifásica

Las bombas multifásicas son las encargadas de transferir el flujo (crudo, gas, agua) provenientes del pozo, suministrándole la energía necesaria para transportarlos desde sitios lejanos a las facilidades de separación y tratamiento de éstos. El bombeo multifásico se usa para sustituir el sistema convencional de Estaciones de Flujo.

La bomba multifásica permite agregar energía a un fluido aún no procesado o separado en sus fases, lo cual permite que el mismo sea transportado a instalaciones de procesamiento alejadas, sin aumentar la presión en boca de pozo. Cabe recalcar que en esta tecnología multifásica su principal objetivo en su implementación es eliminar los sistemas y equipos de superficie antes mencionados como se muestra en la figura 2.10. Las bombas multifásicas permiten que la presión en cabeza disminuya, aumentando el diferencial de presión, por ende se tiene una mayor producción.

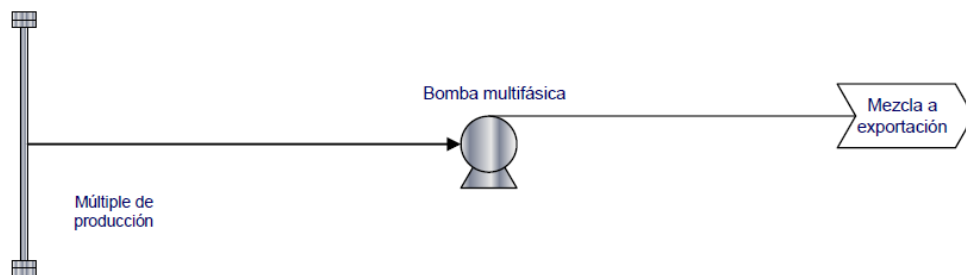


Figura 2.10. Esquema de una estación de flujo multifásica [5].

2.6.2.1 Condiciones operacionales

La capacidad de la bomba va a depender de la velocidad de operación, diferencial de presión, el paso de los tornillos y la viscosidad del fluido. Las bombas son capaces de manejar líquidos de alta y baja viscosidad y también son capaces de manejar fluidos abrasivos, siempre y cuando se haga la selección correcta de los materiales para el rotor, en la figura 2.11. Se presenta una bomba de desplazamiento positivo que trabaja con crudo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco.



Figura 2.11. Bomba multifásica de doble tornillo [5].

2.6.2.2 Tipos de bombas multifásicas

Existen muchos tipos de bombas para diferentes aplicaciones. Los factores más importantes que permiten escoger un sistema de bombeo adecuado son: presión última, presión de proceso, velocidad de bombeo, tipo de gases a bombear (la

eficiencia de cada bomba varía según el tipo de gas). Así en la figura 2.12 se tiene los siguientes tipos de bombas multifásicas.

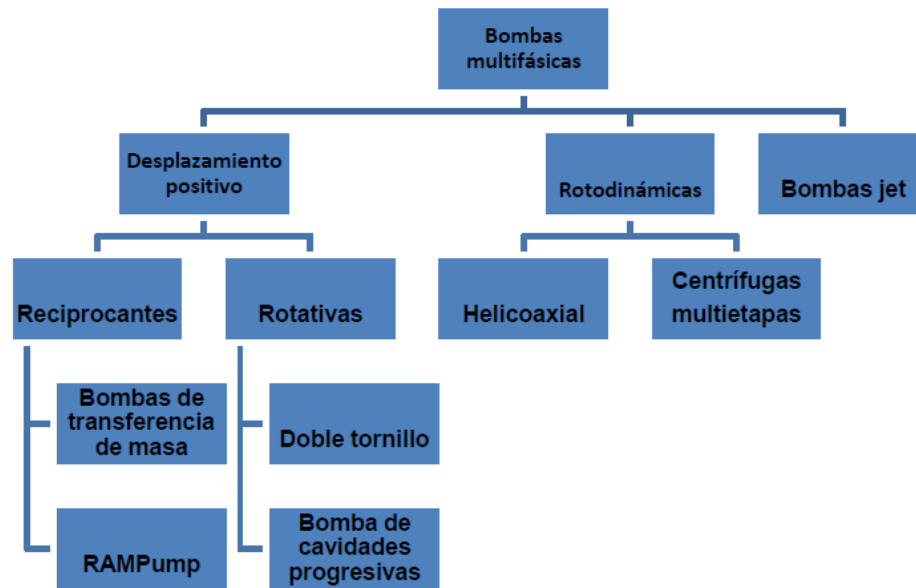


Figura 2.12. Tipos de bombas multifásicas en el mercado [5].

2.7 SEPARADORES

La separación es el proceso mediante el cual se aíslan los diversos componentes que posee el fluido proveniente de los pozos (crudo, agua y gas), con el fin de optimizar el procesamiento y comercialización de algunos de ellos (crudo y gas) (Martínez 1990).

El término separador es aplicado a una gran variedad de equipos usados para separar mezclas de dos o más fases (figura 2.10). Estas mezclas pueden estar formadas por: una fase vapor y una líquida; una fase vapor y una sólida; dos fases líquidas inmiscibles (aceite/agua); una fase vapor y dos líquidas o alguna otra combinación de las anteriores.



Figura 2.10 Separador horizontal bifásico [6]

El diseño apropiado de los separadores es de suma importancia, debido a que estos tipos de recipientes son normalmente los equipos iniciales en muchos procesos. Un diseño inadecuado puede crear un cuello de botella que reduzca la capacidad de producción de la instalación completa.

2.7.1 Clasificación de los separadores

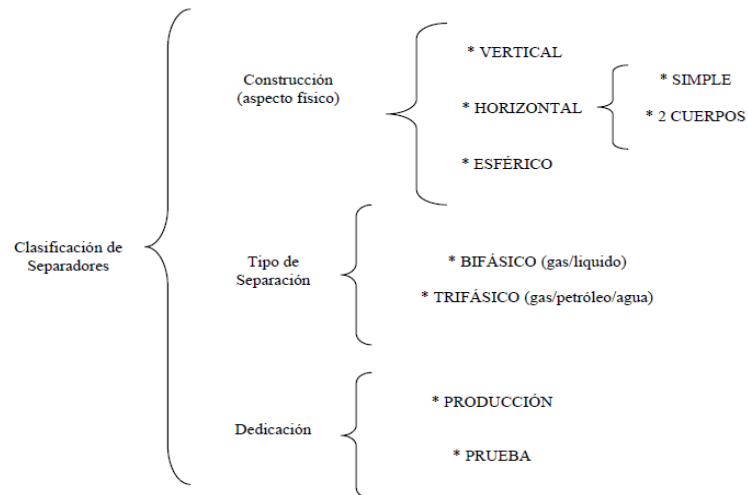


Figura 2.11 Clasificación de Separadores [7].

2.7.2 Separadores bifásicos

Son recipientes capaces de separar el gas y líquido inmiscible. Se emplean para dejar lo más libre posible el gas del petróleo y viceversa a presiones y temperaturas definidas. En la figura 2.12 se muestra los componentes de un separador bifásico vertical.

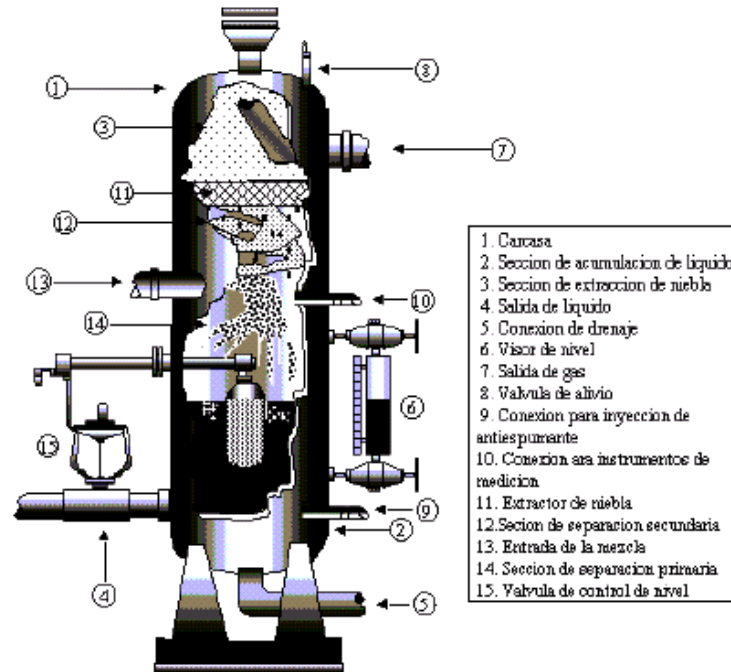


Figura 2.12. Separador Vertical Bifásico [6].

Este es el separador más empleado en las estaciones de flujo. Las fases de separación que se llevan a cabo dentro del mismo son:

2.7.3 Separación Primaria

Esta fase recibe la mayor cantidad de los fluidos provenientes del pozo. Esta provista de piezas desviadoras o "Baffles" cuyo objetivo es desviar el fluido para que efectúe un mayor recorrido dentro del separador, aprovechando al máximo el espacio disponible. Esto junto con la fuerza centrífuga y el cambio abrupto de dirección, ayuda a una mejor separación del gas y el líquido.

2.7.4 Separación Secundaria

Está diseñada para usar la fuerza de gravedad en la separación del gas y líquido. Consta de una serie de vasos, a través de los cuales el gas se mueve a baja velocidad y con poca turbulencia.

2.7.5 Extracción de Neblina

En esta fase se usa un extractor de neblina o "*Demister*", el cual puede ser de varios diseños: una serie de aspas, un colchón de mayas de alambre. Dicho extractor de neblina remueve las gotas muy pequeñas de líquido en una separación final, antes que el gas salga de los vasos.

2.7.6 Acumulación de Líquidos

Actúa como recolectora de todo el líquido removido del gas en las tres fases anteriores. Está provista de un instrumento de control de nivel de líquido.

Las partes de un Separador Bifásico son:

- ✓ El cuerpo o carcasa de acero cuyo tamaño depende de la capacidad requerida. El espesor de este casco de acero depende de la presión a la cual se ha diseñado.
- ✓ Sección de acumulación de líquidos.
- ✓ Se tiene un espacio en la parte superior del recipiente para que el gas fluya después que ocurre la separación de los líquidos.
- ✓ Salida de líquidos que se encuentra cerca del fondo del separador. En esta salida se instala una válvula automática (válvula de control de nivel), la cual puede abrirse o cerrarse cuando el nivel de líquido llega a un nivel predeterminado dentro del separador.

- ✓ Conexión de drenaje en el fondo del recipiente con una válvula manual. Al abrirse la válvula, se drenan las acumulaciones de agua, arena y sedimentos del fondo del recipiente.
- ✓ Visor de nivel en el exterior del separador para observar en donde se encuentra el nivel de líquido dentro del recipiente.
- ✓ Línea de salida de gas en la parte superior del recipiente que va al sistema colector de gas. En esta línea se encuentran una válvula de control de presión y una válvula de venteo.
- ✓ Válvula de seguridad o alivio, que se encuentra en la parte superior del equipo, también llamada de relevo, y un disco rompible.
- ✓ Conexiones para la inyección de química antiespumante y desemulsificante.
- ✓ Conexiones para manómetros y termómetros.
- ✓ El extractor o eliminador de niebla.
- ✓ Sección de separación secundaria.
- ✓ Entrada de mezcla.
- ✓ Sección de separación primaria.
- ✓ Válvula de control de nivel.

2.7.7 Separadores trifásicos

Son recipientes capaces de separar el gas y las dos fases de líquidos inmiscibles. Por lo general resultan muy grandes porque se diseñan para garantizar que ambas fases (petróleo, agua) salgan completamente libres una de la otra (agua sin petróleo y petróleo sin agua). Estos separadores se emplean para separar el agua que pueda

estar presente en el crudo, con lo cual se reduce la carga en el equipo de tratamiento del petróleo y se aumenta la capacidad de transporte en las tuberías. También ayuda a mejorar la precisión de las mediciones de flujo.

2.7.8 Principios de la separación

En el diseño de separadores es necesario tomar en cuenta los diferentes estados en que pueden encontrarse los fluidos y el efecto que sobre éstos puedan tener las diferentes fuerzas o principios físicos.

Los principios fundamentalmente considerados para realizar la separación física de gas, líquidos o sólidos son: el momentum o cantidad de movimiento, la fuerza de gravedad y la coalescencia. Toda separación puede emplear uno o más de estos principios, pero siempre las fases de los fluidos deben ser inmiscibles y de diferentes densidades para que ocurra la separación (GPSA 1998).

2.7.8.1 Momentum (Cantidad de movimiento)

Fluidos con diferentes densidades tienen diferentes momentum. Si una corriente de dos fases se cambia bruscamente de dirección, el fuerte momentum o la gran velocidad adquirida por las fases, no permiten que las partículas de la fase pesada se muevan tan rápidamente como las de la fase liviana, este fenómeno provoca la separación.

2.7.8.2 Fuerza de gravedad

Las gotas de líquido se separan de la fase gaseosa, cuando la fuerza gravitacional que actúa sobre las gotas de líquido es mayor que la fuerza de arrastre del fluido de gas sobre la gota (ver Figura 2.13).

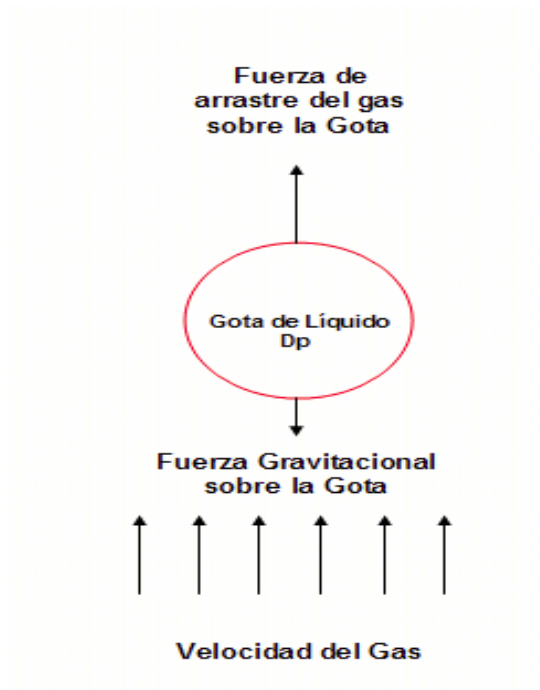


Figura 2.13 Fuerzas sobre una gota de líquido en una corriente de gas [8].

2.7.8.3 Coalescencia

Las partículas muy pequeñas que se definen como “neblina” prácticamente no pueden ser separadas por gravedad. Estas gotas pueden coalescer para formar gotas más grandes que tendrán un asentamiento por gravedad. La coalescencia es el fenómeno que hace posible que las gotas de la fase dispersa se aglomeren y formen una fase continua (Ver figura 2.14).

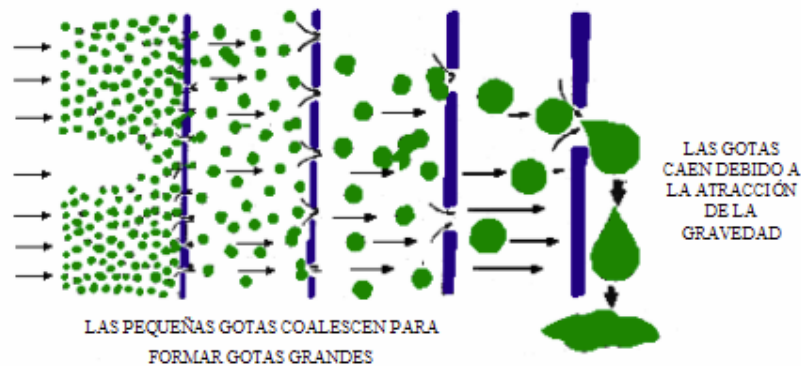


Figura 2.14 Fenómeno de Coalescencia [8].

Se inicia al ocurrir choques entre gotas con fuerza suficientes para romper la película interfacial. Una vez en contacto físico, el proceso se completa por fuerzas superficiales. Sistemas de coalescencia en los separadores obligan al gas a fluir por un camino tortuoso. La cantidad de movimiento de las gotas les causa choques entre gotas, formando gotas de mayor tamaño. Estas gotas de mayor tamaño pueden separarse del gas por gravedad. Las redes de alambres o mallas son típicos sistemas de coalescencia usados en los separadores bifásicos.

2.7.9 Funciones que debe cumplir un Separador

Un recipiente bien diseñado hace posible una separación del gas libre y de los diferentes líquidos. Por ende, el objetivo es cumplir con las siguientes funciones:

- ✓ Permitir una primera separación entre los hidrocarburos, esencialmente líquidos y gaseosos.
- ✓ Refinar aún más el proceso, mediante la recolección de partículas líquidas atrapadas en la fase gaseosa.
- ✓ Liberar parte de la fracción gaseosa que pueda permanecer en la fase líquida.
- ✓ Descargar, por separado, las fases líquida y gaseosa, para evitar que se puedan volver a mezclar, parcial o totalmente.

2.7.10 Requisitos necesarios para el diseño de un Separador

Para satisfacer las funciones que debe cumplir un separador, es necesario tomar en cuenta los puntos siguientes:

- ✓ La energía que posee el fluido al entrar al recipiente debe ser controlada.
- ✓ Los flujos de las fases líquida y gaseosa deben estar comprendidos dentro de los límites adecuados que permitan su separación a través de las fuerzas gravitacionales que actúan sobre esos fluidos y que establezcan el equilibrio entre las fases líquido-vapor.
- ✓ La turbulencia que ocurre en la sección ocupada principalmente por el gas debe ser minimizada.
- ✓ La acumulación de espuma y partículas contaminantes deben ser controladas.
- ✓ Las fases líquida y gaseosa no se deben poner en contacto una vez separadas.
- ✓ Las regiones del separador donde se puedan acumular sólidos deben, en lo posible, estar provistos de facilidades adecuadas para su remoción.
- ✓ El equipo será provisto de la instrumentación adecuada para su funcionamiento adecuado y seguro en el marco de la unidad/planta a la que pertenece.
- ✓ El separador requiere de válvulas de alivio, con el fin de evitar presiones excesivas, debido a diferentes causas, por ejemplo: líneas obstaculizadas.
- ✓ El separador debe estar dotado de manómetros, termómetros, controles de nivel, visibles; para hacer, en lo posible, revisiones visuales.
- ✓ Es conveniente que todo recipiente tenga una boca de visitas, para facilitar la inspección y mantenimiento.

El cumplimiento de los puntos antes mencionados es fundamental para obtener la eficiencia requerida. Por consiguiente, la separación depende, con preferencia, del diseño del equipo usado en el procesamiento y de las condiciones tanto corriente arriba como corriente abajo.

2.7.11 Factores que se deben considerar durante el diseño de un Separador

A los efectos del diseño de un separador se deben considerar los parámetros que afectan el comportamiento del sistema, los cuales llevan a determinar, el tipo de recipiente que se ha de utilizar.

2.8 DESALADORES

Está compuesto por un recipiente hermético a presiones moderadas y de un equipo auxiliar que depende del diseño (figura 2.15). La corriente eléctrica, automáticamente controlada, entra al tratador luego de haber sido transformada en una de alto voltaje apropiado.

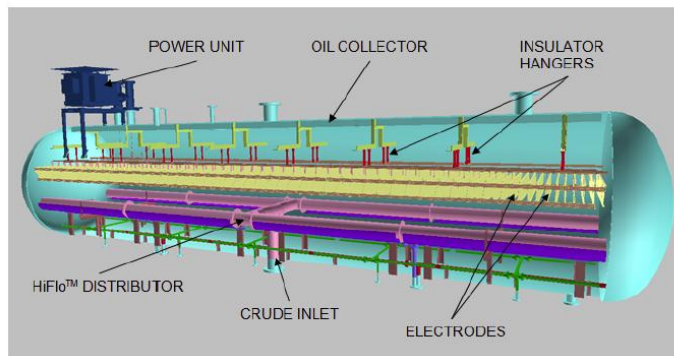


Figura 2.15 Desalador [2]

La emulsión a ser tratada entra al deshidratador, pasa entre dos electrodos, de los cuales uno es fijo y el otro puede moverse en un plano vertical para ajustar convenientemente la distancia entre ellos. Una vez que se produce la ruptura de la

emulsión, el agua es drenada y el petróleo limpio fluye por la parte superior de la unidad.

2.9 SISTEMAS DE MEDICIÓN DE PETRÓLEO

La fiscalización del almacenamiento y despacho de volúmenes de petróleo es obligatoria por disposiciones del Ministerio de Petróleo y Minería, MINFRA y Ministerio de la Defensa, para los fines de control de la producción, exportación, refinación y consumo interno, regalías e impuestos.

Estos registros permiten cuantificar la tasa de producción de un pozo, así como, las mediciones de temperatura y porcentaje de agua disuelta en el crudo; parámetros necesarios para determinar la gravedad específica real del petróleo y el volumen neto producido.

Para la medición de los fluidos provenientes de un pozo, se usa un separador-medidor llamado separador de prueba o medida, que posee un sistema registrador de las descargas de fluido, hechas por el separador en un tiempo determinado o un contador mecánico o de desplazamiento positivo, que contabiliza la cantidad del fluido que pasa a través de él, en un tiempo determinado. En uno u otro caso, el número de descargas dependerá de la producción del pozo.

Para la medición del gas de cada pozo individualmente, se utiliza un medidor instalado en la tubería de gas del separador-medidor, el cual tiene conexiones a ambos lados de una placa de orificio variable. El diámetro de la placa de orificio a ser usado para cada pozo depende de la cantidad de gas producido por éste.

Para la medición del contenido de agua en la mezcla de fluidos provenientes de los pozos, se utiliza un toma-muestras automático el cual se instala en la tubería de entrada de los fluidos al separador-medidor

2.10 DEPURADORES DE GAS

Son recipientes a presión de similares características a los separadores. La diferencia entre el separador de líquido/gas y el Depurador de gas, son los elementos físicos instalados en el depurador, que permitan purificar el gas y eliminar diminutas partículas de petróleo en suspensión, provenientes de los separadores de producción y medida.

Los depuradores de gas son diseñados para trabajar a volumen y presión constante, de tal manera que el gas sea más seco, evitando así el posible envío de líquido a las plantas compresoras.

2.10.1 Clasificación de los Depuradores de Gas

Según la función que cumplen dentro de la estación los podemos clasificar en:

- ✓ **Depuradores de Gas General**

Recibe gas proveniente del separador de producción general y del separador de medida.

- ✓ **Depurador de Gas de Instrumentos**

Recibe el gas bien sea de los separadores de gas o de los depuradores generales, esto con la finalidad de utilizarlo como alimentación o energía en la distribución que va a los instrumentos.

2.10.2 Componentes de un Depurador

En la figura 2.16 se muestra la distribución de los componentes de un depurador

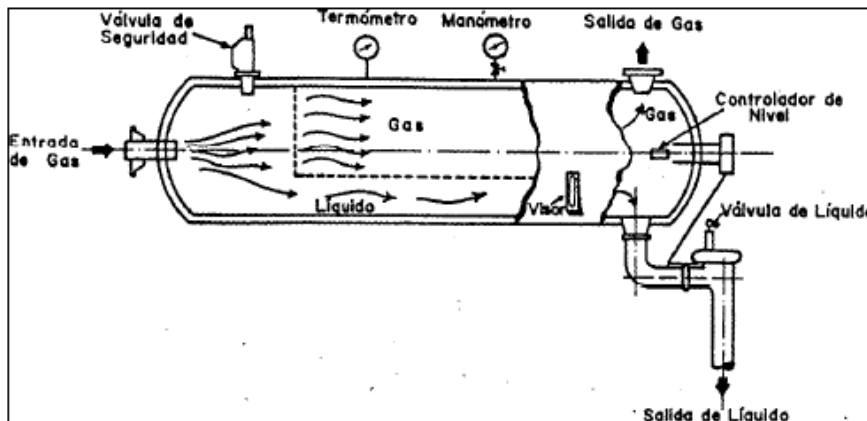


Figura 2.16 Depurador de Gas Horizontal [3].

✓ **Cuerpo**

Es la estructura metálica en forma de cilindro donde se realiza el proceso de depuración, son de tamaños variados de acuerdo con el diseño.

✓ **Entrada de gas**

Es el punto de conexión con la línea de salida de gas de los separadores de producción general y medida, también se conoce como la línea de entrada o succión del depurador.

✓ **Salida de gas**

Es el punto de conexión con el Depurador, instalado en la parte más alta del mismo, permitiendo así la salida del gas más seco, para luego dirigirse a sus diferentes destinos, también se conoce como línea de descarga.

✓ **Válvula "by-pass"**

Permite desviar el líquido a drenar en el depurador.

✓ **Válvula de Seguridad**

Esta válvula está colocada en la parte superior del depurador y su función es garantizar la seguridad del sistema y los operadores. Está calibrada para abrir a una determinada presión crítica de funcionamiento, evitando daños en el casco debido a un incremento abrupto de presión.

✓ **Disco de Ruptura**

Está diseñado para romperse a una determinada presión, la cual debe ser ligeramente superior a la presión de apertura de la válvula de seguridad pero siempre inferior a la presión de trabajo del equipo.

✓ **Ventana o tapa de Inspección**

Permite la inspección o realización de trabajos de limpieza en el interior del Depurador.

✓ **Válvula de drenaje manual**

Está conectada en la parte inferior del depurador, la cual permite drenar manualmente el líquido hacia el tanque y fosa.

✓ **Válvula Automática**

Funciona dependiendo de un control de cierre por alto nivel y solo tiene dos posiciones, abierta o cerrada y se conoce como válvula "on-off". Controla el nivel de líquidos en el depurador.

✓ **Controlador de Nivel**

Controla la válvula de salida de gas, permitiendo que esta cierre en caso de alto nivel, para evitar el envío de líquidos o de partículas líquidas hacia las plantas de compresión.

✓ **Válvula de Entrada de Gas al Depurador**

Esta válvula permite el bloqueo de la entrada de gas al depurador en caso de ocasionarse fallas en el sistema.

✓ **Control de Presión**

Está acoplado a una altura de control neumática que se coloca en la línea de gas hacia el venteo o mechurrio de la estación.

✓ **Válvula de Retención o “*check*”**

Esta válvula está instalada en la línea de salida de gas del depurador, para evitar el retorno de flujo.

2.11 TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Son recipientes cilíndricos que están destinados al almacenamiento temporal de los líquidos y de proporcionar la altura de succión mínima necesaria para la operación de las bombas de transferencia de crudo ubicadas inmediatamente después del tanque. En la figura 2.17 se muestran la estructura del tanque de los tanques de almacenamiento.

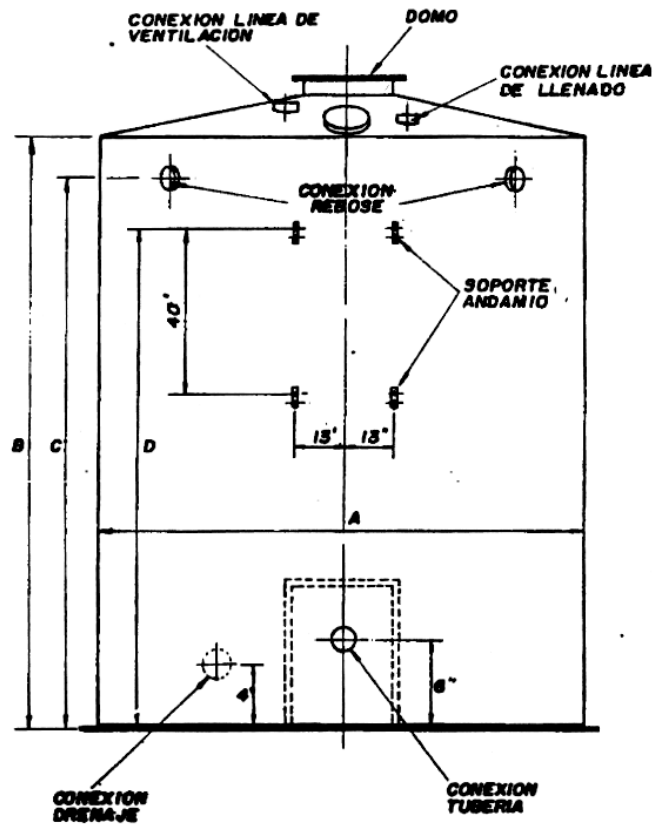


Figura 2.17 Tanque de Almacenamiento [3].

El número tanques y la capacidad total de almacenamiento deben ser suficientes para la recolección de la producción de varios días, una de las principales razones es la prevención de posibles fallas en el sistema de recolección de crudo, que puedan presentarse en cualquier momento. Es por esa razón que el número y su capacidad es uno de los principales requerimientos de diseño y de esta forma garantizar la producción por un determinado período de tiempo hasta llegar al tope de los inventarios, momento en el cual se paran operaciones en la Estación de Flujo.

2.11.1 Clasificación de los Tanques

En la industria petrolera se construyen cuatro tipos de tanques para las operaciones de almacenamiento de crudo en la Estaciones de Flujo, estos son empernados y soldados.

✓ **Los Tanques Empernados**

Son utilizados para pequeñas capacidades de almacenamiento.

✓ **Los Tanques Soldados**

Por el contrario, los tanques soldados son usados para grandes volúmenes de petróleo.

✓ **Tanques de techo fijo**

Recipientes cilíndricos verticales con techo fijo, de diámetro y altura según capacidad, cerrados, que ventean a la atmósfera a través de válvulas de presión y vacío provistas de arrestadores de flama, usados para almacenamiento de hidrocarburos y líquidos en general con presión de vapor baja (5 psig. Max) (Figura 2.21).

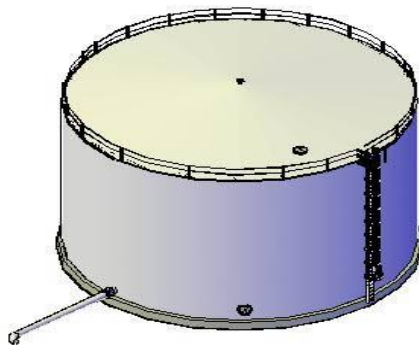


Figura 2.21. Tanque de techo fijo [3].

✓ **Tanques de techo flotante:**

Este tipo de tanques es principalmente usado por almacenes cercano a la presión atmosférica. Techos flotantes son diseñados para mover verticalmente dentro del armazón del tanque para proporcionar una mínima constante de vacío entre la superficie del producto almacenado y el techo y para proporcionar un sello constante entre la periferia del tanque y el techo flotante (Figura 2.22).



Figura 2.22. Tanque de techo flotante [3].

2.12 BOMBAS DE TRANSFERENCIA

Las bombas de transferencia tienen la tarea de enviar el petróleo ya tratado que se encuentra en los tanques de almacenamiento hacia el Patio de Tanque u otras Plantas. El tipo de equipo a implementar está en función de la viscosidad del petróleo que se maneje; si es pesado el crudo, se recomienda el uso de bombas reciprocantes, para los crudos livianos se emplean bombas del tipo centrífugas.

Las bombas de transferencia forman parte de un conjunto de elementos, los elementos en conjunto forman parte del sistema de bombeo de la Estación, los tres (3) elementos que lo componen son:

✓ **Múltiple de succión**

Es la tubería proveniente de los tanques de almacenamiento para alimentar la succión del tren de bombas.

✓ **Conjunto motor-bomba**

Este conjunto es el sistema impulsor del petróleo hacia la red de oleoductos. La bomba es el elemento hidráulico del conjunto y el motor es el elemento motriz.

✓ **Múltiple de descarga**

Es el sistema de tuberías donde convergen las descargas del conjunto de bombas, la cual finalmente se une con un oleoducto que va hacia su destino final.

2.12.1 Clasificación de las bombas de transferencia de crudo

En las Estaciones de Flujo se utilizan dependiendo del tipo de crudo que se maneje en ella distintos tipos de bombas, estas son:

- ✓ Bombas Reciprocantes.
- ✓ Bombas Centrífugas.
- ✓ Bombas de Tornillo.

La fuerza motriz por medio de la cual se impulsa a las bombas también varía, aunque esto depende ya del tipo de bomba que se tenga, esas son:

- ✓ Bombas impulsadas por motor eléctrico.

- ✓ Bombas impulsadas por motores de combustión.
- ✓ Bombas impulsadas por presión de gas.

Es importante señalar que algunas bombas que requieren mayor presión de succión se les anexa una bomba de menor tamaño del tipo centrífuga a su línea de entrada o de succión, las cuales son llamadas bombas de carga.

2.13 TANQUES DE LAVADO

Los tanques de lavado se han usado desde hace muchos años en la deshidratación de petróleos emulsionados. Su objetivo es proveer el tiempo de residencia necesario para el tratamiento de la emulsión agua en petróleo y demás componentes asociados a la mezcla (lodo o arenas) que vienen con el petróleo desde los pozos. Su funcionamiento se basa en el principio gravedad diferencial (Figura 2.18).

En Venezuela, la práctica de usos de tanques de lavado ha sido corriente para crudos pesados (18 °API). Por ejemplo, en algunos campos petroleros ubicados en el oriente del país, se opera con la modalidad de tanques de lavado para crudos entre 15 y 18 °API. Ellos deshidratan a nivel de estación de flujo a temperaturas que varían entre 60 y 82°C (140 y 180 °F) y con un tiempo de residencia en el tanque de lavado entre 10 y 20 horas.

El proceso de deshidratación ocurre de la siguiente forma: El líquido entra al tanque por medio de un distribuidor que hace que la emulsión se divida lo más finamente posible, permitiendo la coalescencia de las partículas del agua. La emulsión fluye a través del tanque siguiendo una trayectoria inclinada, ascendente y en zig-zag provocada por el arreglo de “*baffles*” o desviadores, los cuales permiten incrementar el tiempo de residencia de la emulsión dentro del tanque. Seguidamente penetra en una zona de emulsión donde el agua libre remanente se

asienta. Seguidamente como consecuencia del principio de gravedad diferencial, el petróleo por ser más liviano que el agua pasa a la zona superior, donde finalmente el petróleo libre desde la mayor cantidad de agua (las exigencias de refinación son de un 0.5%) y arena, sale por la parte superior del tanque hacia los tanques de almacenamiento y el agua pasa a un sistema de tratamiento de efluentes para luego ser reinsertados al medio ambiente.

En cuanto al gas que se libera en un tanque de lavado es relativamente pequeña, debido al proceso de separación gas-líquido en separadores convencionales antes de entrar al tanque de lavado, sin embargo antes de entrar al tanque existen unos separadores de gas atmosféricos o “botas” que hacen funciones de separadores de gas.

Uno de los parámetros más importantes en el análisis de un tanque de lavado, es el tiempo de retención. Este se define como el tiempo que debe pasar la emulsión en el tanque, para que el petróleo y el agua se separen adecuadamente. Usualmente se requiere que el petróleo a su salida del tanque de lavado posea un promedio de agua igual o inferior a 1%. Los tiempos de retención más comunes varían entre 4 y 36 horas.

En la figura 2.18 se muestra la distribución de partes de un tanque de lavado.

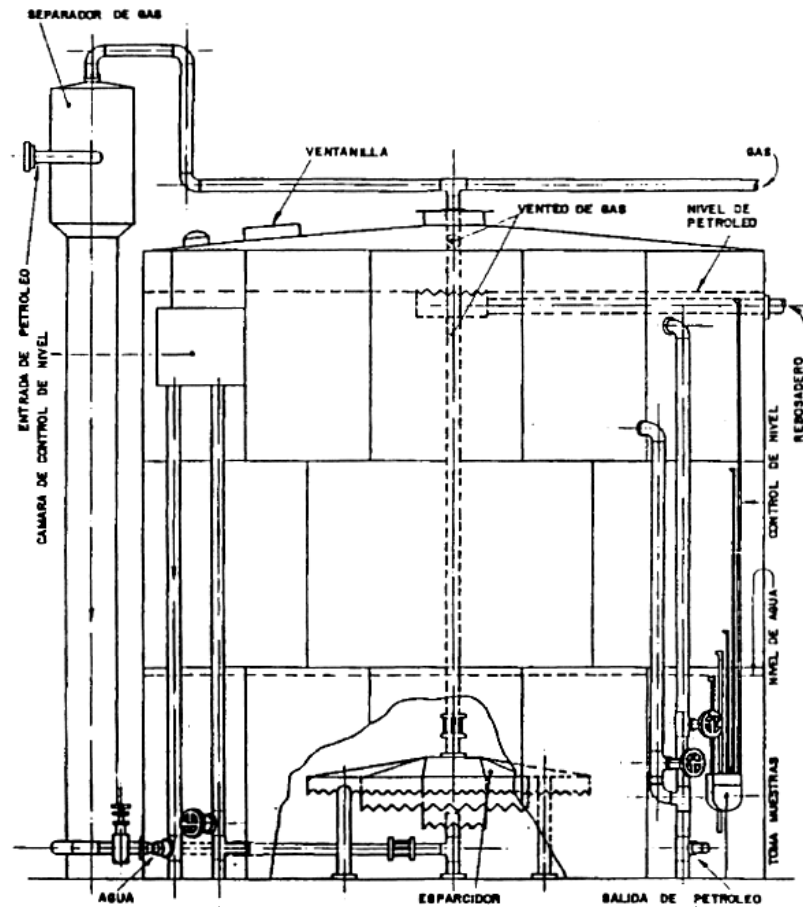


Figura2.18 Tanque de Lavado [3].

2.13.1 Partes de un Tanque de Lavado

Generalmente, un tanque de lavado está constituido de las partes siguientes: el cuerpo del tanque, los sistemas deflectores, la línea de alimentación, el tubo conductor o separador, el sistema de descarga de petróleo, el sistema de descarga de agua y los sistemas de control, medición, ventilación, remoción de sedimentos y purga.

El cuerpo del tanque

Es la parte principal de un tanque de lavado, ya que en su interior se realiza el proceso de deshidratación. Los fluidos se agrupan en tres zonas:

- ✓ La superficie formada por petróleo deshidratado.
- ✓ La zona media constituida por emulsiones.
- ✓ La zona inferior que contiene agua de lavado.

Es importante destacar que estas capas no poseen linderos definidos, sino que sus límites se mezclan entre sí.

Los sistemas deflectores o “ baffles ”

En muchos casos se hace necesario incrementar el tiempo de residencia de la emulsión en un tanque de lavado. Esto se puede lograr aumentando el diámetro del tanque. Sin embargo, consideraciones económicas pueden descartar esta alternativa. Por lo tanto, otra alternativa consiste en colocar dentro del tanque sistemas deflectores. Estos hacen posible que el fluido, en el interior del tanque, entre en contacto con un número mayor de zonas y que se mejore la separación crudo-agua, aún sin incrementar el tiempo de residencia.

Los sistemas deflectores usualmente están constituidos por placas, tabiques y cilindros internos. Algunas veces, estos sistemas poseen una serie de agujeros o perforaciones. La distribución de los deflectores en los tanques se realiza usando diferentes patrones de distribución.

Las principales funciones de los deflectores son las siguientes:

- ✓ Evitar la canalización de la emulsión y, por lo tanto, mejorar la separación crudo-agua.

- ✓ Minimizar los problemas de turbulencia.
- ✓ Mejorar el grado de coalescencia.
- ✓ Orientar el sendero óptimo que deben seguir los fluidos dentro del tanque.
- ✓ Reducir el grado de inestabilidad térmica, debido a diferencias de temperatura dentro del tanque.

La línea de alimentación

Es la tubería que transporta la emulsión de agua y petróleo al tubo conductor.

El tubo conductor o separador

Es un tubo de gran diámetro, que se extiende desde el tope del tanque hasta una región cercana al fondo. Generalmente, la parte superior del tubo conductor está provista de una botella o un ensanchamiento. Esto tiene como finalidad lograr la liberación del gas en solución remanente.

En algunos casos, la botella no posee partes internas. Sin embargo, cuando se quiere mejorar esta separación gas-líquido deben instalarse dentro de la botella dispositivos tales como separadores del tipo ciclón o ángulos de impacto.

En la mayoría de los diseños, la parte inferior del tubo conductor está provista de un distribuidor de emulsiones. Esto tiene como objetivo principal obtener en el fondo del tanque una distribución de la emulsión lo más uniforme posible.

2.14 CALENTADORES

Los Calentadores son equipos instalados en las Estaciones de Flujo los cuales generan energía calorífica (BTU) para calentar las tuberías o serpentines por donde fluye petróleo, para de esta manera elevar y/o mantener la temperatura deseada

del mismo. Su uso está limitado a estaciones en donde se maneje crudos pesados o de ° API menores a 14 (Figura 2.19).

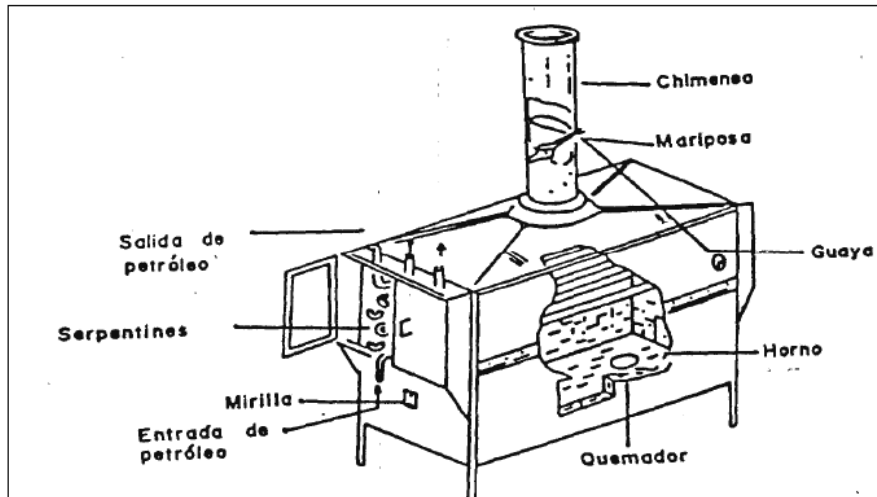


Figura 2.19 Calentador de Crudo [3].

2.14.1 Tipos de Calentadores

En estaciones de flujo en donde se tratan crudos medianos y livianos no se requiere la instalación de calentadores ya que su viscosidad es óptima. Los tipos de calentadores que se presentan a continuación son para estaciones de flujo que manejan crudos pesados y extra pesados.

✓ Calentadores a fuego directo

En la industria petrolera se usan cuatro tipos de calentadores a fuego directo, estos son:

- ✓ Calentadores de tipo tubular
- ✓ Calentadores de fluido de tipo camisa

- ✓ Calentadores de volumen
- ✓ Calentadores tipo caja de fuego interno o Fogón.

2.14.2 Componentes de un Calentador de Petróleo

- ✓ **Pilotos de encendido**

Los pilotos son boquillas colocadas al lado de cada quemador, cuya finalidad es mantener una llama permanente capaz de prender el quemador, cada vez que este se apague por acción de la válvula reguladora de temperatura evitando así la acumulación de gas en el hogar. El suministro de gas a los pilotos se hace por una línea independiente, tomada antes de la válvula reguladora. El número de pilotos varían desde 9 hasta 21 pilotos en los diferentes calentadores instalados.

- ✓ **Quemadores de Gas**

Generalmente están colocados en el piso del calentador, y su función es producir la cantidad de calor necesario para calentar el crudo, preparando una mezcla de combustible adecuada con el aire que entre por los registros, y el gas suplido a cada uno y quemándola. El número de quemadores es igual al número de pilotos por lo que también varían desde 9 hasta 21 quemadores.

- ✓ **Cámara de Combustión**

Es una cámara o caja que tiene un revestimiento refractario internamente, con el fin de evitar la dispersión o pérdida de calor. El material aislante que reviste a la cámara de combustión, puede ser de ladrillos refractarios, y cemento refractario.

✓ **Serpentines**

Son tubos de una aleación de acero especial para soportar altas temperaturas, los más comúnmente usados son los de tipo horizontal con llama externa a los tubos.

✓ **Tapas o ventanas de ventilación**

Están colocadas en las partes laterales del calentador y como su nombre lo indica sirven para airear el calentador.

✓ **Mirillas**

Están situadas en las paredes laterales y en dirección a cada quemador y permiten observar la condición de la llama de cada quemador.

✓ **Chimenea**

Está situada en la parte más alta del calentador y su función es canalizar el tiro de los productos de la combustión, el tiro se regula por medio de *Dámper*, el cual consiste en un regulador en la mitad de la altura de la chimenea y cuya función es ajustar el tiro de los gases de la combustión.

✓ **Línea y válvulas Instaladas en la Entrada de gas combustible**

Las líneas de entrada de gas combustible varían entre 3" y 8" y presión de 15 a 25 psig las válvulas instaladas difieren de 5 a 9 por calentador y pueden ser operadas de cualquiera de las modalidades que se dispongan (eléctricas, automáticas, etc.).

2.15 EQUIPOS Y SISTEMAS AUXILIARES DE UNA ESTACIÓN DE FLUJO

Una estación recolectora de flujo debe estar equipada además de los equipos de proceso por equipos auxiliares, los cuales realizan tareas de soporte dentro de la instalación. Entre los equipos o sistemas auxiliares se encuentran comúnmente instalados en una estación son los siguientes:

- ✓ **Equipos para producción**

Son aquellos utilizados en la medición de gas, petróleo y contenido de agua.

- ✓ **Sistema eléctrico**

El sistema eléctrico de una estación de flujo está constituido básicamente por cables de distribución, transformadores, rectificadores, generadores, motores primarios y el alumbrado.

- ✓ **Equipos para bombear y controlar la inyección de química para prevenir la formación y/o eliminar la espuma**

Este equipo está constituido por un recipiente que contiene una mezcla de silicón y gasoil, una bomba con su respectivo contador acoplado al recipiente, la cual inyecta esa mezcla en un sitio previamente determinado como el más adecuado para inyectar y contrarrestar la formación de espuma en los tanques de la estación.

- ✓ **Equipos para bombear y controlar la inyección de química para deshidratación del crudo**

Están constituidos básicamente, por los mismos equipos mencionados en el caso anterior (recipiente, bomba y contador), pero es conveniente tener un recipiente que posea suficiente capacidad y una bomba que pueda ser regulada fácilmente, a las diferentes tasas de inyección requeridas.

✓ **Sistemas para prevenir la contaminación (sumideros y fosas)**

Debido a la necesidad de evitar la contaminación y mantener el equilibrio ecológico, son muchas las modificaciones hechas y que actualmente se hacen a instalaciones ya existentes y nuevas, para eliminar totalmente los desbordamientos de sustancias contaminantes.

✓ **Sistemas de Telemetría para detectar fallas en equipos**

Son detectores de fallas, instalados en los sitios de interés, las señales de tales detecciones pueden ser recogidas, ampliadas y enviadas a lugares bastante distantes de la instalación, a través de cables telefónicos, radio o por micro-ondas.

✓ **Sistemas de para-rayos**

Su función primordial es la de atraer los rayos producidos por descargas eléctricas que podrían originar incendios de gran magnitud en cualquiera de las instalaciones. Para ello y dependiendo de la instalación, se colocan simétricamente y a una cierta altura superior a la de los equipos de la estación, si hay cuatro tanques se instalan cinco; si hay seis tanques se instalan siete; y así sucesivamente.

✓ **Tanques Auxiliares**

Además de los tanques utilizados para el almacenamiento temporal de los fluidos provenientes de los pozos pertenecientes a una estación de flujo, existen otros tanques de menor capacidad cuyo propósito es el de almacenar en ellos diferentes sustancias utilizadas en la operación en la estación tales como: gasoil, aceite, silicón, agua, química deshidratadora y otros solventes.

✓ **Equipos de Seguridad**

Para desarrollar todas y cada una de las operaciones que se realizan en las Estaciones de Flujo de manera más segura; en la mayoría de ellas es necesario instalar ciertos equipos de seguridad tales como: equipo de niebla, llovizna o de primeros auxilios equipos de protección contra gases nocivos tales como H₂S y otros.

✓ **Protección Catódica**

Son sistemas usados comúnmente en las instalaciones del lago y tierra para controlar la corrosión. Mediante un rectificador, se suministra la corriente necesaria a los ánodos instalados en las diferentes estructuras, tuberías, que van a ser protegidas. El suministro de corriente es variable y depende del tipo de estructura o equipo y del voltaje propio del metal a proteger.

2.16 OPTIMIZACIÓN EN INSTALACIONES DE SUPERFICIE

En procesos de separación es necesario remover el gas disuelto en el crudo con la finalidad de poder almacenarlo además de ser consecuente con los requerimientos de Presión de Vapor en el Tanque. Esta terminología de remoción del gas disuelto simplemente implica la estabilización del crudo y resulta de mucha importancia ya que si el crudo está esencialmente libre de gas disuelto (crudo muerto), entonces sería suficiente con ventear alguna fracción adicional a condiciones atmosféricas en el tanque, pero en general no es lo que realmente ocurre.

El método en el pasado, para remover este gas, ha sido mediante la separación de fases en una serie de operaciones denominadas "*Flash Tank*" a sucesivos decrecimientos de baja presión. Para el diseño de las diversas etapas de separación inicialmente se argumentaba que a mayor cantidad de etapas usadas se reduce la RGP (Relacion gas/petróleo). Como la RGP es reducida, el volumen y la gravedad API

del crudo se incrementan porque más de las fracciones ligeras en solución, son estabilizadas. Esto significa más petróleo ya que se observa mayor remanencia de las fracciones pesadas y medianas que componen dicho crudo.

En la actualida separación diferencial para disminuir gradualmente la presión con una simultanea remoción de gas, representan la manera de maximizar el recobro de crudo del proceso. Pero cabe destacar que el hecho de incluir en dichos sistemas, múltiples etapas de separación (como máximo 4 etapas de separación) no hará que se incremente considerablemente el recobro líquido, claro está que esto depende del tipo de fluido que se maneje, sino más bien esto se traducirá en un estancamiento del proceso unido a una pérdida de la inversión, ya que estudios hechos dicen que las condiciones después de agregar una 4 etapa de separación se mantienen constantes, además de ser netamente no rentable, debido a que hay dispositivos que hacen diversas separaciones sin necesitar ningún equipo adicional.

Es importante resaltar que todo proceso de optimización es aquel que conlleve a la designación de las mejores condiciones del proceso tal que maximicen las variables de interés a expensas de la menor inversión posible.

CAPÍTULO III

Marco Metodológico.

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La presente investigación según la fuente de datos es de tipo DOCUMENTAL, ya que la técnica empleada para su desarrollo fue la selección y recopilación de información por medio de la lectura, la crítica de documentos, materiales bibliográficos, de bibliotecas, hemerotecas, y documentación e información obtenida por medios electrónicos. Revisado esto, este proyecto de investigación es documental debido a que la información se obtuvo de datos e informes ya presentados. Esta recopilación fue analizada y depurada para así abarcar el objetivo general y los específicos del tema puntual que nos trae a la realización de este trabajo. Este estudio no pretende desarrollar nuevas teorías sino de analizar e informar las ya existentes.

Al mismo tiempo se considera también que la investigación es de tipo DESCRIPTIVA, la cual consiste en la caracterización de un hecho con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Sirve para recopilar, interpretar, describir y analizar la situación actual de algún proceso y establecer la estructura de sus componentes básicos. Esta investigación también se considera descriptiva ya que se analizarán algunos procesos que se desarrollan en las facilidades de superficie, principalmente en la faja petrolífera del Orinoco, y determinar los parámetros operacionales de los equipos estudiados y su posible optimización según sea el caso.

Es importante mencionar que los trabajos de optimización descritos y analizados en este trabajo ya están siendo estudiados para llevarlos a cabo.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño de la investigación fue NO EXPERIMENTAL, ya que por medio de los datos e información recolectada de la bibliografía para determinar, los procesos de producción en superficie y sus posibles optimizaciones, la capacidad de las empresas para el procesamiento de crudo, y las facilidades instaladas en superficie para las diferentes calidades de crudos en Venezuela, se llevó a cabo sin ninguna variación de las condiciones del sistema, es decir, se observaron los fenómenos tal cual como se presentaron en el contexto dado.

3.3 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3.3.1 Primera Etapa: Revisión Bibliográfica

La revisión bibliográfica se llevó a cabo consultando material referente al tema en estudio, tales como informes técnicos, libros de texto, trabajos publicados, etc. Esta revisión se realizó con el fin de obtener información cuantitativa y cualitativa en lo que se refiere a las diferentes áreas de producción en Venezuela, donde nos adentramos a especificar y describir las diferentes empresas productoras de petróleo, su ubicación, capacidad de producción y diagramas de flujo de procesos. Se investigaron los procesos de tratamiento existentes por área de producción, sus diferencias y las empresas que los llevan a cabo. Se buscaron algunas tecnologías importantes existentes en Venezuela y las razones de cada equipo con el fin de estudiar si puede aplicarse para obtener alguna mejora en la producción. La consulta bibliográfica se desarrolló conjuntamente con las diferentes etapas de la metodología.

3.3.2 Segunda Etapa: Análisis

Al investigar las fases de los procesos que pueden ser mejorados se elaboró un análisis tomando en cuenta como base las diferentes fases del proceso. Se realizó un análisis de las diferencias entre los procesos existentes justificándolas con datos numéricos y bases generales.

Para lograr el objetivo de analizar las diferentes tecnologías existentes, se hizo un análisis detallado de toda la información que se pudo recopilar y conseguir, donde se analizó todo lo referente a dichas tecnologías, basándose en el cumplimiento de los objetivos planteados.

Posteriormente se dieron conclusiones y se hicieron recomendaciones buscando siempre el mejoramiento de todos los aspectos para el beneficio de la nación así como para futuros trabajos de investigación.

3.3.3 Tercera Etapa: Conclusiones y Recomendaciones

Se establecieron conclusiones para mejorar los procesos de las tecnologías estudiadas, las cuales se obtuvieron de los análisis realizados en la etapa anterior. Para soportar lo concluido se plantearon justificaciones con bases teóricas para así completar el análisis. Posteriormente se hicieron una serie de recomendaciones para la optimización y manejo de las tecnologías propuestas, así como para la implementación de ellas en las diferentes áreas que pudieran ser implementadas, con el fin de reducir costos y maximizar las tasas de producción.

CAPÍTULO IV

DESCRIPCIÓN DE LAS ÁREAS DE PRODUCCIÓN EN VENEZUELA

4.1 ÁREAS DE PRODUCCIÓN EN VENEZUELA

En Venezuela las áreas de producción las podemos dividir en tres grandes cuencas y la FPO:

- ✓ Cuenca Maracaibo Falcón
- ✓ Cuenca Barinas – Apure
- ✓ Cuenca Oriental
- ✓ Faja Petrolífera del Orinoco

4.1.1 La cuenca Maracaibo – Falcón

Comprende la subcuenca de Maracaibo con una superficie de 67.000 Km². Estas están separadas por la región montañosa al este del estado Zulia y al oeste de Falcón y Lara. En la fase de producción de la industria petrolera en Venezuela esta es la cuenca más importante a nivel nacional. Los campos más resaltantes que la conforman son: La Rosa, Lagunillas, Tía Juana, Bachaquero, La Paz, Mara, Concepción, Mene Grande, Boscán, Motatan, El cubo y Los Manueles. La subcuenca de Falcón representa un pequeño porcentaje de la producción nacional de crudo (fig 4.1).

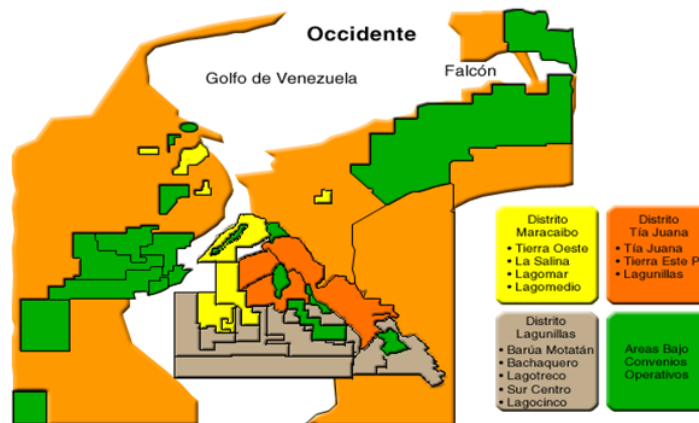


Figura 4.1 Área Cuenca Maracaibo – Falcón [9]

Para el año 2010 el estado de los pozos para esta cuenca se muestra en la tabla 4.1:

Tabla 4.1 Estado de los pozos de petróleo y gas en la cuenca Maracaibo-Falcón para el año 2010 ^[10].

ESTADO DE LOS POZOS	MARACAIBO	FALCON
Capaces de producir	21393.000	190.000
En produccion	11,722.00	26.00
Cerrados reactivables	9,671.00	164.00
Suspendidos	0.00	0.00
Inactivos	5,527.00	855.00
Esperando Abandono	950.00	31.00
Abandonado	4,577.00	824.00
TOTAL POZOS COMPLETADOS	26,920.00	1,045.00

Es importante mencionar que según datos oficiales obtenidos del PODE 2010 (Petróleo y otros datos estadísticos), publicado por el Ministerio del poder popular de petróleo y minería. De los 11,722 pozos en producción del área de Maracaibo 11,714 son de petróleo y solo 8 son de gas. De la misma manera en la zona de Falcón 20 producen petróleo y 6 producen gas.

4.1.2 Cuenca Barinas – Apure

Tiene una superficie de 87.000 Km² conformada por los estados Barinas, Apure y Portuguesa. Esta se ubica al sur-este del sistema montañoso de los Andes. El mayor

número de los campos productores se encuentran al sur de la ciudad de Barinas, entre estos tenemos al campo San Silvestre y Sinco. La Victoria y Guafita se encuentran situados cerca de la frontera con Colombia (fig 4.2).



Figura 4.2 Área Cuenca Barinas – Apure [11].

En Barinas se cuenta con la siguiente actividad perforatoria para el año 2010:

Tabla 4.2 Estado de los pozos de petróleo y gas en Barinas para el año 2010^[10].

ESTADO DE LOS POZOS	BARINAS
Capaces de producir	595.000
En producción	317.00
Cerrados reactivables	255.00
Suspendidos	23.00
Inactivos	182.00
Esperando Abandono	45.00
Abandonado	137.00
TOTAL POZOS COMPLETADOS	777.00

De 317 pozos en producción 315 producen petróleo y 2 producen gas.

4.1.3 Cuenca Oriental

Comprende una superficie de 150.000 Km² y la conforman regiones de los estados Anzoátegui, Monagas, Guárico, Sucre y Delta Amacuro. “La Cuenca de Oriente es la segunda cuenca petrolífera más importante de Venezuela. Se encuentra limitada al norte por la Cordillera de La Costa, al sur por el río Orinoco, al este por la plataforma del Delta del mismo río y al oeste por el Lineamiento de El Baúl. Esta cuenca contiene la importante faja petrolífera del Orinoco con campos como, Carabobo, Junín, Boyacá y Ayacucho (figura 4.3).



Figura 4.3 Área Cuenca Oriental [11].

En la tabla 4.3 se muestra el estado de los pozos para el año 2010:

Tabla 4.3 Estado de los pozos de petróleo y gas en la Cuenca Oriental para el año 2010 ^[10].

ESTADO DE LOS POZOS	BARCELONA	MATURIN	CUMANA
Capaces de producir	9,130.00	4,027.00	16.00
En produccion	3,416.00	1,743.00	14.00
Cerrados reactivables	5,532.00	2,173.00	0.00
Suspendidos	182.00	111.00	2.00
Inactivos	4,174.00	2,796.00	0.00
Esperando Abandono	370.00	490.00	0.00
Abandonado	3,804.00	2,306.00	0.00
TOTAL POZOS COMPLETADOS	13,304.00	6,823.00	16.00

4.1.4 Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja Petrolífera del Orinoco, fuente de reservas de hidrocarburos líquidos más grande del mundo, comprende una extensión de 55.314 km² y un área de explotación actual de 11.593 km², ubicada al sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas.

Este gran reservorio petrolero fue dividido en cuatro grandes áreas, siendo estas de oeste a este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, y a su vez segmentado en 29 bloques de 500 km² cada uno aproximadamente (fig 4.4).

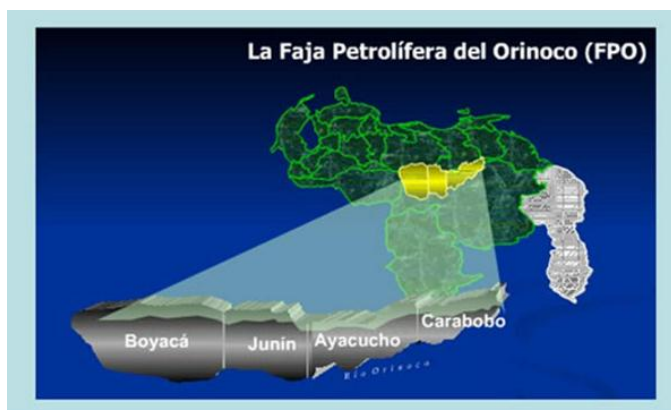


Figura 4.4 Área de La Faja Petrolífera del Orinoco [11].

En cuanto al estado de los pozos en la Faja Petrolífera del Orinoco podemos decir que, para el año 2010, con el fin de mantener la continuidad operacional; se ejecutó un plan de conexión de 25 pozos horizontales nuevos y la incorporación de 53 pozos logrando aumentar la producción a 41,8 MBD. Así mismo se reactivaron 12 pozos en el campo Las Mercedes, Distrito Guárico, para una producción asociada de 400 BPD. Finalmente, sumando estas actividades se contabilizaron una cantidad aproximada a 4000 pozos activos para el 2010.

4.2 CARACTERÍSTICAS DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN VENEZUELA

Antes de empezar a desarrollar este sub-capítulo es importante aclarar que los datos suministrados y seguidamente analizados en esta etapa son para el año 2010, ya que hasta la fecha actual, Mayo 2013, son los más actualizados y completos según fuentes oficiales.

“Durante el año 2010, la producción fue de 1.084 MMBls de petróleo (2.970 MBD), lo cual ha permitido alcanzar una producción acumulada de petróleo desde el año 1914 hasta el 31 de diciembre de 2010 de 64.924 MMBls. La producción comercial de petróleo en la República Bolivariana de Venezuela está concentrada en las cuencas Maracaibo-Falcón (anteriormente denominada Occidental-Zulia) que se extiende a lo largo de los estados Zulia y Falcón; Barinas-Apure (anteriormente denominada Meridional Central Barinas y Apure) que se extiende a lo largo de los estados Barinas y Apure; la Oriental que se extiende a lo largo de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Sucre (la FPO pertenece a la cuenca Oriental); y la de Carúpano, incorporada desde el año 2006 y que abarca el Norte del estado Sucre, el estado Nueva Esparta y las aguas territoriales ubicadas al frente de las costas orientales venezolanas. La producción acumulada de petróleo desde el año 1914 hasta el 31 de diciembre de 2010, para la cuenca Maracaibo-Falcón es de

42.655 MMBls, en la cuenca Barinas-Apure es de 1.408 MMBls; en la cuenca Oriental es de 20.861 MMBls; la cuenca de Carúpano no tiene producción acumulada”. [2]

La producción de petróleo y la tecnología utilizada en todas sus etapas desde la exploración hasta la refinación está íntimamente ligada al tipo de crudo a tratar. Los tipos de crudo de acuerdo a la “*American Petroleum Institute*” (API) se dividen en:

Crudos Livianos 30-40°

Crudos Medianos 22-29.9°

Crudos Pesados 10-21.9°

Crudos Extra - pesados Menos 10°

En Venezuela se producen diferentes tipos de crudo y por cuenca podemos clasificarlos de la siguiente manera:

4.2.1 Cuenca Maracaibo – Falcón

Las principales acumulaciones de hidrocarburos se encuentran en las areniscas deltaicas del Eoceno y del Mioceno. Teóricamente las acumulaciones de hidrocarburos más livianos yacen en las formaciones más antiguas y profundas como las del Cretácico, Basamento, Paleoceno y Eoceno.

En la zona terrestre de la Costa Oriental del Lago se encuentran los campos de Cabimas, Tía Juana, Lagunillas y Bachaquero que producen crudos pesados provenientes de las formaciones Lagunillas y La Rosa del Mioceno por encima de la discordancia del Eoceno (figura 4.5).

EDAD		Formación		Yacimiento (Area lacustre)	
MIOCENO		Miembro			
MIOCENO	Lagunillas	Bachaquero	Superior	BA-sup-10 BA-sup-57 BA-2	
			Medio	BA-med-38 BA-12	
			Inferior	BA-inf-59 BA-16	
	Laguna	Laguna	A-3 A-10		
	Lagunillas inferior	Lagunillas inferior	LL-3-4-5 LL-7-11 LL-12 LL-34		
	La Rosa	Sup.	Sup.	LR-11	
		Inf.	Inf.		
		Sta. Barb.	Sta. Barb.	58-14-71 58-05	
	EOCENO				

Figura 4.5 Nomenclatura estratigráfica de los yacimientos del Mioceno-Costa del Distrito Bolívar [11].

Las propiedades de los fluidos son afectadas resultando crudos medianos y pesados debido al cambio a mayores profundidades en el Lago de Maracaibo.

El principal reservorio de hidrocarburos de la formación Misoa se depositó en areniscas del Eoceno. Los crudos de esta formación varían su gravedad de livianos a medianos dependiendo de la profundidad a la que se encuentren depositados.

“Las arenas "B", subdivididas en nueve miembros, producen crudos medianos especialmente de la B-7 a la B-5 y en menor escala, petróleo liviano. Las arenas "C" contienen acumulaciones de crudos livianos y los miembros C-7 al C-4 son los principales productores.” [1]

También se encontró gas y condensado del Cretácico en el campo Ambrosio, cerca de Cabimas.

Entre los mecanismos de producción aplicados en esta zona son: gas en solución, empuje hidráulico, compactación e inyección de gas y/o agua para así mantener la presión del yacimiento.

En el Centro del Lago se producen crudos livianos provenientes del Eoceno (Arenas “B” y “C”) pertenecientes primeramente de los principales campos petrolíferos de esta zona como lo son Lama, Lamar y Centro. Seguidamente también se extraen crudos livianos de formaciones La Rosa y miembro Santa Bárbara de la edad del Mioceno. De edad Paleoceno, proveniente de Calizas de la formación Guasare, se producen crudos livianos. En las formaciones Macara, Lisure, Apón, Formación La Luna y miembro Socuy, todos del periodo Cretácico, producen crudos livianos de sus intervalos fracturados. En la tabla 4.4 se ven las características de las arenas productoras del campo lama.

Tabla 4.4 Características de las arenas productoras del campo lama ^[10].

Formación* Miembro	Gravedad API	Profundidad (Mpies)	POES* (MMbn)	Factor de recobro (%)	Empuje***
Santa Barbara (a)	29-32	7-11	750	30	1, 2
Misoa (b)	29-34	7,1-13,5	7600	40	1, 2, 4
Guasare (c)	35-38	10-17,5	10	17	2, 3
S/L/C (d)	32-42	12,4-20	720	21,5	1, 2, 3
* (a) Mioceno, (b) Eoceno, (c) Paleoceno, (d) Cretácico Socuy/La Luna/Cogollo. ** Petróleo Original En Sitio. *** 1. Hidráulico, 2. Gas en solución, 3. Capa de gas, 4. Expansión.					

Los campos Boscán, Mara – La Paz, Urdaneta y Tarra – Los Manuales son los más importantes de la zona Costa Occidental del Lago. El crudo proveniente del Basamento y de las calizas del Cretácico se posiciona en el rango de crudo liviano y cuando este se encuentra en el Terciario (Eoceno, Formación Misoa en el norte, Formación Mirador en el sur), el crudo será de pesado a mediano. Existen excepciones, como los campos Boscán y Urdaneta, que producen crudos pesados del Eoceno y Mara, que produce crudo también pesado pero del Cretácico. El campo La Paz y Basamento produce crudo liviano del Cretácico. El campo La Concepción produce crudo y gas libre del Terciario.

Para finalizar, tenemos que en el sur de la zona, las acumulaciones se encuentran en el Terciario y producen crudos livianos y medianos, mientras que las Calizas del Cretácico contienen gas y condensado. En la zona Central se encuentran también las calizas del Cretácico con petróleo liviano y mediano en los campos Alpuf, San José y Machiques.

4.2.2 Cuenca de Falcón

Los crudos provenientes de la Ensenada y La Vela mayormente producidos de carbonatos son livianos, con bajo contenido de azufre y metales. En areniscas del Oligomioceno se producen los crudos de los campos Tigujaje, El Mene, Hombre Pintado, Mene de Acosta y cumarebo.

En la tabla 4.5 se presenta producción de los campos de la Cuenca de Maracaibo desde el 2007 al 2010:

Tabla 4.5 Producción de los campos de la cuenca Maracaibo – Falcón expresada en MB y MBD^[12].

	2007	2008	2009	2010
CAMPOS				
BACHAQUERO	58,707.00	55,18	45,419.00	37,534.00
BARUA	6,504	7,455.00	6,553.00	4,676.00
BOSCAN	38,451.00	37,725.00	32,689.00	34,947.00
CABIMAS	2,152.00	2.35	2,101.00	2,133.00
CENTRO	25,597.00	23,884.00	15,336.00	9,331.00
CEUTA	50,694.00	52,430.00	47,110.00	52,934.00
CRUCES MANUALES	119.00	129.00	227.00	351.00
LAMA	21,809.00	19,917.00	15,154.00	14,324.00
LAMAR	7,656.00	6,846.00	5,786.00	10,255.00
LAGUNILLAS	63,714.00	58,216.00	52,517.00	42,775.00
LAGO	4,604.00	3,859.00	10,538.00	9,084.00
LA CONCEPCION	3,716.00	3,299.00	2,520.00	1,930.00
LA PAZ	1,270.00	1,155.00	1,225.00	1,305.00
MARA	2,502.00	2,316.00	2,194.00	2,026.00
MENE GRANDE	5,316.00	5,211.00	4,389.00	3,893.00
ROSARIO	3,215.00	2,78	2,695.00	2,031.00
SIBUCARA	0.00	53.00	29.00	0.00
TIA JUANA	64,683.00	59,720.00	53,331.00	46,297.00
WEST TARRA	211.00	324.00	87.00	110.00
OTROS	48,847.00	51,673.00	42,193.00	27,351.00
TOTAL MARACAIBO				
(MB)	409,767.00	394,517.00	342,123.00	303,268.00
(MB/D)	1,123.00	1,078.00	937.00	831.00
TOTAL FALCON*				
(MB)	313.00	327.00	268.00	231.00
(MB/D)	0.86	0.89	0.73	0.63

*: Campos Tiguaje, Comarejo, Mamón, La Vela y Hombre Pintado

4.2.3 Cuenca Barinas – Apure

En la zona de Barinas de edad Eoceno se producen crudos de pesados a medianos en la formación Gobernador, del Cretácico crudo mediano en la formación Escandalosa. Existen otros campos de importante producción como el Páez – Mingo, Hato, Sinco, Silvestre, Silvan, Maporal y Palmita, los cuales el mecanismo de producción predominante es el empuje hidráulico.

En el área de Apure la producción de crudo predominante se realiza por mecanismos como el empuje hidráulico y la expansión de los fluidos. De los campos Guafita perteneciente a la formación Carbonera de edad del Oligoceno se produce crudo liviano. Así mismo del campo La Victoria de la formación escandalosa del Cretácico se produce petróleo liviano.

En la tabla 4.6 se ve la producción de petróleo de la cuenca Barinas – Apure del 2007 al 2010:

Tabla 4.6 Producción de la cuenca Barina – Apure ^[12] .

	2007	2008	2009	2010
CAMPOS				
BARINAS				
Bejucal	174.00	285.00	151.00	110.00
Borburata	7,403.00	7,886.00	6,111.00	4,374.00
Caípe	267.00	339.00	333.00	269.00
Hato Viejo	342.00	800.00	797.00	566.00
Las Lomas	0.00	0.00	0.00	0.00
Maporal	433.00	362.00	328.00	372.00
Obispo	84.00	43.00	83.00	23.00
Paez	326.00	366.00	476.00	460.00
Palmita	0.00	0.00	0.00	0.00
Silvan	355.00	224.00	202.00	253.00
Silvestre	633.00	581.00	511.00	524.00
Sinco	2,297.00	2,241.00	2,206.00	2,454.00
Torunos	688.00	456.00	469.00	343.00
TOTAL BARINAS				
(MB)	13,002.00	13,582.00	11,668.00	9,747.00
(MB/D)	36.00	37.00	32.00	27.00
APURE				
Guafita	13,448.00	12,112.00	10,586.00	8,951.00
La Victoria	3,604.00	3,991.00	3,725.00	3,495.00
TOTAL APIRE				
(MB)	17,052.00	16,103.00	14,311.00	12,445.00
(MB/D)	47.00	44.00	39.00	34.00

4.2.4 Cuenca Oriental

En el área mayor de Oficina principalmente al sur de Anaco los yacimientos son de tipo saturado y subsaturado con pocas acumulaciones de gas seco y condensado. Los crudos producidos en los campos Zapata, Nardo, Chimere, Kaki, Soto, La Ceibita, Zulos y Budare son livianos. Crudos medianos en los campos, Oficina Central, Limón, Yopales, Nipa, Mata, Oscurote y Aguasay; y de gravedad entre 10-21.9° API los producidos en Melones, Migas, Ovejas, Dación y Ostra.

Los yacimientos de gas condensado asociado al petróleo predominan en el área mayor de Anaco ubicada al norte de la falla inversa del corrimiento de Anaco aunque también existen algunos yacimientos de gas seco. En esta área se encuentran campos como Santa Rosa, Joaquín, Santa Ana, El Roble y El Toro. El petróleo producido en esta zona llega a tener una gravedad API de 39 grados y el condensado de 51 grados.

Al norte de Monagas están los campos principales del área, Jusepin, Santa Bárbara, Mulata/Carito y el Furrial, todos productores de crudo liviano. Otros a su vez como Orocuál y Manresa pertenecientes a la formación Las Piedras producen crudos de medianos a pesados. Hacia el Delta Amacuro se encuentra la formación La Pica que en su campo Pedernales produce petróleo pesado y mediano.

Hacia el sur del estado Monagas el crudo proviene de la formación Oficina del Mioceno y de ella se obtienen crudos pesados y extrapesados al producir los campos Pilón, Jobo, Morichal (miembro de mayor espesor), El Salto, Temblador, Uracoa, Bombal y Tucupita. En la tabla 4.7 se ve la producción de petróleo de la cuenca Oriental..

Tabla 4.7 Producción de petróleo cuenca Oriental ^[12].

	2007	2008	2009	2010
CAMPOS				
CUENCA ORIENTAL				
Aguasay	641.00	807.00	639.00	597.00
Budare	926.00	990.00	1,074.00	1,007.00
Chimere	607.00	538.00	481.00	431.00
Dacion	13,796.00	11,862.00	9,633.00	9,409.00
Elias	17.00	18.00	6.00	0.00
El Furrial	136,139.00	142,077.00	145,370.00	139,940.00
Guara	2,089.00	1,908.00	1,427.00	1,527.00
Jusepin	15,382.00	17,176.00	14,051.00	11,427.00
Las Mercedes	29.00	62.00	66.00	59.00
Leona	708.00	926.00	1,117.00	996.00
Mata	1,233.00	2,418.00	1,751.00	1,798.00
Merey	210.00	211.00	158.00	150.00
Nipa	2,118.00	845.00	438.00	733.00
Oficina	286.00	196.00	93.00	70.00
Oritupano	12,878.00	6,415.00	8,200.00	6,531.00
Oscurote	403.00	79.00	261.00	250.00
Quiriquire	2,117.00	2,787.00	1,412.00	1,359.00
Santa Barbara	58,194.00	62,623.00	63,495.00	63,414.00
Santa Rosa	1,301.00	1,180.00	1,215.00	1,215.00
Soto	128.00	364.00	545.00	380.00
Temblador	538.00	573.00	2,437.00	2,807.00
Tucupita	1,228.00	1,104.00	905.00	758.00
Zapatos	729.00	1,017.00	870.00	866.00
Zumo	210.00	129.00	203.00	233.00
Zorro	728	718	493	471
Otros	454,407.00	509,386.00	471,836.00	511,282.00
TOTAL				
(MB)	707,034.00	766,411.00	728,176.00	757,709.00
(MB/D)	1,937.00	2,094.00	1,995.00	2,076.00

4.2.5 Faja Petrolífera del Orinoco

Está dividida en cuatro zonas de explotación y producción, estas son: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo. En la figura 4.7 se observa como esta dividido el bloque Carabobo.

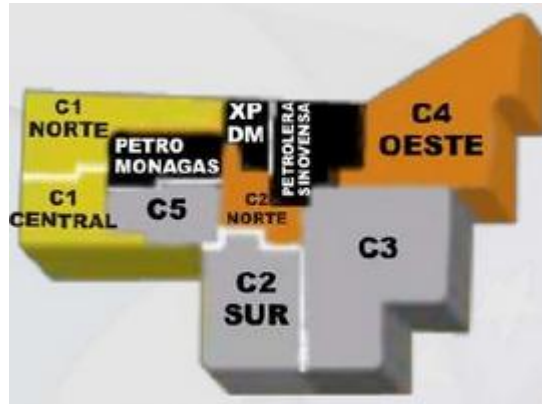


Figura 4.7 División del bloque Carabobo [11].

Los recursos petroleros más importantes de Venezuela se encuentran en la Faja Petrolífera del Orinoco. La producción de crudo de una reserva probada de 236.000 millones de barriles, es de petróleo no convencional, pesado y extrapesado con un alto contenido de azufre.

El Bloque Carabobo con una profundidad entre 1000 y 3500 pies, con un espesor de la arena entre 20 y 300 pies, contiene un crudo extrapesado de 7.8 y 14 grados API y para el año 2010 la producción de crudo fue de 346 MBD.

El bloque Carabobo posee el 22% de las reservas certificadas de la FPO para el año 2010 con un total de 36,9 MMBbl. La figura 4.8 muestra las reservas del Bloque Carabobo.

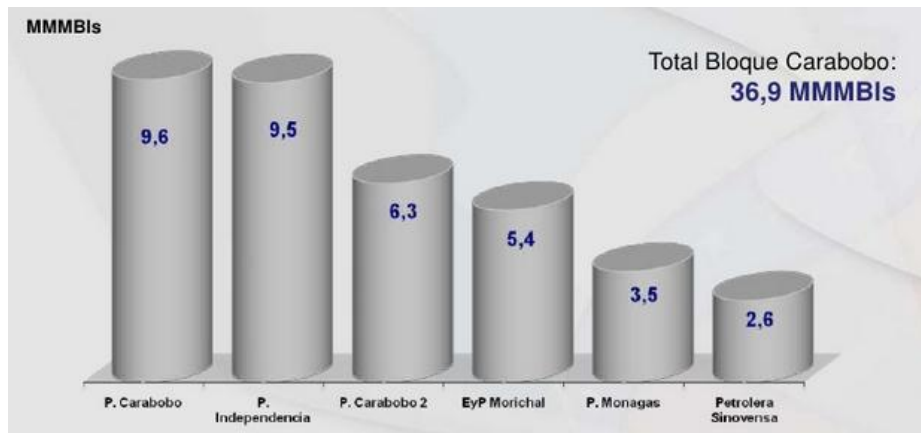


Figura 4.8 División del bloque Carabobo FPO [11] .

En referencia a las características de producción de las otras áreas de la FPO que no salen reflejadas en el presente trabajo es debido a que la información no pudo ser suministrada por la razón de ser CONFIDENCIAL.

4.3 LAS EMPRESAS MIXTAS Y SU PRODUCCIÓN EN VENEZUELA

Con la finalidad de ejecutar proyectos de aumento de producción, mejoramiento y refinación, PDVSA y la CVP (Corporación Venezolana de Petróleo) asumiendo la administración y control de todos los negocios de proceso de migración de los Convenios Operativos, de los Convenios de Asociación estratégica de la Faja Petrolífera del Orinoco se crea el esquema de las Empresas Mixtas.

Las Empresas Mixtas se crean con los objetivos de:

- ✓ Consolidar la producción nacional de petróleo.
- ✓ Fortalecer la actividad exploratoria en la búsqueda de reservas de crudo mediano y liviano, así como también la certificación de esas reservas.

- ✓ Desarrollar la capacidad de producción del país sobre la base de las reservas de crudo extra pesado de la Faja Petrolífera de Orinoco.
- ✓ Incrementar de forma sistemática la capacidad de refinación y mejoramiento de crudo.
- ✓ Asegurar la capacidad de transporte, almacenamiento y despacho de petróleo, gas y productos tanto para el mercado nacional como para la exportación.
- ✓ Desarrollar la industrialización de los hidrocarburos.
- ✓ Fortalecer y profundizar el conocimiento y el desarrollo científico – tecnológico pertinente.
- ✓ Consolidar los mercados de exportación de crudos y productos refinados.
- ✓ Asegurar el abastecimiento energético.
- ✓ Con el fin de cumplir los objetivos propuestos se han tomado acciones para generar un aumento de la producción de hidrocarburos, muestra de ello, se han constituido para el año 2010 treinta y nueve (39) empresas de las cuales solo 30 han sido reflejadas en la información suministrada.
- ✓ Las empresas mixtas están separadas en tres grupos, las cuales juntas alcanzaron una producción de crudo de 845 MBD, del total 332 MBD corresponden a empresas mixtas liviano – mediano, que resultaron de la migración de los convenios operativos, 472 MBD a empresas mixtas de la Faja Petrolífera del Orinoco y finalmente 41 MBD a las empresas mixtas con operaciones Costa Afuera, creadas de la migración de las asociaciones de la Faja Petrolífera de Orinoco y los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias compartidas.

La producción de crudos livianos y medianos de las empresas mixtas se presentan en las tablas 4.8, 4.9 y 4.10 sucesivamente:

Tabla 4.8 Producción de Petróleo Liviano – Mediano de las Empresas Mixtas Oriente ^[12].

Empresa Mixta	Participación CVP	Socios	Produccion (MBD)
Petrolera Kaki (Bucaral - Anzoategui)	60%	INELECTRA - POLAR (40%)	1
Petronado (Onado - Monagas)	60%	CGC - BPE - KNOC (40%)	2
Petroguárico (Atlas - Guarico)	70%	INPEX (30%)	1
Petrocuragua (Acema Casma - Monagas)	60%	OPEN - CIP (40%)	1
Petroven-Bras (EAD 200-1 - Anzoategui - Monagas)	60%	PETROBRAS - COROIL (40%)	2
Petrokariña (Mata - Oriente)	60%	PETROBRAS - INVERSORA MATA (40%)	2
Petroritupano (Oritupano - Anzoategui - Monagas)	60%	PETROBRAS - VENEZUELA US - COROD (40%)	20
Petrowarao (Pedernales - Delta Amacuro)	60%	PERENCO (40%)	4
Petrodelta (Monagas - Delta Amacuro)	60%	HARVEST (40%)	23
Boquerón (monagas)	60%	TNK-BP - PEI (40%)	8
Petrozumano (Anzoategui)	60%	CNPC (40%)	6
Petrolera Bielovenezolana (Oriente)	60%	BELORUSNEFT (40%)	5
Petrolera Indovenezolana	60%	ONGC VIDESH (40%)	33

Tabla 4.9 Producción de Petróleo Liviano–Mediano Empresas Mixtas Zulia-Falcón ^[12].

Empresa Mixta	Participación CVP	Socios	Produccion (MBD)
Petroboscan (Boscan)	60%	CHEVRON (40%)	96
Petroregional del Lago (Urdaneta Oeste)	60%	SHELL (40%)	26
Petroquiriquire (Mene Grande)	60%	YPF (40%)	37
Petroperija (Urdaneta)	60%	BP (40%)	13
Bielovenezolana (Occidente)	60%	BELORUSNEFT (40)	9
Petroindependiente (LL-99 - Zulia)	60%	CHEVRON (40%)	4
Petrocumarebo (falcon)	60%	VINCCLER OIL AND GAS, C.A (40%)	1
Petrowarao (Ambrosio)	60%	CHEVRON (40%)	1
Petrowayu (La Concepcion)	60%	PETROBRAS (40%)	5
Baripetrol (Colon)	60%	TECNOPETROL DE VENEZUELA (40%)	7
Petrolera Sino-Venezolana (Zulia)	75%	CNPC (25%)	8

Tabla 4.10 Empresas Mixtas de la Faja Petrolífera del Orinoco ^[12].

Empresa Mixta	Participación CVP	Socios	Produccion (MBD)
Petromonagas (Cerro Negro)	83,3%	BP (16,7%)	109
Petropiar (AMERIVEN)	70%	CHEVRON (30%)	147
Petrolera Sinovensa	60%	CNPC (40%)	81
Petrocedeno (Sincor)	60%	TOTAL(30,3) - STATOIL (9,7%)	136

CAPÍTULO V

DESCRIPCIÓN DE ALGUNAS TECNOLOGÍAS EN VENEZUELA

Con la finalidad de eliminar posibles problemas que puedan surgir en un determinado campo o en una determinada estación de flujo así como con la búsqueda de la optimización de los procesos se buscarán tecnologías que pudieran mitigar dichos inconvenientes y que pudieran también optimizarlos y mejorarlos. Este capítulo presentará una descripción detallada de tres tecnologías que fueron estudiadas, aplicables en Venezuela que ayudaran a la optimización de la producción así como mejoras y beneficios para las estaciones de flujo.

Las tecnologías son las siguientes:

5.1 TECNOLOGÍA DE FRECUENCIA DUAL APLICADA EN EL CENTRO OPERATIVO DE PETROMONAGAS (COPEM)

Se hará una descripción del proceso en las áreas de mayor impacto operacional, que componen la actividad de Producción de Petromonagas Sur COPEM, producción de crudo extrapesado, separación-tratamiento de crudo diluido (DCO), compresión y tratamiento de gas natural, almacenamiento y transporte.

Actualmente los desaladores del COPEM tienen una capacidad de procesamiento de unos 60.000 bpd y se está produciendo por encima de estos valores lo cual genera una problemática ya que no se logra tener la producción dentro de los requerimientos (1% de agua o menos y 8 ptb de sal o menos) buscando entonces la aplicación de tecnologías que permitan seguir con la misma producción pero que logre hacer que el crudo este dentro de los requerimientos.

Para mejor entendimiento del proceso la descripción de cada sistema estará dividida según la agrupación actual de operaciones unitarias que se llevan a cabo dentro de las Instalaciones del COPEM, Ubicadas al sur del estado Anzoátegui.

5.1.1 Descripción del Campo:

El bloque Carabobo se encuentra en la parte oriental de la Faja del Orinoco (Figura 5.1), cubre 18.130 km², con unas reservas estimadas de 254.874 MMbbls de petróleo extrapesado para el año 2012 según el informe de gestión PDVSA.

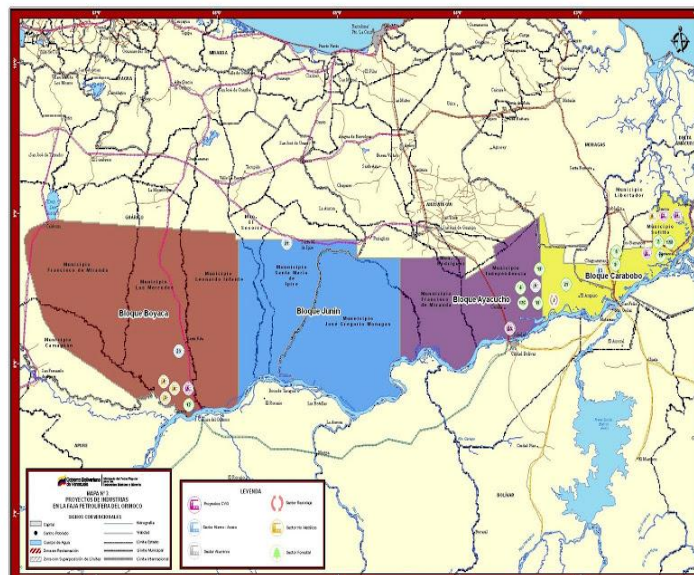


Figura 5.1 Faja Petrolífera del Orinoco [5] .

El petróleo extra-pesado que actualmente está siendo producido tiene valores de gravedad que oscilan entre 6 y 10 ° API, con un valor promedio de 8,5 ° API y viscosidad de 2.000 a 5.000 cp. a una temperatura de reservorio de 130 ° F.

Para aprovechar estas grandes reservas de petróleo extra-pesado, las nuevas implementaciones de tecnología de perforación y producción han sido significativos en los últimos 10 años, sobre todo el uso de pozos horizontales y multilaterales y el desarrollo de sistemas de levantamiento artificial.

5.1.2 Características del Yacimiento en estudio

El yacimiento de interés en el bloque Carabobo pertenece a la edad del Mioceno; este consta de areniscas con intercalaciones inconsolidadas moderadas de lutitas. Se encuentra saturado con crudos extrapesados. La calidad del yacimiento es excelente, con porosidades de 32% y permeabilidades de 12 Darcy. Los mecanismos de empuje del yacimiento son debido a la compresibilidad de la roca y los fluidos así como también debido al gas en solución.

5.1.3 Clasificación de las Áreas:

Para el proceso de producción, cada etapa estará dividida por área y cada uno de los equipos existentes están identificados con etiquetas cónsonas a las áreas a las cuales pertenecen.

- ✓ **Área 00:** Macollas de Producción.
- ✓ **Área 30:** Sistema de recolección.
- ✓ **Área 51:** Sistema de tratamiento de Crudo.
- ✓ **Área 52:** Sistema de compresión de Gas.
- ✓ **Área 53:** Sistema de Almacenamiento, medición y Bombeo.
- ✓ **Área 54:** Sistema de agua Producida.
- ✓ **Área 55:** Utilidades y Servicios.
- ✓ **Área 56:** Sistema de compresión y tratamiento de Gas (Planta Nueva).
- ✓ **Área 73:** Drenaje Abierto
- ✓ **Área 75:** Flare o Mechurrio.
- ✓ **Área 77:** Tratamiento de Crudo Fuera de especificación.

5.2 CONFORMACIÓN DEL COPEM:

En la figura 5.2 podemos ver como es la estación de flujo del COPEM y en la figura 5.3 los equipos a ser intervenidos.

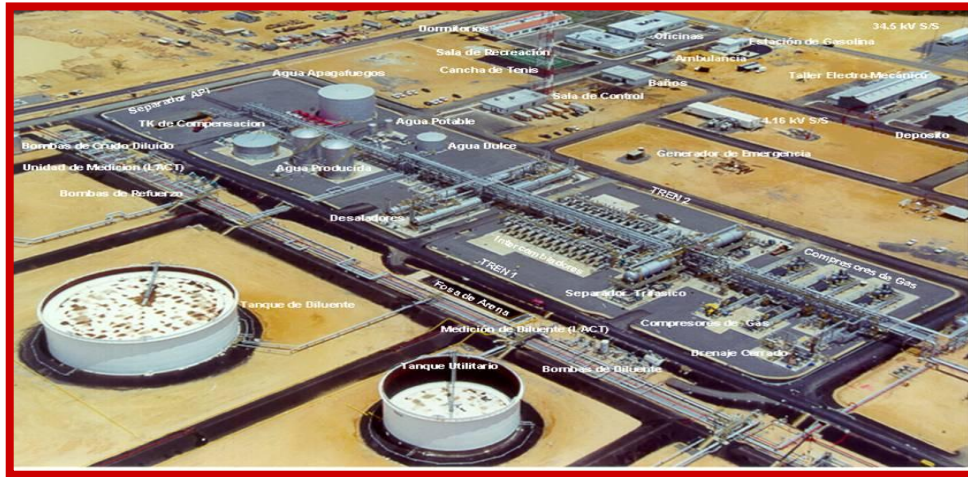


Figura 5.2 Conformación del COPEM [2] .

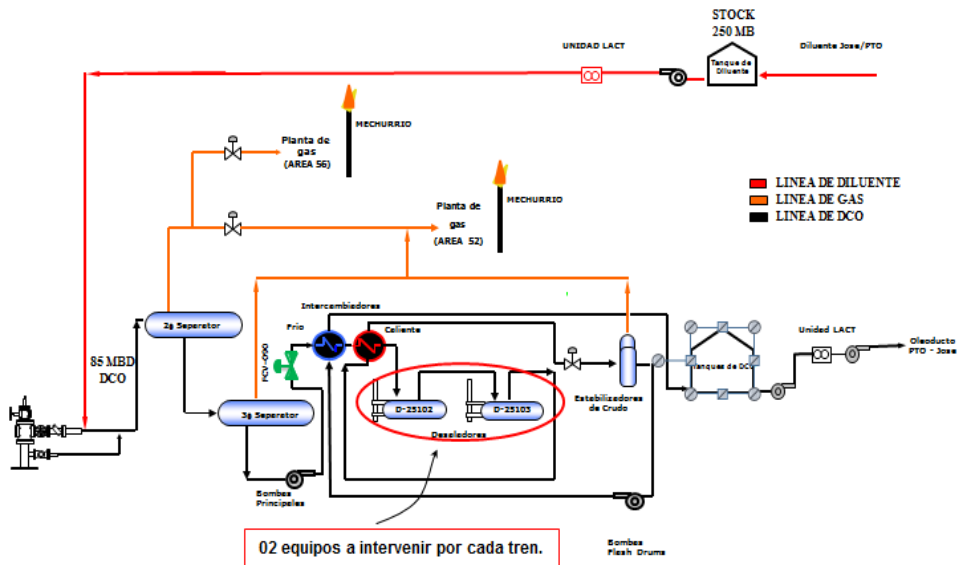


Figura 5.3 Diagrama de Procesos en la estación de flujo en el COPEM [2].

5.2.1 Área 00:

El área 00 comprende cada una de las 8 macollas de producción, desde el cabezal del pozo productor hasta la conexión a la tubería del sistema de recolección correspondiente y demás servicios disponibles en superficie.

Existen en Petromonagas un total de 157 pozos activos, 140 de crudo extra pesado de 8.2 °API en promedio. Con un método de levantamiento artificial de bombas de cavidad progresivas, movidas con motores de 75 HP de potencia.

El diseño del cabezal de los pozos es común para todo el campo, con una línea de producción de 6" y una línea de 2" proveniente de la sección "B" (gas del casing) la cual se une a la de 6".

Las variables que pueden ser monitoreadas de manera local y remota en los cabezales de pozos son:

- ✓ Presión y temperatura de cabezal.
- ✓ A través del VSD (variador de velocidad de los motores), torque de cabilla, corriente del motor, voltaje y velocidad de la cabilla.

La inyección de diluyente es necesaria en todos los casos para reducir la viscosidad del fluido, y aprovechar la energía de las bombas de los pozos para mover el crudo diluido desde las macollas hasta la planta. El porcentaje de dilución diluyente/Crudo de formación tiene una relación de 21%, usando nafta de 51° API.

La incorporación de diluyente en cada una de las macollas se realiza en superficie existiendo dos arreglos típicos en cuanto a este tipo de Instalaciones.

5.2.2 Macollas 4, 5, 6 y 8

La producción de crudo, gas y agua, provenientes de la bomba y el espacio anular fluyen a través de la tubería de 6" de cada pozo, para ser mezclada con diluyente y el resto de la producción de los pozos adyacentes en un cabezal común de 20". A

través de este cabezal común fluye el diluyente, el cual proviene de un cabezal de 6". El diluyente suministrado a las macollas es controlado a través de la FCV, cuyo punto de ajuste dependerá de la producción total requerida por grupo de pozos. Este cabezal de diluyente, posee ramificaciones de 1,5" para las alineaciones de los pozos a prueba. Existen medidores de flujo del diluyente tipo turbina, que permite cuantificar la cantidad total suministrada a cada macolla.

Aguas arriba de la medición de flujo se cuenta con una PCV, la cual controla la presión del diluyente en el cabezal. También se encuentran instaladas SDVs las cuales actúan como protección por altas presiones del diluyente o mediante la activación de las paradas locales o remotas de la macolla.

5.2.3 Macollas 1, 2, 3 y 7

La Producción de crudo, agua y gas provenientes de la bomba y el espacio anular fluyen a través de la tubería de 6" de cada pozo, para ser mezclada con diluyente. La dosificación a cada pozo es controlada manualmente basada en indicación de flujo en línea y es independiente para cada pozo. Aguas arriba de la medición de flujo se cuenta con una PCV la cual controla la presión de diluyente en el cabezal, también se cuenta con SDVs para protección por altas presiones al igual que los arreglos anteriores.

En todas las macollas se busca conseguir una gravedad API del crudo diluido de 15,4°. El único tratamiento químico aplicado en las macollas es rompedor de emulsiones, el cual viaja en el diluyente desde la planta, logrando así romper de manera temprana las posibles emulsiones primarias de agua en crudo, antes de llegar a la planta.

Cada pozo deberá ser probado al menos unas veces por mes, y existe la facilidad de probar cualquier pozo de manera independiente sin afectar la producción total de la macolla. Donde solo un pozo puede ser alineado a la vez y puede ser cuantificado

su volumen de crudo, agua y gas en (línea). El líquido y el gas separado son recombinados e incorporados a la línea de producción.

Para la medición del flujo de gas se cuenta con placas orificios, colocadas en porta placas, (Caja Daniels). Para la medición del líquido, en todos los separadores de prueba se cuenta con medidores del tipo coriolis, que a su vez contienen analizadores de densidad y porcentaje de agua.

Números de Pozos Productores por macollas:

- ✓ Macolla 1: 17 pozos productores
- ✓ Macolla 2: 19 pozos productores
- ✓ Macolla 3: 19 pozos productores
- ✓ Macolla 4: 18 pozos productores
- ✓ Macolla 5: 17 pozos productores
- ✓ Macolla 6: 21 pozos productores
- ✓ Macolla 7: 17 pozos productores
- ✓ Macolla 8: 29 pozos productores

5.2.4 Área 30

El sistema de recolección consta de todas las tuberías que salen desde COPEM para transportar diluyente hacia las macollas y todas las líneas que salen de macollas con crudo diluido hacia COPEM.

Desde COPEM, parte una línea de 8" enterrada, la cual se bifurca en dos para formar cabezales comunes, suministrando diluyente a las macollas según los grupos por

ubicación (1,3,4 y 8) o (2,5,6 y 7). Cada cabezal cuenta con indicación local de presión.

En el sistema de recolección de crudo, desde cada macolla la producción total fluye a través de líneas de 20" que luego se convierten en líneas de 24" las cuales recolectan el producto de todas las macollas.

Estas líneas de 24" se unirán a un cabezal común de 30" (Múltiple de entrada límite de batería de la planta), el cual comienza con las válvulas 251-SDV-300/301.

5.2.5 Área 51

En el COPEM, la entrada de crudo diluido es separada en dos trenes paralelos e idénticos. Cada tren contiene un separador Bifásico, un separador Trifásico, 12 parejas de intercambiadores de calor tubo y carcasa, dos desaladores y un tambor de vaporización instantánea.

Siendo común la producción de arena en la faja del Orinoco, un sistema de lavado de propulsión o chorro a presión está instalado en los separadores Trifásicos y desaladores. Este sistema automático, ocurre bajo una secuencia lógica programada, en donde se simula un barrido del fondo de cada recipiente.

5.2.5.1 Separadores Bifásicos

Como su nombre lo indica son recipientes capaces de separar el 95% del gas de formación con respecto al líquido asociado. La presión de operación es de 70 PSIG con una temperatura máxima de 115°F, determinada por la temperatura del crudo diluido fluyendo desde las macollas. El crudo diluido húmedo separado del gas fluirá hacia la próxima etapa de separación, la cual opera a una menor presión. El gas separado tiene dos destinos: a) hacia la succión de los compresores de gas donde se maneja hasta unos 20 MPCSPD Millones de pie cúbicos estándar que pueden ser controlados mediante un orificio restrictor), b) hacia planta compresora del área 56.

Los separadores bifásicos son horizontales con unas dimensiones de 16" de diámetro por 78', 4" de, con una presión de diseño de 100 PSIG/"FV" y temperatura de diseño de 160°F. Internamente los separadores constan de sistemas anti-olas y un recolector de neblina tipo "venas empacadas", con este diseño un solo separador, es capaz de manejar de manera eficiente hasta 180 mil barriles por día de líquido y hasta 220 MPCSPD de gas.

La operación de los separadores bifásicos es controlada por presión, a través de las válvulas 251PCV500/501 A B, las cuales operan en rango compartido de control. El control de líquido es mantenido a través de las válvulas 251-LCV-100/101 A_B, quienes también operan de igual manera por rango dividido.

La medición de flujo de gases ocurre a través de un medidor tipo "Anubar" en cada uno de los separadores (251-FE-150/151), con una lectura remota.

El sistema de alivio de los separadores bifásicos consta de 5 válvulas calibradas a 95 PSIG del tipo piloteadas. Todas ellas descargan hacia un cabezal de 36" perteneciente al sistema de mechorrio F-37502.

El aislamiento por emergencia de estos separadores ocurre a través de las válvulas de cierre rápido 251-SDV-300/301, las cuales actúan automáticamente de acuerdo a la matriz causa efecto, sea por altos niveles de líquido o alta presión dentro del recipiente. De tal manera que estas válvulas bloquean la entrada de producto a los separadores por ende a la planta en general.

Existen también válvulas que bloquean la salida de líquido, identificadas como 251-SDV-302/303 las cuales aíslan a los separadores de la siguiente etapa de separación. Estas válvulas actúan a consecuencia de bajo nivel de líquido en los separadores bifásicos.

5.2.5.2 Separadores Trifásicos

El crudo proveniente de los separadores bifásicos es vaporizado a menos presión (9 psig), lográndose remover un 4% adicional del gas de formación, disuelto en el crudo

diluido. El agua libre asociada con el crudo es separada y bombeada por las bombas P-25105/115. El crudo diluido dentro del recipiente, rebosa a través de una ventana que separa en compartimientos las secciones internas del mismo. Este crudo es bombeado hacia los trenes de tratamiento por medio de las bombas principales P-25101 A B/ P-25111 AB.

Los separadores Trifásicos son recipientes horizontales de dimensiones 16,5' Diámetro y 66 ' con una presión de diseño de 95 psig/FV y una temperatura de diseño de 160°F. El separador está dividido en dos compartimientos por una ventana de 128". El primer compartimiento (dos veces más largo que el segundo), es donde el agua libre se separa del crudo diluido. Esta sección del separador tiene dos "baffles" para reducir el entrapamiento de líquido en el gas vaporizado. El crudo diluido rebosa a través de la ventana hacia el segundo compartimiento del separador donde le permite llegar a la succión de las bombas principales para ser bombeado.

La operación de los separadores Trifásicos es controlada y mantenida con dos controladores de nivel. El primero es un control de nivel de interfaces (LC-002/004), que controla el nivel de interfaces agua-crudo en el primer compartimiento. Este control de nivel regula a las válvulas LCV-002/004 sobre la descarga de las bombas (P-25105/115 A B). El flujo de agua es medido, transmitido y mostrado en el DCS como (FQI 019). En términos de presión, el control ocurre a través del 251-PC-008, quien actúa sobre la 251-PCV-008, aliviando hacia el cabezal de mechurrio F-37501, en ambos recipientes. La medición de gas ocurre a través de los medidores 251-FE007/008 tipo venturi.

Las bombas de agua de los separadores Trifásicos son centrifugas, con un motor de 20 HP, cada bomba fue diseñada para manejar hasta 260 gpm, con un cabezal estático de 134,5 ft. Cada una de ellas tiene un desvío con flujo mínimo para prevenir un cabezal muerto de la bomba contra cualquier válvula de control que pudiese estar cerrada.

El segundo control de nivel, (LC001/005), es un controlador de rango dividido que regula las válvulas de control de nivel en las bombas principales (P-25101/111 AB), en donde el crudo diluido recircula hacia el separador.

Se cuenta con un sistema de lavado o remoción de arena del fondo del recipiente. Este sistema cuenta con boquillas que poseen acción tipo jet o chorro a presión. El agua producida, tratada y lista para disposición es el agua utilizada para realizar esta operación. La misma ocurre mediante el uso de bombas de inyección de agua (P-25403 ABC).

La remoción de arenas puede ser efectuada en un solo recipiente al mismo tiempo. La acción del PLC consta en cerrar las válvulas de bloqueo (XV-269/270) y abrir las válvulas de bloque de entrada al separador (XV-107-118/119-130), para barrer dentro del recipiente con intervalos y secuencias de cierre de válvulas solenoides en forma lógica.

Las bombas Principales (P-25101/111 AB), son bombas tipo tornillos de desplazamiento positivo, con un accionador de 1500 Hp. El máximo flujo por diseño de cada bomba es de 97200 bpd de crudo diluido con un cabezal estático de 1108 ft. Cada una de estas tiene indicación de estatus en el DCS. Este indicador de estatus funciona en “*override*” para la apertura de las válvulas de recirculación durante el arranque de cada una de ellas. Las bombas no pueden ser arrancadas de manera remota desde sala de control, pero si pueden ser detenidas.

Las paradas de emergencia de estos separadores ocurren automáticamente por las siguientes razones: Bajo nivel en el separador (menor de 10”). Baja presión de succión (13,3 psig), alta presión en la descarga de las bombas principales (510psig) , alta presión en el separador (85 psig), alto nivel de líquido 130”.

5.2.5.3 Intercambiadores de Calor:

Las bombas principales descargan a un cabezal común donde el flujo es dividido en dos trenes de calentamiento. Exactamente aguas debajo de la bifurcación se

encuentran los controladores 251-FC090/091, quienes se encargan de balancear la cantidad de crudo húmedo que está alimentando a cada tren de una manera uniforme a través de las 251-FCV-090/091.

El crudo diluido fluye hacia los intercambiadores de calor crudo-crudo etapa frío E-25106/116, por el lado carcasa. El fluido sale de los intercambiadores a 143°F. Cada tren consta de 4 parejas de intercambiadores frío de tipo tubo y carcasa, con una presión de diseño de 425 psig a 380°F para las carcasas, y una presión de diseño para los tubos de 635 psig a 380°F. El área total de transferencia de calor de las 8 unidades es de 94123 pies cuadrados, con una carga total calórica por diseño de 17 MMBTU/Hrs.

La caída de presión es medida a través de cada pareja de intercambiadores. Estos tienen las facilidades de ser aislados de manera independiente, además de poseer conexiones con líneas de diluyente para efectos de limpieza y drenajes.

Después de estas 4 parejas de intercambiadores, el crudo entra en los intercambiadores calientes crudo-crudo por el lado tubo, saliendo a una temperatura de 200°F. Es en estos equipos donde el calor es recuperado del crudo proveniente de los desaladores a una temperatura de 240°F. Cada tren de intercambiadores calientes consta de 8 parejas, diseñados de igual manera que los descritos anteriormente, a diferencia que su área total de transferencia es de 193774 pies cuadrados con una carga total calórica de 52.9 MMBTU/Hrs. Igualmente su caída de presión es medida en cada pareja.

5.2.5.4 Desaladores

El crudo húmedo precalentado a 200°F entra en dos etapas de desalación. La primera etapa identificada como D-25102/112 y la segunda etapa identificada como D-25103/113. Estos son recipientes horizontales con unas dimensiones de 14 pies por 100 pies y con una presión de diseño de 210psig/FV a una temperatura de

380°F. Cada desalador está dividido en dos secciones con un “*baffle*” ubicado a 140 pulgadas del fondo, que permite al fluido pasar de una sección a la otra.

Cada equipo contiene rejillas electrostáticas en la segunda sección, que permiten la coalescencia de gotas dispersas de agua en el crudo, donde precipitan por diferencia de densidad.

Integrado a cada desalador existen quemadores a gas y tubos calentadores que permiten calentar el crudo y suministran la energía necesaria para romper la emulsión de agua en crudo. El sistema de pirotubo esta hecho de acero con unos 45 pies de longitud y 30” de diámetro. La carga térmica de cada tubo es de 7.5 MMBTU/Hrs y el flujo de calor es de 10.5 MMBTU/Hrs por cada pie cuadrado. La presión de diseño de cada pirotubo es de 211 psig a 700°F.

Ambas etapas poseen mezcladores estáticos y válvulas de mezcla, los cuales permiten asegurar la correcta homogeneización del crudo húmedo y salado con el agua de lavado (Agua dulce).

Ambas etapas de desalación reciben el agua caliente y salada que fue removida de la sección de rejillas de la segunda etapa. En esta etapa ocurre el proceso de deshidratación en donde sale el crudo salado con menos de 1% de corte de agua. En la segunda etapa, el crudo deshidratado entra a 220°F y con un contenido de sal entre 60-80 ptb. (Enfriado por el efecto de adición de agua fresca). Se introduce agua fresca dulce precalentada a 160°F, en donde se logra alcanzar una concentración de sal de hasta 8 ptb.

La operación de ambas etapas es controlada y mantenida con un controlador de presión diferencial en la entrada de crudo diluido hacia los recipientes, con tres controladores de nivel y el sistema de manejo de quemadores (BMS) sobre los quemadores y pirotubos integrados en cada uno de los desaladores. Los controladores de presión diferencial (PDC-091/126) para las primeras etapas y los (PDC-083/129) para las segundas, estos permiten establecer la caída de presión a

través de la válvula de mezcla hasta 10 psig. La presión de operación normal de los desaladores es de 250 psig.

El control de interfaces se logra en la primera etapa a través de unos controladores denominados LC-007/010 en la sección de calentamiento. Estos controladores permiten mantener un nivel constante de agua, la cual fluirá hacia los intercambiadores de calor agua-agua para reducir su temperatura y luego pasar a la planta de tratamiento de agua (área 54). El flujo de agua fresca hacia la segunda etapa, es otra corriente que pasa a través del intercambiador de calor agua-agua, el cual es controlado a través del (FC-021/044).

Los intercambiadores de calor agua-agua (E-25102/112) son del tipo placas diseñados para 260 psig y 300°F. El área diseñada de transferencia de calor es de 379 pies cuadrados con una carga térmica neta de 15.44 MMBTU/Hrs. Con un monitoreo de caída de presión en el DCS.

El control de interfaces en la sección de rejillas de las segundas etapas, lo realizan los controladores (LC-012/014), quien regula el nivel de agua en la sección de calentamiento a través de válvulas controladoras de nivel identificadas con la misma etiqueta. El agua proveniente de esta sección es impulsada por las bombas P-25102/112 A_B. Estas son bombas centrifugas movidas por un motor de 50 HP. Cada bomba tiene un caudal máximo de diseño de 338 gpm con un cabezal estático de 301.6 pies.

El control de interfaces en la sección de rejillas de las segundas etapas, lo realizan los controladores (LC-023/024), quienes actúan sobre válvulas de control de nivel identificadas con las mismas etiquetas. El agua en esta sección es bombeada por las bombas (P-25106/116 A-B) tipo centrifugas con una potencia de 40 HP y un caudal de diseño de 211 gpm para un cabezal estático 292.5 pies.

Todos los flujos de agua hacia cada una de las etapas de los desaladores pueden ser contabilizados y modificados desde la sala de control.

El sistema de lavado de arena de los desaladores opera bajo la misma filosofía que para los separadores trifásicos. La diferencia radica en las válvulas de bloque que son abiertas y cerradas durante la secuencia.

El sistema de parada de los desaladores está relacionado con las siguientes variables: bajo nivel de líquido en la sección de rejillas, bajo nivel de líquido en la sección de calentamiento, parada local del desalador, alta presión en el desalador, alto nivel de líquido en los separadores de vaporización instantánea (D-25104/114) alta presión de gas combustible, baja presión de gas combustible, pérdida de llama en los quemadores, parada de los ventiladores y alta presión aguas debajo de los ventiladores.

5.2.5.5 Separadores de Vaporización Instantánea

El crudo desalado seco que sale de las segundas etapas de los desaladores, por diferencia de presión fluye a través de los intercambiadores de calor crudo-crudo por el lado de carcasa para reducir su temperatura hasta 180°F. Existe en este punto un controlador de temperatura capaz de desviar crudo caliente directamente hacia los vaporizadores sin pasar por los intercambiadores en caso de ser necesario para garantizar el valor antes mencionado.

En la línea de entrada hacia los vaporizadores existen válvulas controladoras de presión (PCV-099/032) las cuales mantienen una presión de 68 psig aguas arriba de ellas, logrando mantener a 5 psig la presión de operación de los vaporizadores. Estos últimos tienen la finalidad de estabilizar el crudo diluido mediante la remoción de vapores y gases disueltos en el crudo, mediante la brusca caída de presión en el recipiente a una temperatura de 180°F.

Estos separadores de vaporización son dos unidades de diferentes tamaños por tren, que operan mediante el principio de vasos comunicantes, por lo que el nivel del líquido en cada uno de ellos es dependiente del otro. Las dimensiones de las

unidades de menor tamaño son 9 pies diámetro por 30 pies de largo, mientras que las otras unidades son 1,5 veces del tamaño anterior.

El crudo estabilizado, es bombeado hacia los intercambiadores de calor frío por el lado de tubo, a fin de reducir su temperatura hasta los 140°F, siendo esta la temperatura de almacenamiento en los tanques.

El control de nivel es mantenido a través de los controladores LC-016/017, los cuales actúan sobre las válvulas de control de nivel identificadas con las mismas etiquetas. Estas válvulas se encuentran aguas debajo de las bombas P-25104/114 A-B.

Las bombas P-25104/114 A-B, son del tipo vertical centrifugas movidas por un motor de 700 HP, cada bomba maneja un flujo máximo de 91317 bpd con un cabezal estático de 443 pies. Existe un control de flujo aguas debajo de cada bomba con recirculación hacia el recipiente a fin de mantener el flujo de crudo establecido hacia los intercambiadores de calor. También se cuenta con un control de presión en los intercambiadores que actúa en *“override”* con el control de flujo, en caso de alta presión en la descarga de las bombas.

El gas que sale a través de los recipientes de vaporización, es medido a través de los elementos de flujo 252-FE-250/251, tipo venturi. El destino final de este gas es el cabezal de succión de los compresores de gas combustible. Esta corriente puede ser alineada hacia este cabezal por dos rutas diferentes: vía eyectores o vía compresor de baja presión. El primero consta de un sistema de eyección (J-25263 A/B) que mantiene la presión de 5 psig mediante un flujo de gas motriz de 0,7 MMPCEPD para cada eyector.

El otro sistema consta de dos enfriadores de convección forzada, un depurador de succión, un separador trifásico y un compresor de lóbulos de baja presión.

Este sub-proceso se encarga de remover las fracciones pesadas del gas húmedo que sale de los vaporizadores mediante enfriamiento y compresión.

5.2.6 Área 52 (Compresores de gas combustible y de gas venta)

El área 52 está compuesta por las facilidades instaladas para el manejo de gas producido: compresores de gas combustibles, unidad de deshidratación con trietilenglicol, compresores de ventas y compresor de baja presión.

El área 52 luego del arranque de la nueva planta de gas área 56, trabaja en conjunto con esta última, formando parte de un solo proceso de manejo y tratamiento.

5.2.6.1 Sistema de compresión de gas combustible

El sistema de compresión de gas combustible se alimenta de una fracción del gas que viene de los separadores bifásicos, todo el gas que es separado de los separadores trifásicos y todo el gas removido de los tambores de vaporización instantánea. La fracción de gas que alimenta a este sistema desde los separadores bifásicos, controlada a través del FC-620, quien restringe un máximo de 24 MMPCEPD.

La presión de succión de este cabezal es de 8 psig, donde se comprime gas natural en tres etapas hasta 450 psig. Las presiones inter-etapas son: 45 psig, 150 psig y 450 psig.

Este sistema cuenta con:

- ✓ Tres compresores recíprocos movidos por un motor eléctrico de 2000 HP cada uno. C-25261 A/B/C con una capacidad de compresión de 8 MMPCEPD.
- ✓ Tres depuradores de entrada D-25261 A/B/C.
- ✓ Enfriadores en la descarga E-25267 A/B/C, E-25261 A/B/C, E-25263 A/B/C.
- ✓ Depuradores de descarga en la primera etapa D-25267 A/B/C.
- ✓ Depuradores de descarga en la segunda etapa D-25262 A/B/C.
- ✓ Depuradores de descarga en la tercera etapa D-25263 A/B/C.

Todos los líquidos recuperados por efecto de compresión, son enviados desde los depuradores hacia el drenaje cerrado bajo control del nivel en los recipientes.

El gas que deja la última etapa de compresión pasará al proceso de deshidratación.

Una vez que el gas se encuentra deshidratado, tiene tres destinos diferentes: cabezal de gas combustible, gas motriz de los eyectores y compresores de venta C-25262 A/B.

- ✓ El cabezal de gas combustible distribuye a:
- ✓ Quemadores de los desaladores.
- ✓ Gas de purga para el cabezal de mechorrio, y gas de manto para planta de agua.
- ✓ Gas combustible para el regenerador de glicol.

5.2.7 Área 52 (Paquete de deshidratación con Glicol)

Todo el gas comprimido a 450 psig, pasará al sistema de deshidratación. Este paquete se encarga de remover el vapor de agua saturado en el gas natural., desde 150 Lbs H₂O/MMPCEPD hasta 7 Lbs H₂O/MMPCEPD, por absorción en contracorriente con trietilenglicol en la torre D-25277.

La torre D-25277 es una torre contactora de 9 platos perforados tipo burbuja que opera a 420 psig y 125°F. Recibiendo el gas por el fondo de la torre y el glicol pobre por el tope. Existe un control de temperatura (TC-611) quien mantiene un diferencial de temperatura gas glicol pobre (0,5% p/p agua) en 10°F. De esta manera por el tope se obtiene gas seco y por el fondo glicol rico con una concentración aproximada de agua en un 6%.

Este paquete cuenta con un sub-proceso de auto regeneración de TEG, en donde el glicol rico pasará a la columna de despojamiento D-25279, donde se remueve en fase vapor parte del agua contenida en el mismo. Posteriormente pasa a un intercambiador de calor tubo carcaza tipo "U" (E-25272) por el lado tubo para luego

llegar a un separador trifásico (D-25282) y es separado el glicol y el condensado recuperado. El condensado recuperado está alineado hacia el drenaje cerrado mientras que el glicol pasará a un sistema de filtrado en serie (L-25201/02/03) Dos de estos tres filtros son de cartucho y el ultimo es de tipo “charcoal” o (Carbón) Luego del proceso de filtrado, el glicol aun rico entra al regenerador el cual opera a 386°F, garantizando de esta manera la máxima evaporación de agua.

Este glicol caliente, ya regenerado pasará a los intercambiadores de calor por el lado carcasa y finalmente al D-25283, que es el tambor de succión de las bombas de glicol, para comenzar el ciclo nuevamente.

Las bombas son de desplazamiento positivo con una capacidad de 345 gpd.

5.2.8 Área 52 (Compresores de venta)

El gas que no es consumido como gas combustible o gas motriz para los eyectores, va la succión de los compresores de venta. Este gas es comprimido de 420 psig a 1250 psig, en una sola etapa. Dos unidades (C-25262 A/B) son usadas para esta fase de compresión y cada una es capaz de comprimir hasta 11 MMPCEPD. Son compresores reciprocantes movidos por un motor de 700 HP. Cada unidad cuenta con un depurador de entrada (D-25265 A/B), enfriadores de convección forzada (E-25264 A/B) y depuradores de descarga (D-25264 A/B)

El gas comprimido hasta 1250 psig pasará ahora a la planta de gas área 56 específicamente a la torre contactora de glicol D-25621 para una nueva deshidratación.

5.2.9 Área 52 (Sistema de compresión de baja presión)

Este sistema se encarga de recuperar la mayor cantidad posible de agua saturada y fracciones pesadas del gas proveniente de los separadores de vaporización instantánea (D-25104/114 A).

Este sistema es una ruta alterna del fluido al sistema de eyección, logrando obtener en el cabezal de succión del sistema de gas combustible, gas pobre en fracciones pesadas de C4+.

Este sistema cuenta con dos enfriadores de convección forzada, un depurador de entrada, un compresor de baja presión y un separador trifásico.

El gas removido por efecto de vaporización es enfriado hasta temperatura ambiente en los E-25276. A esta temperatura y 5 psig, es recuperado parte del condensado y el agua saturada en el D-25276. De este depurador, succiona el compresor de baja presión C-25273, el cual comprime desde 5 psig hasta 25 psig. Una vez aumentada la presión, el gas es nuevamente enfriado a temperatura ambiente en los E-25276, para luego entrar al D-25287 separador trifásico. En este último todas las fracciones pesadas del gas y el agua saturadas son recuperada, e incluso todos los condensados que provienen del sistema de drenaje cerrado, donde por efecto de recirculación y contacto se mantendrán estables en el líquido.

El agua recuperada en este proceso, es bombeada por las P-25271 A/B con bombas tipo centrifugas de 5 HP hacia los tanques de agua producida.

El condensado estabilizado, es enviado hacia los tambores de vaporización instantánea.

5.2.10 Área 53

Esta área consta de todas las facilidades de almacenamiento de crudo y diluyente, incluyendo bombas y sistemas de medición fiscal.

5.2.10.1 Almacenamiento de crudo

Un tanque de techo flotante con capacidad de 250.000 bbls (TK-25302) es usado para el almacenamiento de crudo diluido. Este tanque provee menos de dos días de almacenamiento a total producción, en caso de una contingencia cuando no se pueda bombear crudo hacia patio de tanques oficina (PTO) Durante operación

normal este tanque sirve como amortiguador entre las bombas de los separadores de vaporización P-25104/114 A/B y las bombas de refuerzos (Booster) P-25337 A/B/C antes de las bombas del oleoducto P-25331 A/B/C. En caso de obtener crudo fuera de especificación este tanque tiene la facilidad de recircular crudo hasta el separador trifásico usando las bombas de refuerzos.

Este tanque cuenta con dos tipos de transmisores de nivel, Radar (LT-001) y de presión diferencial (LT-012). El segundo ejerce el control sobre los permisivos de alineación del tanque para recibo o bombeo, de las válvulas de bloque y motorizadas.

5.2.10.2 Almacenamiento de diluente

Un tanque de 250.000 bbls con techo flotante (TK-25301) es usado para almacenar diluente, el cual opera bajo control de nivel y tiene conexión a un cabezal de diluente el cual permite realizar limpiezas y drenajes de equipos mediante el uso de este producto.

Las bombas que succionan desde este tanque son las P-25333 A/B/C, quienes impulsan el diluente al sistema de distribución de las macollas, previamente contabilizado en la unidad LACT, destinada para este fin. La filosofía de control de este tanque es análoga del tanque 25302 de DCO.

Este tanque recibe producto una vez contabilizado por la unidad LACT PK-25303, que sirve como punto de fiscalización para el diluente enviado a nosotros y a la Operadora Sinovensa por el Mejorador de Petromonagas.

5.2.10.3 Tanques Utilitarios

Dos tanques de techo flotante con capacidad de 100.000 bis cada uno (TK-25323/321) son provistos para almacenamiento de cualquier producto (diluente o crudo diluido) según sean las necesidades del proceso, con filosofías de control idénticas a los otros dos tanques descritos anteriormente.

NOTA: Todos los tanques operan bajo selección de recibo o bombeo desde la sala de control.

5.2.10.4 Tanques de crudo fuera de especificación

El tanque de crudo fuera de especificación (TK_25331) es un tanque de techo fijo con una capacidad de 1200 bis. Este tanque recibe y almacena fluidos incluyendo crudos sucios, desde bombas del flare (mechurrio) P-37501 A/B, drenaje cerrado P-25121 A/B, bombas de la fosa de drenaje de tanques P-25338 A/B, bombas de la tanquilla o sumidero de crudo (oil sump) P-37336 A/B. El sistema de medición de este tanque es del tipo flotador o medición indirecta.

5.2.10.5 Bombas de refuerzo

Las bombas de refuerzo P-25337 A/B/C se encargan de aumentar la presión del crudo diluido desde el tanque TK-25302 o cualquiera de los tanques utilitarios hacia las bombas del oleoducto hasta 180 psig. Estas bombas son del tipo centrifugas verticales movidas por un motor de 700HP con un cabezal estático de 420 pies, y un flujo máximo flujo de diseño de 90446 bpd. Cada una de estas bombas en su descarga cuenta con control de flujo, que permite ajustar el caudal que será bombeado hacia la unidad LACT. Este control de flujo actúa sobre tres FCVs independientes para cada bomba con recirculación hacia la succión.

A través del control 253FCV041, es posible ajustar la tasa de flujo que pudiese recircularse hacia el separador trifásico.

5.2.10.6 Unidad LACT crudo diluido PK-25301

Es el punto de fiscalización de COPEM en términos de crudo extrapesado. En ella se contabiliza todo el crudo despachado hacia PTO.

Tiene tres brazos de medición de tipo “desplazamiento positivo” cada uno de los brazos tiene una capacidad máxima de 4500 bph. Este paquete posee un lazo de

calidad, el cual permite evaluar el factor de medición de la unidad y determinar desviaciones en la medición en caso que hubiese.

Anexo a la unidad se encuentra el sistema de muestreo en línea en donde se toman alícuotas de fluidos que pasa a través de la unidad en un periodo de 24 Hrs, y es almacenado en una cantara para luego ser analizado en el laboratorio.

La unidad LACT consta con medición en línea de densidad y corte de agua con señal local y remota, lo que permite al operador de sala de control monitorear estas variables a la hora de alinear un tanque o producto a nuestro cliente.

5.2.10.7 Bombas del Oleoducto (Transferencia)

Las bombas del oleoducto también llamadas como las bombas de transferencia P-25331 A/B/C son del tipo centrifugas multietapas, las cuales reciben cabezal de succión de las bombas de refuerzos del crudo diluido que ha pasado por la unidad de medición para impulsar el fluido con una presión de descarga de 1200 psig, y a un flujo máximo por cada bomba de 90445 bpd y un cabezal estático de 2235 pies, movidas por un motor eléctrico de 2300 HP.

Cada una de estas bombas posee control de flujo que permite recircular hacia la succión para evitar cavitación. De igual manera poseen válvulas motorizadas en la succión y descarga, que permiten bloquear el equipo para un mantenimiento. Finalmente la descarga de las tres bombas se une en un cabezal común el cual posee control de presión aguas arriba de la válvula 253-PCV071, la cual mantiene la presión de descarga de las mismas.

5.2.11 Área 54 (Sistema de manejo y disposición de agua producida, fresca y potable)

Esta área comprende todas las facilidades de manejo de agua. De esta manera se incluyen las facilidades de agua fresca o de servicio, agua producida, agua potable, y disposición de agua (inyección a pozos).

5.2.11.1 Desnatado de Crudo

El agua producida que proviene de los recipientes de tratamiento de crudo diluido, con una temperatura que oscila entre 163 y 174 °F entra en los tanques de agua producida según el arreglo que tenga dispuesto el operador en los mismos, en serie o paralelos, identificados con una etiqueta TK-25401/411. Estos tanques están provistos de un desnatador diseñado para remover cualquier arrastre de crudo en la superficie del nivel interno del tanque, normalmente estos desnatadores siempre se mantienen alineados para garantizar que grandes cantidades de crudo se acumulen dentro del tanque. Estos tanques poseen gas de manto para prevenir el ingreso de oxígeno (aire) y operar ligeramente por encima de la presión atmosférica. Los gases liberados desde estos tanques son venteados hacia la atmósfera a través de un arresta llamas. La capacidad de cada tanque es de 10000 bis, proporcionando 11 horas de tiempo de residencia en cada uno.

El crudo desnatado va directo hacia la fosa de aceite (oil sump) S-37333, en donde el tubo de entrada de crudo se conecta por debajo del nivel mínimo de la fosa.

La arena precipita al fondo de los tanques y se colecta en los internos cónicos del fondo del tanque, los cuales cuentan con boquillas tipo jet, que permiten removerlas lavando el fondo desalojando esta hacia la fosa de arena S-25403.

5.2.11.2 Unidad de Flotación

Una vez que se ha retenido en los tanques de agua producida, pasará el agua aceitosa por gravedad a la Unidad de flotación D-25401, la cual está completamente encapsulada. De esta manera se encarga de separar los sólidos y el aceite suspendido en el agua. La unidad también posee gas de manto y opera a una presión ligeramente mayor que la presión atmosférica.

El proceso comienza cuando el agua es impulsada por medio de un gas proveniente de un eductor tipo Venturi, creando vacío en el puerto de succión del eductor donde la corriente de gas es inducida en la corriente de agua provocando un burbujeo

arrastrándose así las partículas de crudo suspendidas en el agua hasta la superficie del agua.

Este gas proviene del gas que alimenta también al que sirve de manto en el tope de la unidad. El efluente clarificado es descargado desde el fondo del recipiente de manera continua hacia el tanque de inyección. Y la nata aceitosa es desalojada hacia la fosa de aceite para ser dispuesta en el tanque de crudo fuera de especificación.

5.2.11.3 Inyección de agua

El agua producida tratada contiene menos de 10 ppm de crudo en agua con más de 12000 ppm de cloruro, y es almacenada en el tanque TK-25402 el cual es de techo cónico con una capacidad de 12000 bbls, este tanque posee gas de manto para prevenir la entrada de aire. De igual manera tiene un desnatador para retirar de la superficie líquida el residuo de crudo libre flotante.

Las bombas de inyección son las P-25403 A/B/C las cuales son usadas para bombear el agua con una concentración de partículas suspendidas de hasta 80 mg/ml, con una presión a la descarga de 1650 psig. De esta manera se logra alcanzar los pozos inyectoros ubicados a 32 Km de COPEM Petromonagas con una presión de 1200 psig. Estas bombas son tipo centrifugas multietapas con un cabezal estático de 3620 pies y un flujo máximo de 24600 bpd, impulsadas por un motor de 1500 HP.

El agua producida tratada es también usada para los lavados de arena en los recipientes de tratamiento de crudo diluido.

5.2.11.4 Fosa de Arena

La fosa de arena (S_25403) es el destino final de la arena removida de los recipientes de tratamiento de crudo y tanques de agua producida. Tiene capacidad para 20 minutos de flujo continuo efluente desde cada equipo. Esta fosa tiene dos compartimentos atmosféricos. El compartimento de la entrada permanece inundado con la mínima cantidad de agua. Este compartimento está diseñado para

proveer suficiente tiempo de residencia para permitir a los sólidos precipitar en la zona de asentamiento de la fosa.

El agua y el aceite libre de sólidos rebosan hacia el segundo compartimento en donde el aceite es desnatado y enviado hacia la primera cámara. El crudo es removido por medio de camiones de vacío mientras que el agua es enviada a los tanques de agua producida por medio de las P-25405 A/B.

5.2.11.5 Agua Fresca

El agua fresca dulce de uso en planta es bombeada desde 4 pozos cercanos alrededor a la planta, mediante un control de flujo en cada uno de ellos (FCV-005/006/007) El agua en exceso es recirculada directamente al pozo por vía espacio anular.

El agua que viene de los pozos tiene dos destinos: tanques de agua potable (TK-25404 A/B) y la torre de desarenación D-25403.

En los tanques de agua potable, el agua fresca es tratada químicamente con hipoclorito de sodio y neutralizante. Los controladores LC-044/056 están a cargo de mantener el nivel de estos tanques. Esta agua es bombeada a través de las P-25414 A/B, hacia el paquete hidroneumático.

Estas bombas tienen una capacidad de diseño de 168 gpm cada una. El agua descargada de estas bombas pasa a través de dos filtros (L-25402 A/B), donde es removido más del 95% de partículas sólidas con un diámetro mayor de 10 micrones. El agua filtrada entra al recipiente hidroneumático D-25402, el cual opera entre 60 y 80 psig, en donde la presión es obtenida del sistema de aire comprimido de la planta. Desde el hidroneumático el agua es nuevamente filtrada en el L-25405 hacia el cabezal de distribución, el cual se encarga de suministrar agua a todos los edificios que se encuentran en la periferia de la planta.

La otra ruta de agua fresca es hacia la torre de desareación la cual se encarga de remover el oxígeno disuelto en el agua hasta 0.5 ppm. Directamente de los pozos el

agua pasa por un intercambiador tubo carcaza de un solo paso (E-25401), para calentar el agua hasta 100°F y facilitar la remoción de oxígeno. El agua fría entra por el lado tubo mientras que por el lado carcaza viene agua desde la unidad de flotación.

El agua a desarear a 100°F pasa a la torre mediante un control de flujo (254-FC-005), la cual opera a (-0.2) pulgadas de agua. El vapor removido dentro de la torre pasa a través de un eyector atmosférico, donde existe un cambio de fases y el líquido recuperado en recipientes al fondo de la torre que sirve de sello para las bombas de vacío. El vacío se logra mediante las bombas de vacío P-25480 A/B.

Una vez que el agua se encuentra sin oxígeno, desde el fondo de la torre es bombeada a través de las P-25470 A/B, hacia el tanque de agua fresca TK-25403 de capacidad 5300 bbls y es de techo cónico, diseñado para operar a presión atmosférica y a 155°F como temperatura máxima.

Del tanque TK-25403, succionan las bombas de agua fresca P-25406 A/B, que tienen una capacidad máxima de 21200 bpd, con un cabezal estático de 600 pies, movida por un motor de 200 HP. El agua descargada por estas bombas pasa a través de los filtros L-25404 A/B para luego pasar al cabezal de distribución mediante un control de flujo (FC-001) y un control de presión (PC-088) el cual regula la presión para el cabezal de alta presión (220 psig) y el de baja es autorregulado por una válvula a (45 psig). El primer cabezal distribuye agua a los siguientes sistemas: Sellos de las bombas de agua de los desaladores, bombas principales, sello de las bombas de agua de los separadores trifásicos, sellos de las bombas del depurador de mechurrio. El cabezal de baja presión distribuye agua a los siguientes sistemas: enfriamiento de las bombas de refuerzos la cual recircula nuevamente hacia el tanque de agua fresca, bombas de los separadores de vaporización instantánea, sello de las bombas de recirculación P-25335 A/B, sello de las bombas del tanque de crudo fuera de especificación, sello de las bombas del sistema de drenaje cerrado.

Las paradas de la planta de agua están relacionadas con: un alto nivel en los tanques de agua producida, alto y bajo nivel en el tanque de agua de inyección, bajo nivel en la unidad de flotación, alta presión en el cabezal de agua fresca, alto nivel en la torre desareadora.

En general cada una de estas acciones solo afecta a la facilidad en donde ocurra la alteración, el aislamiento general de la planta de aguas, ocurre mediante la parada general del COPEM. Para mayor detalle y puntos de disparo ver matriz causa-efecto del área 54.

5.2.12 Área 55 (Sistema de agua contra incendio)

El tanque de agua contra incendio TK-25501, de techo cónico es suplido con agua fresca con el control de nivel (LC-002). Este posee una capacidad de 43000 bis.

Este sistema consta de cuatro bombas: Dos eléctricas (P-25501 A/B) de 500 HP y dos a motor diesel (P-25502 A/B) de 509 HP. Con cualquiera de las dos parejas es posible alcanzar un flujo de 240000 bpd hasta el área de tanques como caso crítico.

El cabezal de agua contra incendio es mantenido entre 155 y 175 psig, usando la bomba Jockey (P-25511) la cual es centrifuga movida por un motor de 7 HP y con un cabezal estático de 305 pies. El máximo flujo es de 1700 bpd.

La secuencia automática de arranque de las bombas contra incendio es la siguiente:

- ✓ Si la presión del cabezal disminuye por debajo de 130 psig, arranca la bomba eléctrica A.
- ✓ Si la presión del cabezal disminuye por debajo de 120 psig, arranca la bomba eléctrica B.
- ✓ Si la presión del cabezal disminuye por debajo de 110 psig, arranca la bomba diésel A.

- ✓ Si la presión del cabezal disminuye por debajo de 110 psig, arranca la bomba diesel B.

5.2.13 Área 56 (Sistema de compresión de gas)

Esta área está compuesta por la planta de compresión y tratamiento de gas. Cada una de las facilidades de esta planta fue diseñada para manejar 120 MMPCEPD. Esta planta incluye, compresión deshidratación, remoción de fracciones pesadas, medición y transporte.

5.2.13.1 Compresión

El sistema de compresión del área 56 está compuesto por 4 compresores reciprocantes de 4500 HP, (con conexiones y facilidades) para la instalación de otro compresor, capaces de manejar hasta 22 MMPCEPD, con una presión de succión de 65 psig descargando a 1250 psig en la última etapa de tres.

La ruta del gas a comprimir comienza con la succión desde los separadores bifásicos, pasando por un filtro coalescedor L-25611 de 120 cartuchos y recolector de neblina tipo venas, encargado de remover partículas líquidas de agua o hidrocarburos contenidos en la corriente gaseosa. Este filtro coalescedor consta de dos compartimentos con control de nivel, en donde todos los líquidos son enviados al separador trifásico D-25287.

Una vez filtrado el gas entra en el cabezal de succión para luego pasar a los depuradores de entrada D-25611 A/B/C/D los cuales poseen recolectores de neblina tipo MESH. Comienza aquí la primera etapa de compresión (C-25611 A/B/C/D) tomando gas a 110°F y comprimiendo hasta 220 psig. Para luego pasar a los enfriadores E-25611 A/B/C/D los cuales enfrían el gas hasta temperatura ambiente. Posteriormente el gas es comprimido hasta 550 psig y enfriados en los E-25612 A/B/C/D hasta temperatura ambiente para llegar a los depuradores de la segunda etapa D-25617 A/B/C/D. Por último es comprimido hasta 1250 psig y luego

nuevamente enfriado hasta temperatura ambiente en los E-25613 A/B/C/D para pasar a los depuradores de descarga D-25620 A/B/C/D.

Los líquidos recuperados en las terceras y segundas etapas son recirculados hasta el depurador de la primera etapa. Todos los depuradores poseen control de nivel y la presión es disminuida a través de placas orificios. Todo el líquido recuperado en la primera etapa y estabilizado a 65 psig, es enviado hacia el drenaje cerrado.

Los cuatros (4) compresores tienen la capacidad de recirculación desde la descarga hacia la succión mediante u control de flujo.

5.2.13.2 Planta de Tratamiento de Gas

El gas comprimido a 1250 psig, llegará al intercambiador de calor E-25619 (tubo y carcaza), donde entrará por el lado tubo para llegar a una temperatura de 110°F a esta temperatura el gas entrará por el lado tubo al E-25620 alcanzando una temperatura de 80°F.

Descargando el gas desde el E-25620, pasará al filtro coalescedor de entrada a la torre contactora, a fin de remover fracciones liquidas que aparecieron por efecto de enfriamiento hasta 80°F. El gas que sale de este filtro es enviado hacia el E-25619 por el lado carcaza, alcanzando una temperatura de 85°F.

A esta temperatura el gas entra en contra corriente en la torre contactora de glicol, D-25621, la cual opera a 1235 psig. A la salida de la torre el gas posee un contenido de agua de 0,2 Lbs H₂O/MMPCE, el cual es medido en línea con el AI-001B.

El gas seco pasa a intercambiar calor en el E-25621 con el glicol pobre entrando a la torre, logrando alcanzar una temperatura promedio de 95°F y asegurando un diferencial de temperatura entre el glicol pobre y el gas húmedo de 10°F. También existe en este punto un control de temperatura, que permite ajustar este diferencial de manera automática, desviando flujo de glicol del intercambiador.

Luego del E-25621, el gas pasará a un nuevo filtro L-25621, donde son removidas fracciones liquidas de hidrocarburos que condensaron por efecto del enfriamiento.

Este gas continuara hacia dos intercambiadores tubo y carcaza en paralelo E-25642 y E-25641. El flujo de gas en este sentido se hará por el lado carcaza. La temperatura del gas en conjunto luego de estos dos intercambiadores disminuye hasta 60°F para luego entrar al separador de entrada del expansor D-25642. En este separador se continúa recuperando líquido por efecto de enfriamiento.

A esta temperatura el gas es expandido en dos rutas paralelas: vía expansor y vía válvula Joule Thompson (PCV-070) Por ambas rutas se logra una caída de presión de 400 psig aproximadamente a una temperatura de descarga de 30°F. Este gas frío pasara por el depurador de descarga del expansor D-25643 para luego ser enviado hacia el lado tubo del E-25641 y posteriormente por el lado carcaza del E-25620. La temperatura del gas luego de este último intercambiador, es de 80°F, que será la temperatura del gas de succión en la sección compresora del turbo expansor. La presión de descarga podrá oscilar entre 800 y 1200 psig, dependiendo del flujo que maneje la planta. El flujo mínimo para la operación del expansor es de 30 MMPCEPD, y posee dos configuraciones: 30-80 MMPCEPD y 80-120 MMPCEPD.

Luego de la compresión, el gas es enfriado hasta temperatura ambiente en el E-25643, una vez enfriado el gas pasara al paquete de medición (punto de fiscalización).

El paquete de medición cuenta con: analizador en línea de H₂S, cromatógrafo en línea, analizador de humedad y un medidor de flujo ultrasónico con placa orificio de respaldo.

Las especificaciones obtenidas en este punto son:

- ✓ 0.2 Lbs H₂O/MMPCE.
- ✓ 5°F temperatura de rocío de hidrocarburo.
- ✓ 1.2% molar C₄+
- ✓ Menos de 1 ppm de H₂S.

Especificaciones diferentes a las mencionadas anteriormente, indican alteraciones del proceso.

Los líquidos recuperados en el L-25620 y el D-25643, intercambian calor por el lado tubo en el E-25642. Luego son combinados con los condensados recuperados de la torre de glicol y son finalmente estabilizados a 65 psig en el D-25631. El líquido es enviado al sistema de drenaje cerrado y el hidrocarburo vaporizado es enviado hasta el filtro coalescedor de entrada L-25611.

De manera intermedia todos los líquidos de la planta, son alineados hacia el drenaje cerrado, con un destino final en el separador trifásico del sistema de baja presión, en donde son a su vez recirculados hacia los tambores de vaporización instantánea. La planta de gas tiene la versatilidad de recircular gas desde el paquete de turbo-expansor hasta el filtro coalescedor de entrada.

5.2.13.3 Regeneración con glicol (Torre contactora)

El proceso de auto regeneración de glicol es idéntico al descrito en el área 52. Este paquete difiere del anterior en la capacidad para deshidratar hasta 120 MMPCEPD. Por ende las dimensiones de este paquete están adaptadas a este diseño.

La torre contactora D-25621 difiere de la torre D-25277, en el método de transferencia de masa. Esta torre es empacada con anillos de acero inoxidable con una altura de 19,6 pies.

5.3 DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE FRECUENCIA DUAL

El proceso consiste en un recipiente a presión, donde la emulsión se distribuye uniformemente en toda la sección de coalescencia mediante el uso de distribuidores. Cuando la emulsión deja los distribuidores, entran a un campo de corriente alterna que producen la remoción de la mayor parte del agua dispersa. Las gotas de agua más pequeñas en la emulsión siguen hacia arriba en el campo electrostático de frecuencia dual modulada, donde se van uniendo cada vez más

hasta crear un volumen grande de agua donde por diferencia de densidad, baja, dejando al petróleo arriba, logrando así la separación. Este campo electrostático puede ser mejorado para así optimizar el proceso de separación y por ende de deshidratación (Figura 5.4).

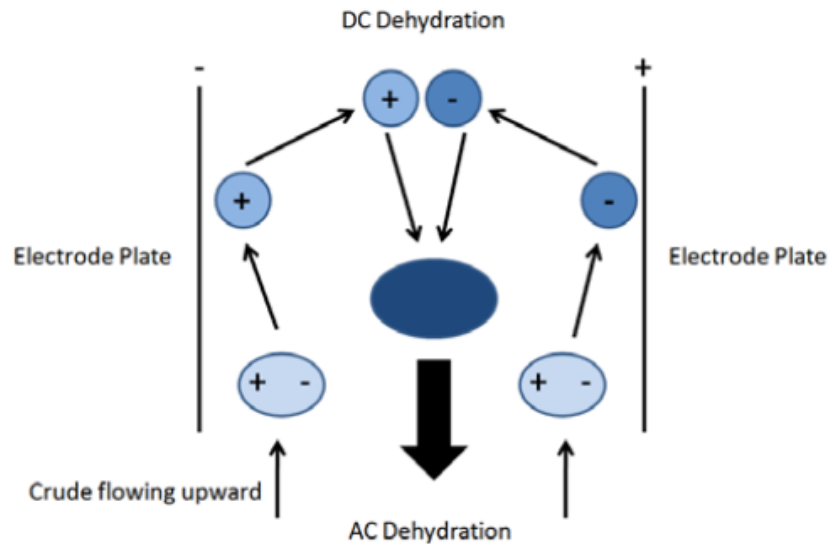


Figura 5.4. Proceso de deshidratación [2].

La unidad de potencia del sistema de frecuencia dual (Figura 5.5), consiste de tres componentes primarios. Primero el *"chopper module-modulador de señal"* (la fuente de alimentación) este condiciona el suministro de energía variando la frecuencia y amplitud del voltaje de entrada. Segundo el *"transformer module"* (modulo transformador) toma la frecuencia media e intensifica la tensión de entrada a un nivel secundario. Tercero, el *"diode module"* (módulo de diodos) toma el voltaje secundario, el cual es rectificado para producir ondas medias negativas y positivas.

Las placas de electrodos se colocan una frente a otra para poder crear el campo eléctrico. La emulsión que está cargada tanto con cargas positiva como negativas entran en el campo electrostático, donde dichas cargas son atraídas por cada placa (una cargada positivamente y la otra cargada negativamente), creando así

gotas de agua cargadas con signos opuestos donde posteriormente son atraídas entre si juntándose las gotas y creando un volumen cada vez mayor de agua que son depositados en el fondo del recipiente. En una emulsión que contiene miles de gotas de agua, aproximadamente la mitad aceptará cargas positivas y la otra mitad, negativos. Como las gotas crecen en tamaño, la gravedad supera el campo de corriente continua que les suspende entre las placas, y caen a la fase acuosa.



Figura 5.5. Unidad de potencia [2] .

Beneficios del Sistema de frecuencia dual

- ✓ Adaptable a los cambios en las mezclas de crudo.
- ✓ Se puede aplicar con crudos de alta conductividad /crudos húmedos.
- ✓ Mejora el rendimiento de la deshidratación con todos los tipos de crudo.
- ✓ Menores costos de operación.
- ✓ Optimizar y reducir los costos de químicos.
- ✓ Permite una menor temperatura de funcionamiento.
- ✓ Unidad de alimentación trifásica equilibrada.
- ✓ Ofrece la posibilidad de realizar ajustes en condiciones de inestabilidad.

5.4 EQUIPOS NECESARIOS PARA LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE FRECUENCIA DUAL

La propuesta se basa en el siguiente ámbito de trabajo por equipos:

- ✓ Una (1) unidad de potencia de doble frecuencia con el soporte de montaje ajustable.
- ✓ Un (1) panel de control de doble frecuencia LRC.
- ✓ Una (1) caja de fusibles NEMA 7.
- ✓ Un (1) juego de bujes de entrada.
- ✓ Un (1) Conjunto de perchas aisladores.
- ✓ Un (1) juego de electrodos compuestos.
- ✓ Un (1) transmisor de nivel de interfaz de Agar.
- ✓ Un (1) Juego de repuestos de operación de doble frecuencia.

Para la instalación de conversión para cada desalador se requiere:

- ✓ Retire y deseche la unidad de potencia existente Doble Polaridad.
- ✓ Instale una nueva unidad de potencia con soporte ajustable y el nuevo conjunto del buje.
- ✓ El cableado de potencia Nuevo de MCC al Desalador. (3PH, 60 Hz, 480 VAC).
- ✓ Instale el nuevo panel de control con el cableado a la unidad de potencia y para los DCS de la planta.
- ✓ Sustitución del conjunto electrostática interna, que consiste en soportes aislantes, rieles, electrodos compuestos, rieles laterales.

5.4.1 El LRC

Proporciona la supervisión, la comunicación, la información y el control del sistema de doble frecuencia. El operador ajusta y establece los siguientes parámetros para optimizar el proceso:

- ✓ Frecuencia Base
- ✓ Modulación de Frecuencia
- ✓ Forma de onda
- ✓ Tensión mínima
- ✓ Tensión máxima

Mediante el ajuste de estos parámetros, el operador puede crear una forma de onda única optimizado para las propiedades físicas del crudo específico, para proporcionar todos los beneficios del sistema de doble frecuencia.

Por ejemplo, para crudos altamente conductores (crudos húmedo), la frecuencia de base se puede aumentar para maximizar la energía suministrada al proceso de deshidratación del crudo. Esto supera la decadencia de tensión asociada con unidades de potencia convencionales. Decaimiento de voltaje reduce la eficacia del proceso de deshidratación tirando de la tensión por debajo del nivel de umbral requerido para la deshidratación eficaz.

5.4.2 Electrodo compuesto

Estos electrodos se componen de placas de construcción compuesta (plástico reforzado con fibra) con grafito o de carbono incrustado en la porción central de la placa para impartir conductividad a lo largo de la longitud de la placa. El resto de la placa contiene materiales de relleno que conducen a la adsorción de una capa de agua sobre la superficie de la placa. Esta capa de agua adsorbida se convierte en el

medio conductor a lo largo de la altura de la placa. Estos electrodos compuestos son los necesarios para poder crear el campo eléctrico donde se lleva a cabo el proceso de coalescencia que finalmente es que el deshidrata y desala (Figura 5.6).



Figura 5.6 Electrodo Compuesto [2] .

5.4.3 Distribuidores Hiflotm

Buena distribución del flujo es fundamental para cualquier recipiente de separación (Figura 5.7), y mediante el uso de Dinámica de Fluidos Computacional (CFD), se podrá lograr dicha distribución. Su principio básicamente funciona como un amortiguador de impulso que reduce la velocidad del fluido antes de su liberación en el cuerpo líquido del recipiente (Figura 5.8).

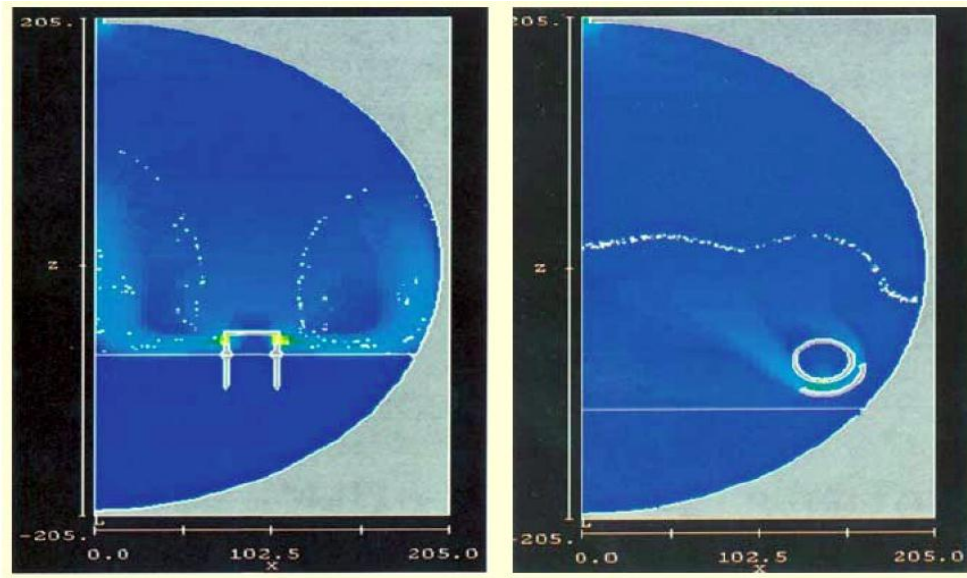


Figura 5.7 Distribución de fluido [2].

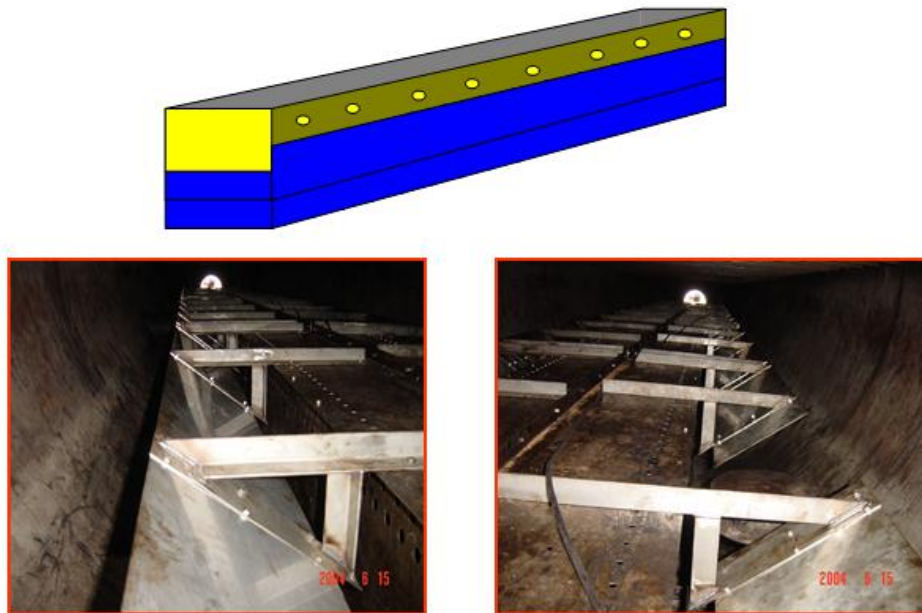


Figura 5.8 Distribuidores [2].

5.5 USO DE LA TECNOLOGÍA DE SEPARACIÓN COMPACTA EN UN SEPARADOR CICLÓNICO DE GAS-LÍQUIDO (GLCC)

El separador cilíndrico ciclónico de gas-líquido (GLCC), fue desarrollado por la Universidad de Tulsa, en el estado de Oklahoma en los Estados Unidos, ellos inicialmente lo utilizaron como un medidor de flujo multifásico, pero hicieron algunas pruebas para ponerlo como una opción para la separación del gas y el líquido, dando buenos resultados.

El GLCC es un separador simple, compacto, de bajo peso y económico que se presenta como una alternativa diferente a los separadores convencionales. El comportamiento de los separadores compactos tienen la misma función que los convencionales, pero ellos lo hacen en un espacio mucho más pequeño.

Esto es debido al uso de fuerzas centrífugas y patrones de flujo resultantes para separar las fases inmiscibles de diferentes densidades. La separación convencional de dos líquidos o de líquido y gas dependen de la fuerza de gravedad. Debido a que las dos fases tienen diferentes densidades, la fuerza de gravedad causa que la sustancia con mayor densidad caiga al fondo del separador mientras que la más ligera se eleva. Si la afectación por la fuerza de gravedad es de alguna manera incrementada localmente por una acción centrífuga, entonces la separación ocurre más rápidamente.

5.5.1 Separadores compactos

Los separadores compactos pueden ser diseñados para que la fuerza centrífuga sea mil veces más grande que la fuerza de gravedad. Mediante el incremento de la velocidad de separación, la necesidad de tiempos largos de retención en el recipiente son eliminados y también el tamaño del recipiente puede ser reducido.

Las técnicas de separación que utilizan fuerzas centrífugas pueden no producir corrientes de salidas con buena calidad como los separadores convencionales, pero pueden servir para propósitos prácticos como por ejemplo pre separadores, medidores multifásicos y separadores convencionales. Los principales tres tipos de servicio de separación que proporcionan los separadores compactos son separación de volumen de gas y líquido, tanques de separación de aceite-agua y agua tratada.

Un problema asociado con este tipo de separación es que los equipos tienden a ser más sensibles a variaciones de flujo que los separadores convencionales. El control de líquido y los niveles de la interface son difíciles de manejar en condiciones de bacheo. Por lo tanto, hay un potencial de cargar líquido por arriba de las burbujas de gas en los separadores gas-líquido, y una pequeña cantidad de crudo y agua en los separadores agua-crudo. De esta manera, los separadores compactos pueden ser utilizados en aplicaciones donde la calidad de salida no sea crítica o donde la calidad de una sola de las corrientes separadas sea importante.

Los separadores compactos pueden ser mucho más sensibles a taponamiento con parafinas, productos corrosivos, arenas, erosión y fallas mecánicas.

Varios tipos de separadores compactos están disponibles para ser utilizados en la separación gas-líquido. Ellos son el "Auger", Separador "Slipt-Flo", la Turbina Bifásica y el más utilizado y conocido el Separador Cilíndrico Ciclónico Gas-Líquido.

5.5.1.1 Separador Auger

El separador tipo "Auger" (Figura 5.9) es un separador gas-líquido compacto simple que puede ser usado tanto para procesos de fondo o de superficie. El fluido multifásico entra axialmente en la base de la unidad y es forzado a rotar debido a venas estacionarias helicoidales que hay en el recipiente.

El líquido fluye a la pared de salida debido a la diferencia de densidades de fase. Una fracción del gas pasa a través de un puerto localizado en la pared interna y es removido mientras que el remanente de gas y líquido continúa y sale axialmente al tope de la unidad.

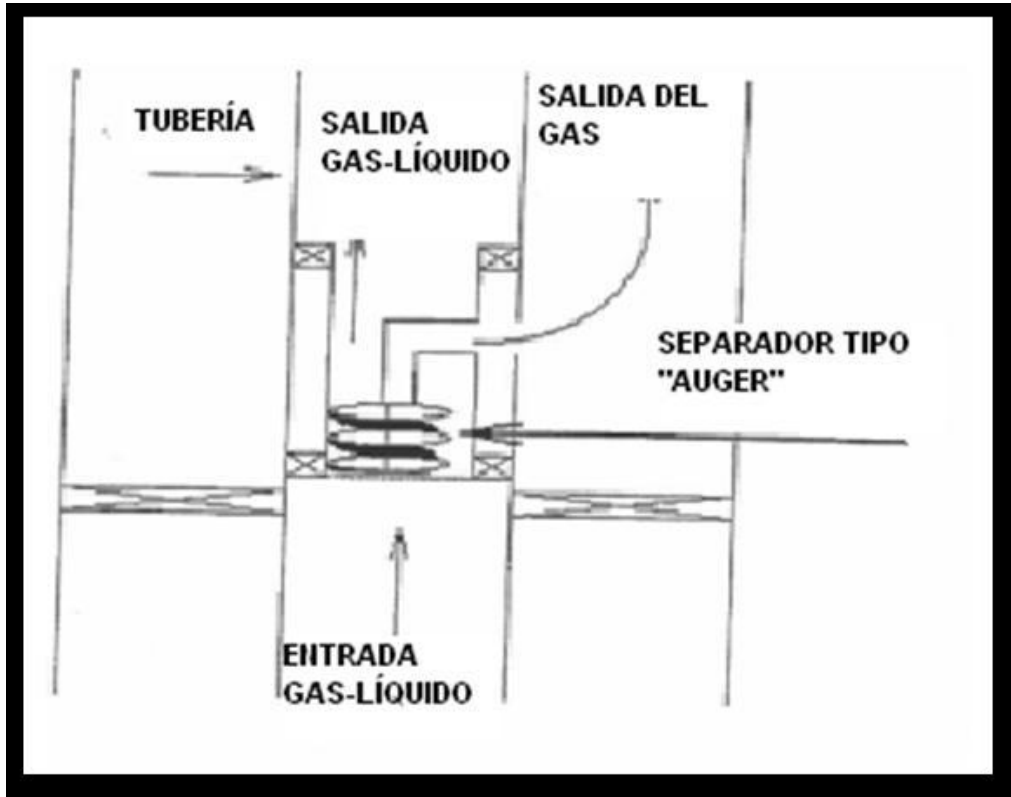


Figura 5.9 Separador Compacto Auger [13].

5.5.1.2 Separador "Slipt-Flo"

El separador "Slipt-Flo" consiste de un separador primario y secundario. Ambos utilizan las fuerzas centrífugas en la separación del gas del líquido. Los fluidos pasan sobre superficies curvas entre el separador primario para producir la fuerza centrífuga. El separador primario típicamente remueve el 99% del líquido entrante en el gas. La segunda etapa de separación remueve las gotas de líquido remanente para producir un gas con alta calidad. Ambos dispositivos utilizan la fuerza centrífuga

que se produce cuando el fluido pasa sobre las superficies curvas para optimizar la separación.

El separador no contiene partes móviles. El separador primario consiste en un riser, brazos curvos y un cilindro de retorno. La mezcla de alimentación entra en el fondo del dispositivo, fluye arriba del riser a los brazos curvos, donde la fuerza centrífuga causa que el líquido pase por el exterior de los brazos curvos y la fase de gas pase por el interior.

Los líquidos separados salen de los brazos curvos y se adhieren a la pared interior del cilindro donde continúan girando dentro de la sección del líquido en la vasija. El gas sale de la sección de separación primaria y fluye afuera de la parte superior del cilindro de retorno. Después pasa al separador ciclónico secundario a través de entradas tangenciales. La fuerza centrífuga conduce a las gotas hacia el exterior, formando una película de líquido en la pared interior del ciclón, éste líquido se elimina del ciclón y se vierte en el compartimiento secundario, y luego se lleva a través del tubo de drenaje hacia la parte inferior de la vasija, y el gas sale por la parte superior. En la figura 5.10 se puede observar un separador “*Slipt-Flo*”.

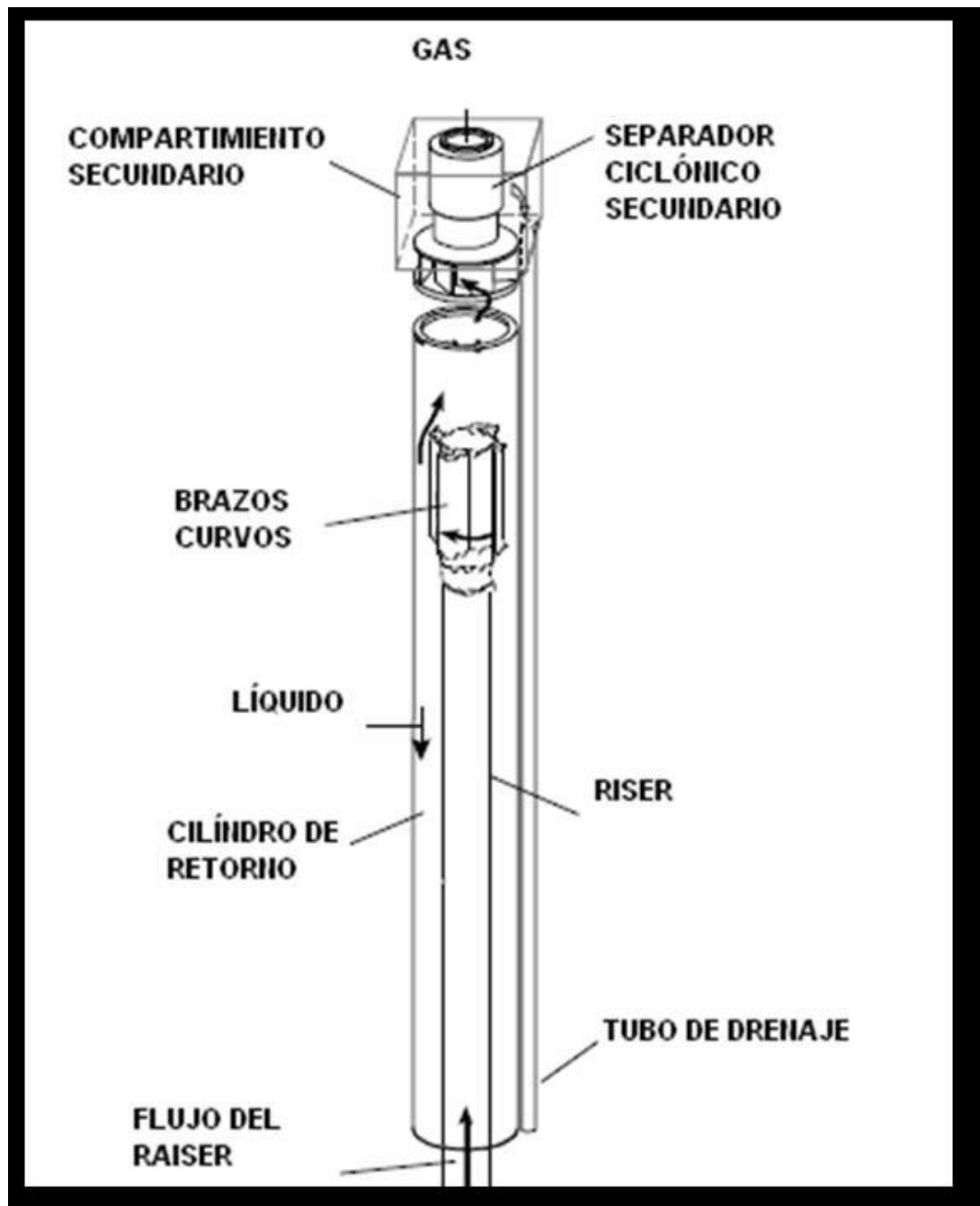


Figura 5.10 Separador Compacto tipo "Slip-Flo" [13].

El separador Gasunie (figura 5.11), se utiliza para la separación de líquidos (agua, hidrocarburos, glicol, etc.) de los gases (gas natural y otros), para la protección de los equipos corriente abajo (compresores, turbinas de gas, medidores de flujo, etc.) Las partículas sólidas (polvo, arena, etc.) también serán eliminados.

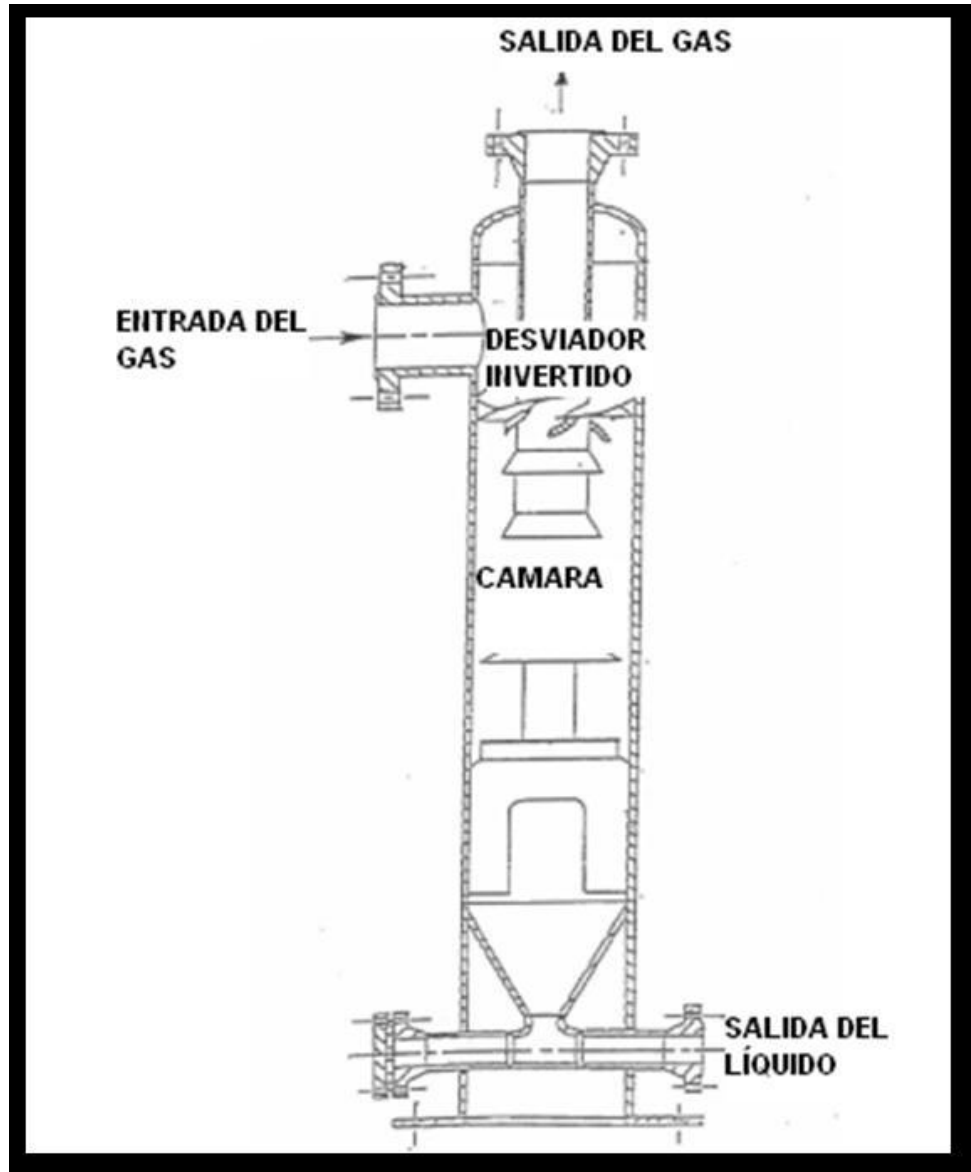


Figura 5.11 Separador Compacto tipo Gasunie[13] .

5.5.1.2.1 Principio de operación

La fuerza centrífuga generada por la geometría mueve las partículas líquidas y sólidas hacia la pared del separador, donde se forma una película líquida que fluye hacia abajo hasta el fondo del separador. El gas sale del recipiente a través de la tubería central conectada a la boquilla de salida del gas. Los deflectores en la parte inferior del separador detienen la rotación del líquido, y la placa de bloqueo impide que los líquidos sean arrastrados con el gas. El líquido es contenido en la pared externa y corre hacia abajo para salir por el fondo de la cámara. De ésta manera se garantiza que no se presente el arrastre de líquidos en la corriente de gas, o un arrastre de gas en la corriente de líquido.

Ventajas:

- ✓ Por su tamaño y peso es especialmente atractivo para aplicaciones costa afuera.
- ✓ Mantenimiento fácil: No hay pequeños canales o tuberías y hay una baja tendencia a las incrustaciones.
- ✓ Excelente capacidad de manejo de baches.

5.5.1.3 Separador tipo Turbina Bifásica

La Turbina Bifásica (Figura 5.12) realiza la separación combinando la separación gas-aceite con la energía recuperada. La turbina usa una boquilla de dos fases para convertir la energía de presión y térmica del líquido y la mezcla de gas a energía cinética. La velocidad resultante de la mezcla de dos fases afecta en el cilindro rotatorio para producir la fuerza centrífuga la cual separa la mezcla.

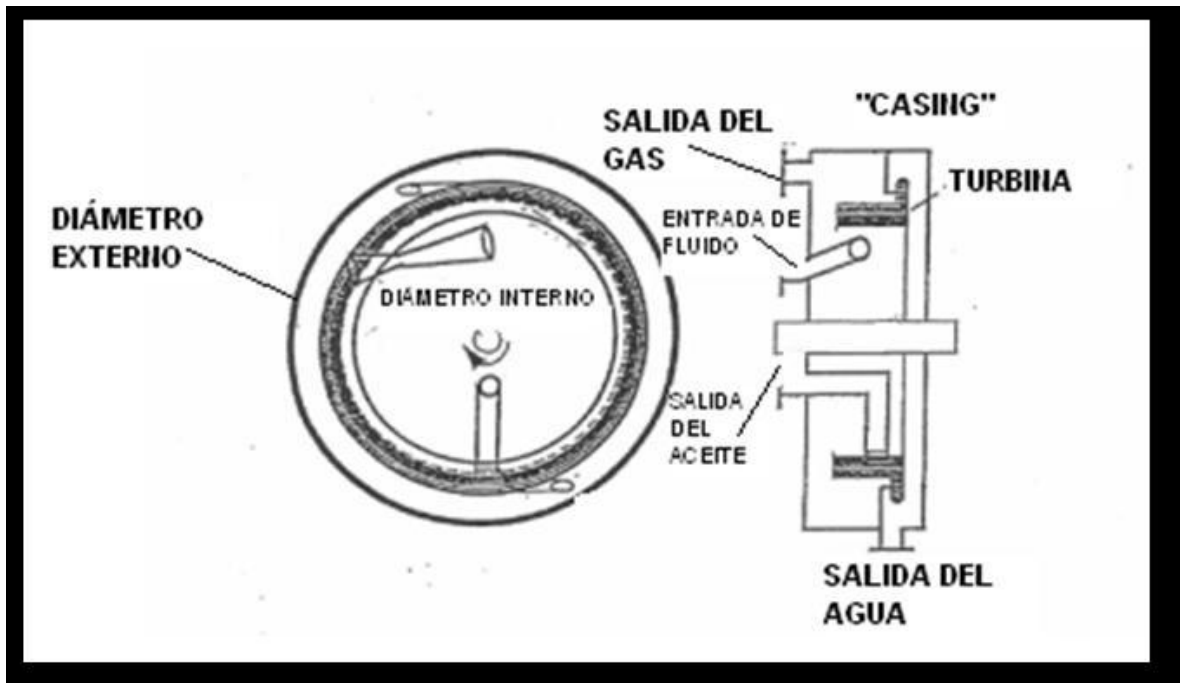


Figura 5.12 Separador Compacto tipo "Turbina Bifásica" [13] .

5.5.2 Separador cilíndrico ciclónico de gas - líquido (glcc)

El separador cilíndrico ciclónico de gas-líquido (GLCC), es un tubo instalado de forma vertical sin partes móviles o dispositivos internos lo que constituye una gran ventaja de éste tipo de sistemas (Figura 5.13).

El GLCC es alimentado por una tubería ligeramente inclinada para promover la estratificación de las fases de la mezcla y obligar a una pre separación; esta tubería es acoplada en un costado del cuerpo del separador, una vez que la mezcla se encuentra en el interior del separador, es expuesta a una combinación de fuerzas gravitacionales, centrífugas y de flotación; de esta forma, cuando el fluido rota, es expuesto a un campo de fuerzas centrífugas; la porción más densa de la mezcla (líquido) es forzada de forma radial hacia la pared del cilindro, mientras que la porción más liviana (gas) permanece en el centro del remolino.

Posteriormente, las fases son expuestas a fuerzas gravitacionales y de cuerpo, provocando que el líquido se recoja en el fondo del separador y el gas se extraiga por la parte superior.

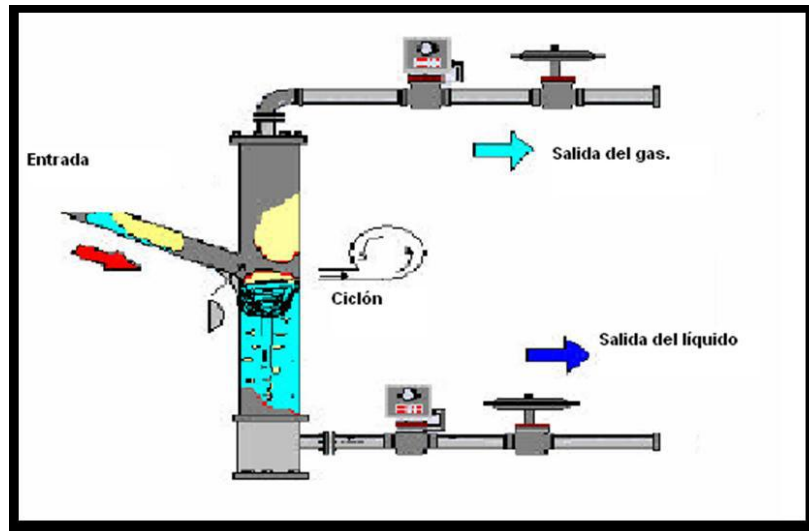


Figura 5.13 Separador cilíndrico ciclónico de gas-líquido (GLCC) [13].

El correcto dimensionamiento del GLCC propiciará un campo de fuerzas centrífugas y gravitacionales que actúan sobre el campo de flujo en el interior del cilindro, suficiente para lograr la separación de las fases de una manera eficiente, manteniendo estables ciertos parámetros de proceso como el nivel de líquido en el separador para una condición dada; sin embargo, el dimensionamiento se establece en base a un rango limitado de condiciones de proceso como los flujos volumétricos y viscosidades de las fases, además de la presión de la mezcla.

En la figura 1.9 se muestra un separador cilíndrico ciclónico de gas-líquido, se muestran las principales partes que lo conforman. Son básicamente cuatro elementos: ducto de entrada de la mezcla, ducto de descarga de las fases (líquido y gas), y el cuerpo del separador.

5.5.2.1 Ducto de entrada

Este ducto conduce la mezcla multifásica al interior del separador y a la vez actúa como un pre-separador de la mezcla, éste elemento es crucial para la distribución del flujo y las velocidades tangenciales del flujo en el interior del GLCC.

Una ligera inclinación del ducto promueve la separación de la mezcla multifásica dando lugar a una estratificación de la misma. El ángulo de inclinación con respecto a la horizontal juega un papel importante en la pre-separación de la mezcla, considerando que la estratificación de la misma depende de dos parámetros: el parámetro de inclinación que a su vez, es función del ángulo de inclinación y el parámetro de caída de presión de Lockhart-Martinelli. Por otro lado, este ducto termina en una tobera que se acopla al cuerpo del separador, el objetivo de dicha tobera es la aceleración de la mezcla para alcanzar los valores de velocidades requeridos por la separación en el interior del separador (10 a 20 pies/seg). Si las velocidades tangenciales exceden el rango recomendado pueden llegar a desarrollar un vórtice con demasiada longitud provocando prematuramente el arrastre de las fases; por otro lado, la velocidad tangencial no debe sobrepasar la velocidad de erosión recomendada por la norma API RP14E.

5.5.2.2 Cuerpo del separador

La relación de longitud-diámetro L/d del GLCC, tiene una gran influencia sobre el nivel de eficiencia en la separación y el costo del mismo. Para un diámetro dado, la longitud del GLCC por arriba del ducto de entrada debe proveer la capacidad para manejar la fase gaseosa y evitar su arrastre por la fase continua de líquido, mientras que la longitud por abajo de la entrada determina el tiempo de residencia para separar las burbujas de gas del líquido. Durante el recorrido del flujo, las fuerzas de flotación, arrastre y centrífugas, actúan sobre cada partícula de fluido para lograr la separación de las fases, las fuerzas centrífugas son inversamente proporcionales al

diámetro d , mientras que la disminución en la velocidad tangencial del fluido es directamente proporcional a la longitud L .

5.5.2.3 Diámetro del separador

Dos parámetros han sido establecidos para la adecuada determinación del diámetro del GLCC, las velocidades críticas del gas y el líquido. La velocidad crítica del gas es función de la presión y las propiedades del fluido y es definida como la velocidad mínima requerida para que las gotas de líquido puedan ser arrastradas hacia la línea de salida de gas; por otra parte, la velocidad crítica del líquido es la velocidad mínima requerida para mantener una relación de la velocidad tangencial a la velocidad axial en un orden de 20 pies/seg y mantener una alta eficiencia en la separación. El diámetro mínimo del GLCC debe de ser mayor que los diámetros calculados para las velocidades críticas del gas y el líquido.

5.5.2.4 Longitud del GLCC

Una longitud del GLCC por arriba del ducto de entrada, menor a la requerida, provocaría un exceso de líquido en la parte superior del separador como resultado de la formación del vórtice de flujo en las inmediaciones de la salida de gas. Ésta situación daría lugar al arrastre de líquido en la línea de gas, por lo que el valor mínimo recomendado de esta longitud, a partir de experimentación y experiencias de campo es de 4 a 5 pies, para separadores con diámetros de 3 a 6 pulgadas. La longitud por abajo de la entrada del GLCC debe de mantener una columna constante de líquido por abajo del vórtice de flujo, para diferentes condiciones del proceso; de esta forma, se proporciona el tiempo necesario para la separación de las fases y evitar el arrastre de burbujas en la columna de líquido. El valor recomendado de esta longitud es de 4 a 5 pies, para el mismo rango de diámetros señalado anteriormente.

5.5.2.5 Nivel de líquido

Debido a las altas velocidades tangenciales de la mezcla, algunas burbujas de gas penetran en el vórtice de líquido por abajo de la interface gas-líquido, este fenómeno implica el acarreo de burbujas de gas en la línea de líquido, que tiene lugar para bajos flujos de líquido cuando el vórtice se forma en la parte baja del GLCC.

Bajo condiciones de altos flujos de gas y líquido puede presentarse el fenómeno contrario; es decir, que partículas de líquido puedan ser arrastradas en la fase de gas, fenómeno conocido como arrastre de líquido. El nivel de líquido en el GLCC es determinado por la caída de presión entre las salidas de gas y líquido y constituye un parámetro fundamental para el funcionamiento óptimo del GLCC.

Los separadores GLCC no sólo se utilizan para la separación masiva, sino que también se utiliza para mejorar el rendimiento de medidores multifásicos, para las bombas de flujo multifásico y desarenadores a través del control de la relación gas-líquido.

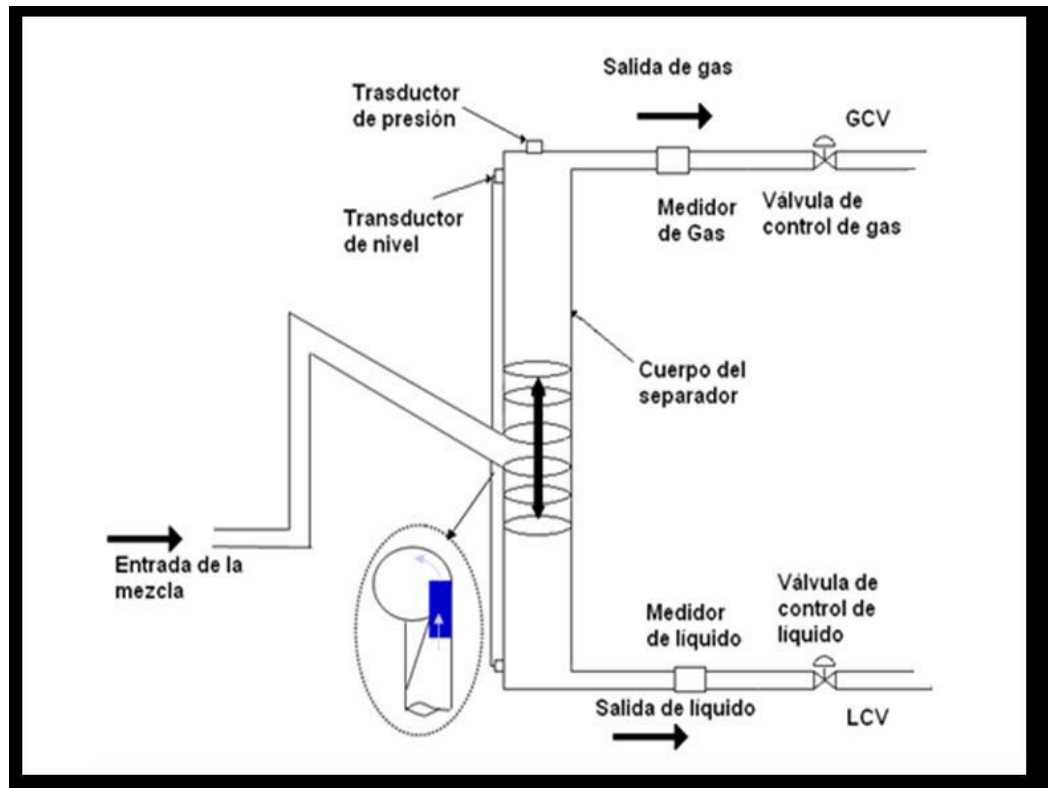


Figura 5.14 Partes que componen el separador cilíndrico ciclónico [13] .

5.6 TECNOLOGÍA QUE PERMITE LA INHIBICIÓN DEL FENÓMENO DE INCRUSTACIONES A TRAVÉS DE UN PRODUCTO QUÍMICO DENOMINADO INTAV, FORMULADO A PARTIR DE ALOE VERA

La implementación de esta tecnología representa una solución innovadora ante la problemática por precipitación de compuestos inorgánicos y una manera de remediar la dependencia de productos provenientes del extranjero, además, tomando en cuenta factores no solo técnicos sino también ecológicos, el producto representa una opción biodegradable con poca afectación al medio ambiente.

En la industria petrolera los procesos que conllevan a la producción de gas y petróleo están asociados a la producción simultánea de agua, que estará sometida a

distintas condiciones termodinámicas, cinéticas, e hidrodinámicas en su recorrido desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, y posteriormente, al pasar por las distintas instalaciones en superficie, puede llegar a originar variaciones del pH y saturación iónica de la fase acuosa producida. Tales cambios pueden inducir la formación de ciertos componentes inorgánicos como carbonatos de calcio y sulfatos de calcio y bario, entre otros, que, al sobrepasar un cierto límite de saturación, precipitan y se depositan en equipos e instalaciones de producción, generando lo que se conoce como incrustaciones.

Las incrustaciones contribuyen al desgaste y corrosión de los equipos y a la restricción de flujo, resultando en la disminución de producción de gas y petróleo, pudiendo llegar a niveles críticos donde es necesario extraer equipos desde el fondo del pozo para su reemplazo, reperforación de los intervalos productivos, uso de fresadora para la limpieza de pozos con problemas, simulación de la formación petrolífera obstruida, acidificación matricial, y otros trabajos de reparación que generan altos desembolsos y pérdidas a la industria por producción diferida. Igualmente ocurre con los equipos e instalaciones de superficie que al verse afectados por la presencia de incrustaciones ameritan acondicionamiento o reemplazo.

En los casos donde la formación de incrustaciones ha tenido lugar, se solventa la situación por métodos químicos, mediante disoluciones ácidas, y por métodos físicos, mediante equipos mecánicos. De los tratamientos anteriormente citados, los químicos suelen tener problemas desde el punto de vista operativo mientras que los físicos resultan sumamente costosos

Actualmente, uno de los métodos más empleados en la industria petrolera para mitigar esta problemática, es el uso de agentes químicos denominados inhibidores. La función de este tipo de aditivos es mantener en solución los compuestos de material inorgánico presentes en las aguas de sistemas de producción, siendo al mismo tiempo compatibles con los demás aditivos usados en campo para el

aseguramiento de flujo (desemulsificantes, inhibidores de corrosión y dispersantes de asfáltenos, entre otros). Los anti incrustantes pueden actuar mediante varios mecanismos como, inhibición de crecimiento, dispersión, y cambios de morfología cristalina.

Generalmente, los inhibidores de incrustación están formulados a partir de fosfatos y fosfonatos o de polímeros como el ácido poliacrílico y el ácido polimaleico. De estos compuestos, los primeros han sido severamente prohibidos debido a los altos niveles de ecotoxicidad que presentan, mientras que los segundos fallan en alcanzar los mínimos requerimientos de biodegradación, convirtiéndolos en opciones poco atractivas desde el punto de vista ecológico.

En la búsqueda de una solución a la problemática originada a raíz de la precipitación de material inorgánico en sistemas de producción de hidrocarburos, que además esté acorde con los principios de la química verde, PDVSA Intevep desarrolló un inhibidor de incrustaciones a base de Aloe vera denominado INTAV.

Este inhibidor ha demostrado ser efectivo en la prevención de la formación de incrustaciones incluso con una dosificación menor a las usadas con los inhibidores comerciales, además, el producto ha mostrado una alta compatibilidad con los aditivos comúnmente empleados a nivel de campo. Adicionalmente, la formulación del INTAV está basada en materia prima de origen natural, confiriéndole al producto final características de biodegradación, que lo hacen ambientalmente amigable.

5.6.1 Incrustaciones

Las incrustaciones se definen como un depósito secundario de compuestos químicos inorgánicos, causado por la presencia o flujo de fluidos en un sistema al menos parcialmente hecho por el hombre. La generación de incrustaciones se debe a los cambios en las condiciones termodinámicas, cinéticas e hidrodinámicas en que fueron encontrados y producidos los fluidos nativos de la formación.

Adicionalmente, la inyección de agua como mecanismo de recuperación mejorada causa la reacción química entre el agua inyectada y los sólidos y fluidos del yacimiento, pudiendo dar paso a la formación de incrustaciones debido a problemas de compatibilidad entre las fases mezcladas.

La principal causa de formación de incrustaciones es la sobresaturación iónica en el agua, especialmente de iones de calcio (Ca^{+2}) y magnesio (Mg^{+2}), los cuales están disueltos en la fase acuosa. Los cationes (Ca^{+2}) reaccionan con los aniones bicarbonato (HCO_3^-) y carbonato (CO_3^-), también en solución, y que tienen su origen en el dióxido de carbono (CO_2) disuelto naturalmente en el agua. De esta manera se produce un proceso de cristalización el cual da origen a precipitados de carbonato de calcio (CaCO_3) (Figura 5.15), los cuales son responsables del tipo más común de incrustaciones.



Figura 5.15 Pozo del Estado Barinas afectado por incrustaciones de CaCO_3 [14] .

Además del carbonato de calcio (CaCO_3), existen otros compuestos de naturaleza incrustante como lo son el sulfato de calcio (CaSO_4), el sulfato de estroncio (SrSO_4), y el sulfato de bario (BaSO_4).

5.6.2 Formación de Incrustaciones

La formación de incrustaciones comienza cuando es perturbado el estado de cualquier fluido natural de forma tal que se exceda el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes. El proceso total de la formación de incrustaciones puede ser descrito por una serie de pasos, tal como se muestra en la Figura 5.16.

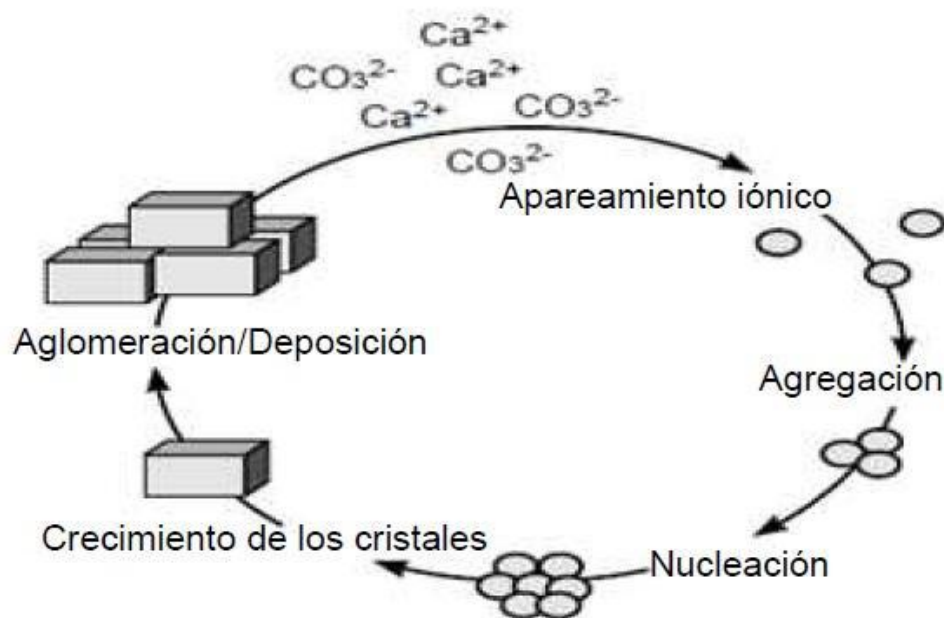


Figura 5.16 Proceso de formación de incrustaciones [14] .

Como se observa en la Figura 5.16, en primer lugar, las especies catiónicas y aniónicas, disueltas en el agua, chocan dando origen a la formación de pares iónicos en solución. Luego, estos pares iónicos pasan a constituir microagregados, y algunos

de estos agregados se convierten en centro de nucleación para la cristianización. Aún en solución, se forman microcristales, los cuales se aglomeran y fusionan, aumentando de tamaño y formando macrocristales. Estos macrocristales continúan creciendo a través de la adsorción sobre ellos de más iones en solución hasta que eventualmente forman una película en una superficie, la cual crece hasta formar un depósito con características incrustantes.

5.6.3 Remoción de incrustaciones

La presencia de incrustaciones es una de las problemáticas más importantes de la producción de hidrocarburos. El fenómeno puede aparecer en los poros de la formación y en las cercanías del pozo presentándose importantes reducciones de porosidad y permeabilidad. Igualmente, las incrustaciones pueden llegar a bloquear el flujo normal de los fluidos al formarse una capa espesa sobre las paredes de las tuberías de producción, además, la acumulación de sólidos inorgánicos puede deteriorar válvulas de seguridad, bombas, etc.

Una vez que se presenta la problemática se cuenta con una serie de métodos que permiten la remoción de las incrustaciones, estos pueden ser químicos o mecánicos.

5.6.4 Bio-inhibidores de incrustaciones e INTAV

Actualmente, los altos niveles de contaminación y el uso indiscriminado de productos químicos tóxicos en actividades industriales han hecho necesaria la búsqueda y el desarrollo de tecnologías que comprendan y se anticipen a las consecuencias de su aplicación. Este tipo de tecnologías han evolucionado a partir de las medidas que dicta la química verde, también conocida como química sostenible. La EPA (Environmental Protection Agency, 2012) define el concepto de química verde como el diseño de productos químicos y procesos que permitan reducir o eliminar el uso o generación de sustancias contaminantes. La química

verde aplica a través del ciclo de vida de un producto químico, incluyendo el diseño, manufactura y uso del mismo.

A la par de esta tendencia conservacionista, la industria de los hidrocarburos ha ido creciendo en el desarrollo y aplicación de aditivos químicos ambientalmente amigables, incluyendo productos empleados para el aseguramiento de flujo. En este sentido, PDVSA Intevep desarrolló un inhibidor de incrustaciones denominado INTAV. Este producto está formulado a partir de materia prima de origen natural (Aloe vera) convirtiéndolo en una opción ambientalmente amigable en la lucha contra la presencia de material incrustante en instalaciones y equipos propios de la industria de los hidrocarburos.

5.6.4.1 Aloe vera

La planta de Aloe vera procede originalmente de África, específicamente de la península Arábiga. Su nombre se deriva del término árabe alloeh que significa sustancia brillante y amarga. Comúnmente la planta es conocida con el nombre de sábila. El Aloe vera pertenece a la familia de las Liliaceae, al igual que plantas como el ajo, la cebolla y los espárragos.

En la Figura 5.17 se detallan la estructura de la hoja del Aloe vera, esta está compuesta por un núcleo gelatinoso y transparente llamado gel, el cual se encuentra envuelto por una fina capa líquida de color amarillo llamada acíbar, todo esto protegido por una corteza verde fina pero muy resistente.

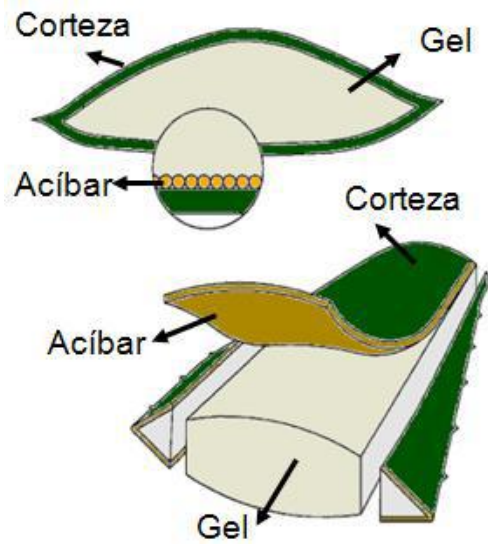


Figura 5.17 Estructura de la hoja de Aloe vera [14] .

En las partes que componen a la hoja del Aloe vera se identifican distintos compuestos principales (Figura 5.18). En el gel se encuentran polisacáridos, en el acíbar antraquinonas y en la corteza resinas. De estos, los polisacáridos presentes en gel son los responsables de proporcionarle a la planta la capacidad de inhibir la formación de material incrustante.



Figura 5.18. Principales compuestos presentes en la hoja de Aloe vera [14] .

Los polisacáridos consisten en moléculas de azúcar simples. El modelo molecular propuesto para los polisacáridos presentes en el gel de Aloe vera se puede detallar en la Figura 5.19

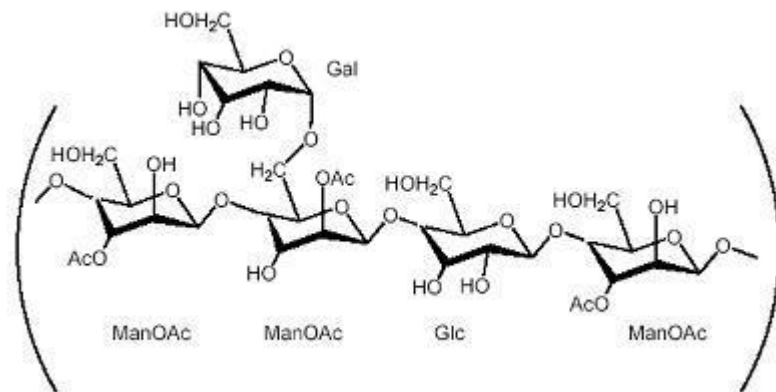


Figura 5.19 Modelo molecular propuesto de los polisacáridos presentes en el gel del Aloe vera [14] .

Los polisacáridos contenidos en el gel de Aloe vera presentan reactividad con iones divalentes en solución en el agua. El mecanismo que mejor explica este fenómeno es el modelo de la caja de huevo, el cual supone que los iones divalentes sirven como puentes para formar enlaces iónicos entre dos grupos carboxílicos pertenecientes a dos cadenas distintas de estrecho contacto, tal como se observa en la Figura 5.20

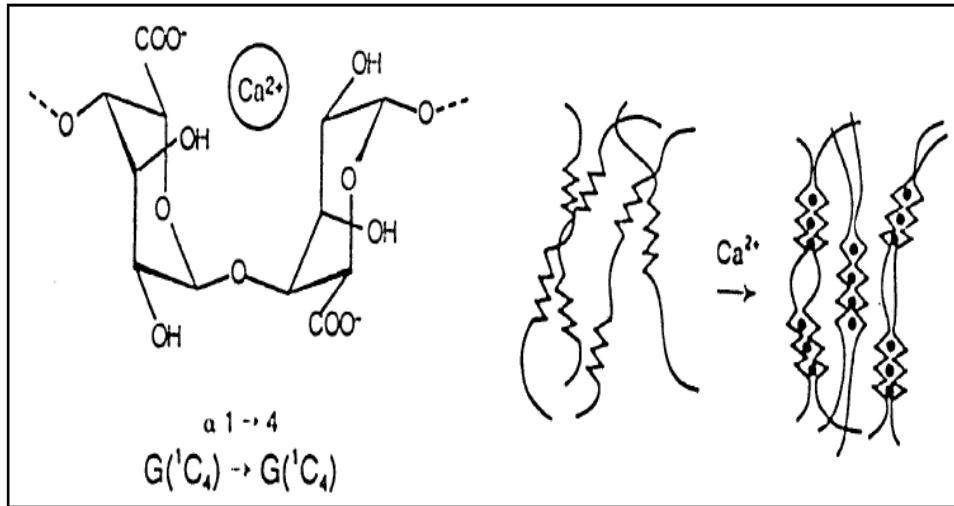


Figura 5.20 Esquema del modelo de la caja de huevo [14] .

Adicionalmente, el uso del Aloe vera ha demostrado la capacidad de modificar la morfología cristalina del carbonato de calcio, haciéndolo menos incrustante.

CAPÍTULO VI
ANÁLISIS DE RESULTADOS

7 Producción en las diferentes áreas de Venezuela

La pozos activos productores para los últimos años se han mantenido en un promedio de 15 mil pozos, incrementándose cada vez a excepción del año 2002 donde hubo una caída drástica de los pozos productores alcanzando unos 7 mil pozos, esto debido al paro petrolero que hubo en ese año. Los pozos inactivos también han tenido un incremento manteniéndose alrededor de los 13000 pozos, cifra bastante elevada en comparación de los pozos productores. En cuanto a los pozos suspendidos solo en los años 2008, 2009 y 2010 se vio un incremento moderado, ya que en los años anteriores se mantuvo en 0 sin ninguna modificación.

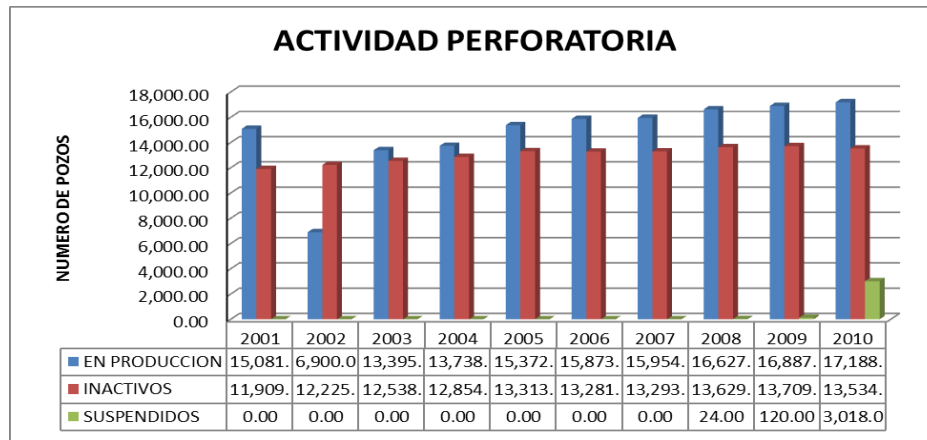


Figura 5.21 actividad perforatoria ano 2010

Durante el año 2010, la producción fue de 1.084 MMBls de petróleo (2.970 MBD), lo cual ha permitido alcanzar una producción acumulada de petróleo desde el año 1914 hasta el 31 de diciembre de 2010 de 64.924 MMBls. La producción comercial

de petróleo en la República Bolivariana de Venezuela está concentrada en las cuencas Maracaibo-Falcón (anteriormente denominada Occidental-Zulia) que se extiende a lo largo de los estados Zulia y Falcón; Barinas-Apure (anteriormente denominada Meridional Central Barinas y Apure) que se extiende a lo largo de los estados Barinas y Apure; la Oriental que se extiende a lo largo de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Sucre (la FPO pertenece a la cuenca Oriental); y la de Carúpano, incorporada desde el año 2006 y que abarca el Norte del estado Sucre, el estado Nueva Esparta y las aguas territoriales ubicadas al frente de las costas orientales venezolanas. La producción acumulada de petróleo desde el año 1914 hasta el 31 de diciembre de 2010, para la cuenca Maracaibo-Falcón es de 42.655 MMBls, en la cuenca Barinas-Apure es de 1.408 MMBls; en la cuenca Oriental es de 20.861 MMBls; la cuenca de Carúpano no tiene producción acumulada.

Para el año 2002 la producción cayó drásticamente debido al paro petrolero alcanzando unos 2.994.000,00 bpd, para el año 2003 cayo aún más llegando a las cifras más bajas que ha habido en los últimos 13 años, llegando a unos 2.810.000,00 bpd. Finalmente para el año 2010 los valores de producción alcanzaron unos 2.968.000,00 bpd.

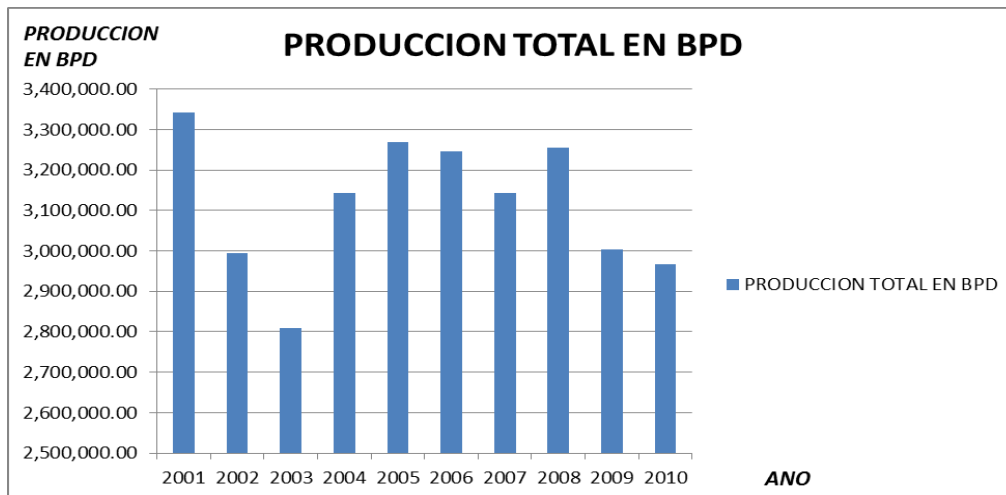


Figura 5.22 producción anual en Venezuela

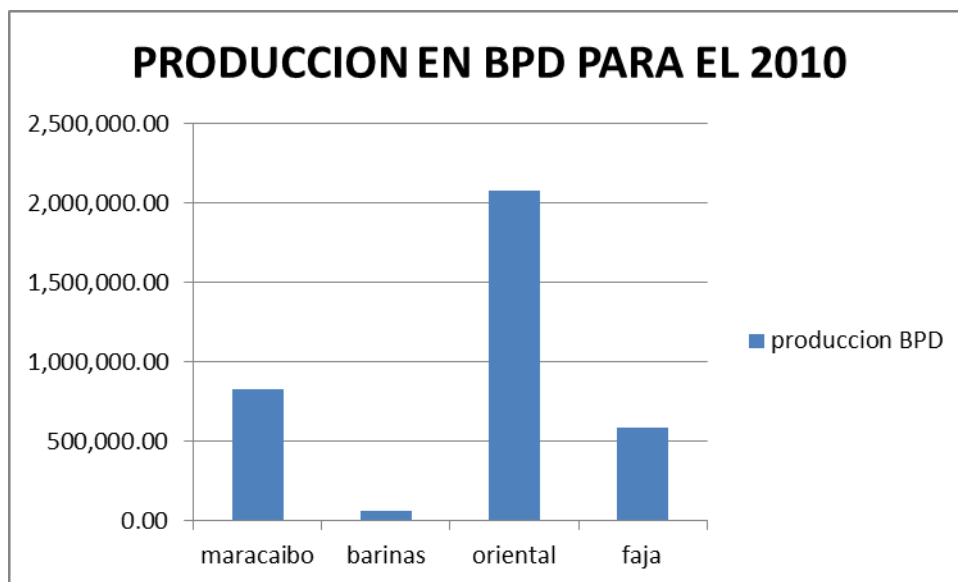


Figura 5.23 producción por cuenca para el año 2010

7.1 ANALIZAR ALGUNAS TECNOLOGÍAS PARA REDUCIR LOS CONTENIDOS DE GASES, ARENA, AGUA, EMULSIONES, CONTENIDO DE H₂S, ASFÁLTENOS, ÁCIDOS, SALES, INCRUSTACIONES, VISCOSIDAD Y GRAVEDAD.

7.1.2 Desaladores con tecnología de frecuencia dual

De la información recopilada relacionada con las áreas de producción en Venezuela, se obtuvo la producción de crudo para el año 2010 en los diferentes campos pertenecientes a las jurisdicciones o cuencas del país, así como también el tipo de crudo producido. En referencia a las tecnologías y procesos que operan en facilidades de superficie, se tomó un caso en particular el cual está en estudio para ser aplicado en el bloque Carabobo de la FPO, específicamente en Petromonagas sur en el Centro Operativo de Petromonagas. La finalidad del COPEM Petromonagas es extraer crudo extra pesado de aproximadamente 8.5 °API, diluirlo inyectando una relación del 22% de diluyente a nivel de cabezal de pozo para obtener un crudo diluido de 15,5°API.

Este crudo, una vez mezclado y diluido a 15,5 grados API, es recibido en las facilidades de COPEM para separar sus fases libres agua y gas, además de ser calentado y estabilizado. La producción diaria es de 120 mil barriles crudo diluido, de 16 grados API, con menos de 1 % AyS, y 13 ptb de sal.

La inyección de diluyente es necesaria en todos los casos para reducir la viscosidad del fluido, y aprovechar la energía de las bombas de los pozos para mover el crudo diluido desde las macollas hasta la planta. El porcentaje de dilución “diluyente/Crudo de formación” tiene una relación de 21%, usando nafta de 51° API. Esta área de producción de crudo extrapesado actualmente está produciendo crudo fuera de los requerimientos de PDVSA, ya que este tiene un contenido de sales no permitidas en los estándares de producción. Para solventar esta problemática se propone la aplicación de una tecnología que lograra un incremento en la capacidad de

procesamiento de crudo, con el cambio de polaridad dual a **frecuencia dual** de los cuatro (04) desaladores electrostáticos, se garantiza técnicamente el incremento de procesamiento de 61.150 BPD a 70.000 BPD de crudo EP por cada tren, lo que equivale a 140.000 BPD de crudo EP para ambos trenes, además de un incremento en la producción de crudo así como en la optimización de las estaciones de flujo ahí presentes.

7.1.3 Inhibidor de Incrustaciones INTAV

En la industria petrolera los procesos que conllevan a la producción de gas y petróleo están asociados a la producción simultánea de agua que estará sometida a distintas condiciones termodinámicas, cinéticas, e hidrodinámicas en su recorrido desde el yacimiento hasta las distintas instalaciones en superficie, donde puede llegar a originar variaciones del pH y saturación iónica de la fase acuosa producida. Tales cambios pueden inducir la formación de componentes inorgánicos como carbonatos de calcio y sulfatos de calcio y bario, entre otros, que, al sobrepasar un cierto límite de saturación, precipitan y se depositan en equipos e instalaciones de producción, generando lo que se conoce como incrustaciones.

Las incrustaciones contribuyen al desgaste y corrosión de los equipos y a la restricción de flujo, resultando en la disminución de producción de gas y petróleo, pudiendo llegar a niveles críticos donde es necesario extraer equipos desde el fondo del pozo para su reemplazo, reperforación de los intervalos productivos y otros trabajos de reparación que generan altos desembolsos y pérdidas a la industria por producción diferida.

En la búsqueda de una solución se desarrolló un inhibidor de incrustaciones a base de Aloe vera denominado INTAV. Este inhibidor ha resultado ser efectivo en la prevención de la formación de incrustaciones incluso con una dosificación menor a las usadas con los inhibidores comerciales, además, el producto ha mostrado una alta compatibilidad con los aditivos comúnmente empleados a nivel de campo.

Adicionalmente, la formulación del INTAV está basada en materia prima de origen natural, confiriéndole al producto final características de biodegradación, que lo hacen ambientalmente amigable. Eliminando las impurezas y optimizando la producción, así como garantizando la disminución de los costos generando con ello mayores ganancias.

7.2 DEFINIR EL IMPACTO EN LAS OPERACIONES DE PRODUCCIÓN Y REFINACIÓN POR LIMITACIONES EN LAS TECNOLOGÍAS SELECCIONADAS

7.2.1 Desaladores con Tecnología de Frecuencia Dual

Una de las limitaciones de mayor impacto es que debido a que los equipos son producidos en el exterior, los tiempos de entrega de repuestos según la necesidad no son lo suficientemente rápidos para satisfacer una emergencia, lo cual proporcionaría un desbalance en la producción necesaria para cumplir con los compromisos nacionales e internacionales.

7.2.2 Separadores Compactos

- 1- Las técnicas de separación que utilizan fuerzas centrífugas pueden no producir corrientes de salida con buena calidad como los separadores convencionales.
- 2- tienden a ser más sensibles a variaciones de flujo que los separadores convencionales.
- 3- El control de líquido y los niveles de la interfase son difíciles de manejar en condiciones de bacheo.
- 4- Más sensibles a taponamiento con parafina, productos corrosivos, arenas, erosión y fallas mecánicas.

7.2.3 Inhibidor de incrustaciones INTAV

- 1- Debido a que el desarrollo de esta tecnología se considera de uso reciente, aun es necesaria la profundización del estudio del producto, con la finalidad de determinar su desempeño en distintos sistemas de producción de la industria petrolera nacional, ampliando así el rango de aplicabilidad del anti incrustante en pro de la masificación del mismo.
- 2- No se tiene completa certeza de las propiedades y limitaciones del producto al ser aplicado bajo ciertas condiciones.
- 3- La presencia de material incrustante en algunas instalaciones generan altos gastos debido a los trabajos de limpieza y reacondicionamiento que deben hacerse para reactivar la circulación normal en la línea, de fallar estas opciones la única solución posible es el reemplazo parcial o total del oleoducto, lo que representa una opción aún más costosa.

7.3 DEFINIR LAS LIMITACIONES EN LA PRODUCCIÓN DE CRUDO EN LAS DIFERENTES ÁREAS DE PRODUCCIÓN EN VENEZUELA.

Según cifras e información oficial reflejada en el informe de gestión anual de PDVSA 2010. “El potencial de producción de crudo, en el ámbito nacional, al cierre del año 2010, alcanzó un total de 3.514 MBD, de los cuales 2.522 MBD corresponden a gestión directa (1.081 MBD en Oriente, 870 MBD en Occidente, 63 MBD en centro sur y 508 MBD en la FPO), 458 MBD corresponden a empresas mixtas liviano-mediano y 534 MBD a las empresas mixtas de la FPO. En el año 2010, la producción fiscalizada total de petróleo en la República se ubicó en 2.975 MBD”.

Se podrían nombrar algunas razones para justificar los cambios en la producción

- 1- Gran cantidad de pozos cerrados los cuales son capaces de producir.
- 2- Caídas de presión.

- 3- Producción de arena.
- 4- Falta de tecnologías y conocimiento para disminuir los problemas de producción para crudos pesados y extrapesados.
- 5- Faltas de tecnologías para reparar los taladros dañados.
- 6- Falta de mantenimiento en las facilidades de superficie.

CONCLUSIONES

Este trabajo presenta un análisis de las tecnologías existentes en las facilidades de superficie en los diferentes campos venezolanos, enfocados en la optimización de los procesos de producción, así como para la reducción de los costos y la eliminación de posibles problemas operacionales.

Respecto al análisis de producción en Venezuela, a continuación se presentan algunas conclusiones de las tecnologías estudiadas.

Separadores Compactos

- ✓ El proceso de separación en los separadores compacto ocurre mucho más rápido que en los separadores convencionales debido a la afectación por la fuerza de gravedad incrementada localmente por una acción centrífuga.
- ✓ Los separadores compactos pueden ser diseñados para que la fuerza centrífuga sea mil veces más grande que la fuerza de gravedad.
- ✓ Mediante el incremento de la velocidad de separación, la necesidad de tiempos largos de retención en el recipiente son eliminados y también el tamaño del recipiente puede ser reducido.
- ✓ Los separadores compactos son más sensibles a taponamiento con parafinas, productos corrosivos, arenas, erosión y fallas mecánicas.
- ✓ Con el empleo de los separadores compactos se reducen los gastos y se incrementan las ganancias tras la eliminación de costos por mantenimiento y costos por operación así como se gana espacio en las estaciones de flujo.

Inhibidor de Incrustaciones INTAV

- ✓ El inhibidor de incrustaciones INTAV contribuye a disminuir la velocidad de corrosión del medio sintético, sin embargo no puede ser utilizado como agente anticorrosivo.
- ✓ El inhibidor de incrustaciones resulto ser más efectivo con menos dosificación, comparados con otros inhibidores químicos.
- ✓ INTAV no solo resulto ser más eficiente que los demás inhibidores sino que también resulto ser más agradable al ambiente trayendo consigo menos contaminación y más beneficios.

Desaladores con Tecnología de Frecuencia Dual

- ✓ Con la implementación de la frecuencia dual se lograra un incremento de la capacidad de procesamiento de los recipientes existentes así como la optimización y reducción de los costos de química además de bajos costos de operación.
- ✓ Con la tecnología de frecuencia dual se tendrán mejoras en la eficiencia de la deshidratación para todos los tipos de crudos.
- ✓ Gracias a la frecuencia dual se incrementara la producción en las facilidades de uno de los centros operaciones de producción de la Faja manteniendo el crudo dentro de los requerimientos.
- ✓ El uso de la frecuencia dual en vez de la polaridad dual optimizara la producción del campo manteniendo los requerimiento de producción dentro de lo especificado (1% o menos de agua y 8ptb o menos).
- ✓ Con la tecnología de frecuencia dual se incrementara la producción diaria de 120 mil barriles de crudo diluido a 140 mil barriles o más de crudo, de 16 grados API, con menos de 1 % AyS, y 8 ptb de sal o menos.

- ✓ Con la aplicación de la tecnología de frecuencia dual se optimiza la deshidratación del crudo, con la aplicación del inhibidor del INTAV se eliminan las incrustaciones y con la aplicación de la separación compacta se garantiza un proceso de separación rápido empleando menos espacio en la colocación de dichos equipos además de garantizar ganancias y disminuir costos.

RECOMENDACIONES

- ✓ Realizar la evaluación de las capacidades de los equipos actualmente instalados en cada estación de flujo, e igualmente realizar pruebas de integridad en los equipos existentes, a fin de verificar y evaluar las condiciones operacionales de los mismos.
- ✓ Por el factor económico es recomendable siempre y cuando se pueda la implementación de separadores compactos ya que estos son más pequeños, traduciéndose en menos costos.
- ✓ Se recomienda ampliamente el uso de separadores compactos en zonas de producción costa afuera.
- ✓ Se recomienda que la tecnología de frecuencia dual sea implementada en el restos de los campo de la Faja del Orinoco.
- ✓ Se recomienda realizar una campaña para dar a conocer el inhibidor de incrustaciones INTAV.
- ✓ Se recomienda la implementación y distribución al mercado del INTAV.
- ✓ Se recomienda ampliamente el uso del INTAV en vez de otros inhibidores químicos o mecánicos.
- ✓ Se recomienda que se haga un análisis de las estaciones de flujo y de sus equipos para evaluar su buen desempeño y en el caso de falla o daño, se recomienda que sea arreglado o incluso cambiado por uno nuevo.
- ✓ Es importante que cada empresa busque siempre optimizar los procesos y tratar de reducir los costos, por lo que se recomienda que cada una busque implementar nuevas tecnologías que ayuden a optimizar y dar más y mejores beneficios.

- ✓ Es importante que cada empresa busque incentivar los avances tecnológicos, dando el apoyo necesario para el desarrollo de nuevas tecnologías que ayuden a optimizar los procesos y disminuir los costos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] - Jonathan V., Hernández., 2012, "**Propuesta de aplicación de bombeo multifásico en los sistemas de transferencia desde las macollas del área de extrapesado, hasta las estaciones de flujo, Distrito Morichal**", Trabajo Especial de Grado, Caracas.
- [2] - Gerencia de Mantenimiento del Centro Operativo Petromonagas COPEM. 2012. **TECHNICAL PROPOSAL DUAL FREQUENCY® RETROFIT KITS.**
- [3] - Serpa S., Adria A., 2003, "**Manual de estimación de costos para estaciones de flujo**", Trabajo Especial de Grado, Caracas.
- [4] - Aguirre., Eduardo A., 2005, "**Elaboración del manual de operaciones de la estación de flujo Elías 11 (EEF-11), ubicada en el Campo Socororo Oeste, Estado Anzoátegui**", Trabajo Especial de Grado, Caracas.
- [5] - De Oliveira G., Bárbara C., 2003, "**Desarrollo de una metodología de Cálculo que permita diseñar o evaluar los separadores a ser instalados en las estaciones de flujo**", Trabajo Especial de Grado, Caracas.
- [6] - Requena G., José L., Rodríguez M., Mauricio F., 2006, "**Diseño y evaluación de separadores bifásicos y trifásicos**", Trabajo Especial de Grado, Caracas.
- [7] - Cepet, 1992. **Ingeniería de Manejo y Procesamiento de Crudo.**
- [8] La OPEP y Venezuela, (s.f.), "**CUENCAS PETROLIFERAS DE VENEZUELA**". Obtenida el 12 de Mayo de 2013. <http://laopepyvenezuela.galeon.com/falcon.htm>
- [9] La OPEP y Venezuela, (s.f.), "**CUENCAS PETROLIFERAS DE VENEZUELA**". Obtenida el 12 de Mayo de 2013. <http://laopepyvenezuela.galeon.com/falcon.htm>
- [10] La OPEP y Venezuela, (s.f.), "**CUENCAS PETROLIFERAS DE VENEZUELA**". Obtenida el 12 de Mayo de 2013. <http://laopepyvenezuela.galeon.com/apure.htm>
- [11] - PDVSA. (2010). **Petroleo y otros datos estadísticos.** Editorial PDVSA, Venezuela.
- [12] - Morales C, Moisés R. Ríos A, Héctor F. 2010. "**Separadores Cilíndricos Ciclónicos de Gas – Líquido (GLCC)**". Trabajo Especial de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F
- [13] - Sosa, Daniel A. 2012. "**Evaluación del desempeño del Inhibidor de incrustaciones no convencional a base de Aloe Vera (INTAV) en diferentes sistemas**

de producción de la industria petrolera nacional". Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

[14] - Shlumberger. (1997). **Evaluación de Pozos.** Editorial Shlumberger, Venezuela.

[15] - Barberii, Efraín E. (1998). **El pozo ilustrado.** Ediciones FONCIED. Primera edición en CD-ROM. Caracas 1998.

[16] - Ruiz. R, Brito. A and Trujillo. J, INTEVEP S.A. **"Considering multiphase flow issues for selection of heavy oil transportation methods in Venezuela"**, paper WHOC 11-107, presented at the 2011 World Heavy Oil Congress in Edmoton, Alberta Canada.

[17] - ARNOLD, K., STEWART M. (1999). **"Surface Production Operations". Design of Gas-Handling systems and Facilities".** Elsevier Science. USA.

[18] - Heyl, Bob. **"Multiphase pumping"**, presented at the 2008, 24th International Pump Users ISymposium Texas A&M University , Texas, U.S.A.

[19] - Cestari S., Francisco G y García., Raiza E. (1995). **"Diseño de una Base de Datos que Sirva de Insumo al Manual de Ingeniería de Producción Petrolera de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la UCV"**. Fase I. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

[20] - Centro Internacional de Educación y Desarrollo (1997). **Curso Levantamiento Artificial por Gas para Ingenieros.**

[21] - Danesh, Ali(1998). **PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids.** Amsterdam: Elsevier.

[22] - Economides, M, A. y Ehlig Economides, C. (1994). **Petroleum Production Systems.** New Jersey: Prentice Hall Petroleum Engineering, Series.

[23] - HYSYS Plant 2.2. Documentation. (2000). **AEA Technologies, Hysys LTD.**

[24] - Gomez, L.E; Mohan, R.S. ; Dhoham, O. ; Marrelli, J. D. ; Kouba, G.E. **Aspect Ratio Modeling and Design Procedure for GLCC Compact Separators. Journal of Energy Resources Technology.** March 1999, Vol.121 /23.

[25] - Manual de Diseño de Proceso. Principios Básicos. (1995). PDVSA. Separación Física, Tambores, Separadores.

[26] - Manual de Ingeniería de Diseño. Separadores Líquido-Vapor 90616.1.027. (1994) PDVSA.

- [27] - Manual de Diseño de Proceso. Separadores Líquido -Vapor. (1995) PDVSA. Separación Física, Tambores, Separadores.
- [28] - Manual de Diseño de Procesos. Principios Básicos. (1995) PDVSA. Transferencia de Calor, Intercambiadores de Calor.
- [29] - Martínez M. (1990). Diseño Conceptual de Separadores. Ingenieros Consultores, S.R.L., Maracaibo-Venezuela.
- [30] - McCain, W. (1989). **The Properties of Petroleum Fluids**. Tulsa, Oklahoma: Editorial PennWell., segunda edición.
- [31] - Universidad Central de Venezuela., Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo. (2003). Laboratorio de Yacimientos, **“Propiedades de los fluidos”**. Caracas: Millán Reyinson, Rodríguez Mauricio, Romero Gustavo.
- [32] - Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED) (1995). Filial de Petróleos de Venezuela S.A, División Oriente. “Ingeniería de Producción Separadores Gas Líquido”. Módulo IV-Sección 33.
- [32] - Ingenieros Consultores, S.R.L. (1991). “Diseño Conceptual de Separadores”. Maracaibo. Martínez Marcías J.
- [34] - Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo (2005). Ingeniería de Producción II. **“Separación Gas-Líquido.”** Caracas: Prof. Freddy Méndez Balbas.
- [35] - Langston Leslie V (2003). **The Lease’s Pumpers Manual**. The Commission on Marginally Producing Oil and Gas Wells of Oklahoma.
- [36] - Naranjo C., Erwin A. (2004). **“Optimización de las Instalaciones de Producción del Convenio Operativo de la Empresa PetroUDO S.A., Área Jobo-02, Morichal Estado Monagas.”** Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente, Maturín.
- [37] - Busto Trina I. y Zamora M. Oswaldo N. (2002). **“Evaluación del Sistema de Manejo de Fluidos en Superficie para el Área Mayor de Socororo.”** Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- [38] - Smith Vernon H. (2001). **Oil and Gas Separators**. Petroleum Engineering Handbook. Chapter 12. Meriand Corp. Houston.
- [39] - Gerencia de Mantenimiento del Centro Operativo Petromonagas COPEM. 2012. **TECHNICAL PROPOSAL DUAL FREQUENCY® RETROFIT KITS**.

[40] - S. Rastoin, Z., Sohmid. D.R. Doty. (1997). **“A Review of Multiphase Flow Through Chokes”**

[41] - Maldonado A., Debbie E., 2005, **“Incrementar la capacidad de separación gas/liquido de la estación principal Jusepin 2, mediante la optimización del proceso de separación del módulo II y III”** Trabajo Especial de Grado, Caracas.

[42] - Aguirre., Eduardo A., 2005, **“Elaboración del manual de operaciones de la estación de flujo Elías 11 (EEF-11), ubicada en el Campo Socororo Oeste, Estado Anzoátegui”**, Trabajo Especial de Grado, Caracas.

[43] Equipetrol. (s.f.). **“Valvula selectora multipuerto”**. Obtenida el 10 de Junio de 2013, <http://www.oilproduction.net>

[44] Martell P., Jennifer T., 2011, **“EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS, A ESCALA DE LABORATORIO, PARA LA DESALACIÓN DE CRUDOS DILUIDOS (16°API) DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”**, Trabajo Especial de Grado, Puerto la Cruz.