

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO QUÍMICO A
POZOS PRODUCTORES, PARA LA DESGASIFICACIÓN DEL CRUDO EN
LOS SEPARADORES Y PLATAFORMA DE CABEZALES DE POZOS WHP
UBICADOS EN EL CAMPO COROCORO. PDVSA PETROSUCRE.”**

**REALIZADO POR:
MARÍA EUGENIA RODRÍGUEZ MOSEGUI.**

**Trabajo Especial de Grado Presentado Ante la Universidad de Oriente como
Requisito Parcial para Optar al Título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

PUERTO LA CRUZ, NOVIEMBRE 2009.

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO QUÍMICO A
POZOS PRODUCTORES, PARA LA DESGASIFICACIÓN DEL CRUDO EN
LOS SEPARADORES Y PLATAFORMA DE CABEZALES DE POZOS WHP
UBICADOS EN EL CAMPO COROCORO. PDVSA PETROSUCRE.”**

ASESORES

ING. DANIEL SUÁRES

Asesor Académico

ING. MIGUEL GUZMÁN

Asesor Industrial

PUERTO LA CRUZ, NOVIEMBRE 2009.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA



**“PROPUESTA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN CENTRO DE
TRATAMIENTO DE LOS DESECHOS GENERADOS DURANTE LAS
ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN EN PDVSA - SAN TOMÉ”**

JURADO

ING. OLY GUERRA, MSc

Jurado principal

ING. RAYDA PATIÑO, MSc

Jurado principal

BARCELONA, NOVIEMBRE DE 2009

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO QUÍMICO A
POZOS PRODUCTORES, PARA LA DESGASIFICACIÓN DEL CRUDO EN
LOS SEPARADORES Y PLATAFORMA DE CABEZALES DE POZOS WHP
UBICADOS EN EL CAMPO COROCORO. PDVSA PETROSUCRE.”**

El jurado hace constar que asigno a esta Tesis la calificación de:

APROBADO

ING. DANIEL SUÁREZ

ING. OLY GUERRA, MSc

Jurado Principal

ING. RAYDA PATIÑO, MSc

Jurado Principal

PUERTO LA CRUZ, NOVIEMBRE 2009.

RESOLUCIÓN

De acuerdo con el artículo 44 del reglamento de trabajos de grado:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESOLUCIÓN	V
ÍNDICE GENERAL	VI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XI
ÍNDICE DE TABLAS	XIV
DEDICATORIA	XVI
AGRADECIMIENTOS	XVII
RESUMEN.....	XX
CAPÍTULO I. EL PROBLEMA.....	21
1.1. INTRODUCCIÓN.....	21
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	22
1.3. OBJETIVOS	23
1.3.1. Objetivo General.....	23
1.3.2. Objetivos Específicos.....	23
1.4. DESCRIPCIÓN GEOGRÁFICA DEL GOLFO DE PARIA.....	24
1.5. UBICACIÓN DEL CAMPO COROCORO.....	27
1.6. DESCRIPCIÓN DEL MODELO ESTRUCTURAL.....	28
1.7. ESTRATIGRAFÍA.....	30
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	35
2.1. ANTECEDENTES.....	35
2.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO	36
2.3. PLATAFORMA DE CABEZALES DE POZO (WHP)	37
2.4. SISTEMA DE FACILIDADES DE PROCESAMIENTO TEMPORAL (IPF)	38

2.5. COMPONENTES DE ALMACENAMIENTO Y DESPACHO DE CRUDO (FSO “NABARIMA”)	39
2.6. PLATAFORMAS COSTA AFUERA (OFFSHORE)	41
2.7. OPERACIONES OFFSHORE	42
2.8. ETAPA DE PRODUCCIÓN (OFFSHORE)	45
2.9. POZOS HORIZONTALES	46
2.9.1. Ventajas de los Pozos Horizontales	47
2.9.2. Aplicaciones de los Pozos Horizontales	48
2.10. PROCESOS DE CAMPO	51
2.11. COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS	51
2.12. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN (YACIMIENTO-POZO-SUPERFICIE)	51
2.13. COMPONENTES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN	54
2.14. PATRONES DE FLUJO	57
2.15. CAÍDA DE PRESIÓN EN RESTRICCIONES	59
2.16. FLUJO MULTIFÁSICO A TRAVÉS DEL CHOKE O ESTRANGULADOR	59
2.17. FLUJO BIFÁSICO	61
2.18. ESTACIONES DE FLUJO	62
2.19. LÍNEA DE FLUJO	62
2.20. SEPARACIÓN DE FLUIDOS	62
2.21. MÚLTIPLE DE PRODUCCIÓN	63
2.22. SEPARADORES DE PRODUCCIÓN	63
2.23. DISPOSICIÓN DE CRUDO	64
2.24. DISPOSICIÓN DEL GAS	64
2.25. DISPOSICIÓN DEL AGUA	65
2.26. FUNCIÓN DE LOS SEPARADORES	66
2.27. PRINCIPIOS DE LA SEPARACIÓN	67
2.28. PARTES DE UN SEPARADOR	69
2.29. TIPOS DE SEPARADORES	72
2.30. SEPARADORES HORIZONTALES	74

2.30.1. Ventajas de los Separadores Horizontales	75
2.30.2. Desventajas de los Separadores Horizontales	75
2.31. SEPARADORES VERTICALES	75
2.31.1. Ventajas de los Separadores Verticales.....	77
2.31.2. Desventajas de los Separadores Verticales	77
2.32. RELACIÓN ENTRE SEPARADORES HORIZONTALES Y VERTICALES	78
2.33. FORMACIÓN DE ESPUMA COMO PROBLEMA OPERACIONAL EN EL DISEÑO DE SEPARADORES.....	79
2.34. CAPACIDADES DE SEPARACIÓN	81
2.35. CRUDO ESPUMANTE (CRUDOS PESADOS).....	81
2.36. EMULSIÓN	82
2.37. ESPUMA EN HIDROCARBUROS.....	84
2.38. TRATAMIENTO DE CRUDO- ESPUMAS	85
2.39. MECANISMO DE FORMACION DE LA ESPUMA.....	86
2.40. CONTROL DE LAS ESPUMAS.....	89
2.41. ANTIESPUMANTES	90
2.42. TIPOS DE PRODUCTO USADO	91
2.43. SILICONAS	91
2.44. CÁLCULOS BÁSICOS ASOCIADOS AL TRATAMIENTO.....	93
CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO	95
3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN	95
3.2. HERRAMIENTAS UTILIZADAS	95
3.2.1. Archivos Físicos.....	95
3.2.2. Sistema EXPERION PKS.....	95
3.3. PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	97
3.3.1. Revisión Bibliográfica	98
3.3.2. Recopilación de la Información	98
3.3.3. Análisis de los Sistemas de Producción	106

3.3.4. Diagnóstico de los Problemas Existentes.....	111
3.3.5. Toma de Muestras y Ensayos de Laboratorio	113
3.3.6. Revisión de los Elementos Mecánicos del Separador.....	114
3.3.7. Propuestas para Mejoras del Proceso de Producción.....	115
3.3.8. Redacción y Presentación del Trabajo de Grado	116
CAPÍTULO IV. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	117
4.1. EVALUACIÓN DEL SISTEMA ACTUAL	117
4.2. DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DE PRODUCCIÓN DE CRUDO, GAS Y AGUA EN LA PLATAFORMA DE CABEZALES DE POZO.....	118
4.3. DIAGNOSTICO DE LOS PROBLEMAS EXISTENTES	121
4.3.1. Análisis del Sistema de Bombeo.....	123
4.3.2. Consumo del Producto Químico Antiespumante.....	124
4.4. ANÁLISIS DE MUESTRAS DE CRUDO DE LOS POZOS QUE MAYOR PROBLEMA PRESENTARON.....	127
4.4.1. Revisión de puntos de inyección.....	128
4.4.2. Toma de muestras y ensayos de laboratorio	130
4.4.3. Determinación del %AyS.....	134
4.4.4. Determinación de Densidad y Gravedad Específica.....	136
4.4.5. Determinación del Punto de Inflamación y Combustión	137
4.4.6. Punto de Fluidez.....	139
4.4.7. Determinación del rango de destilación.....	140
4.4.8. Ensayo de Productos Químicos.....	146
4.5. REVISIÓN DE LOS ELEMENTOS MECÁNICOS DE LOS SEPARADORES PARA LA DESGASIFICACIÓN Y CONTROL DE ESPUMA	158
4.5.1. Primera Etapa de Separación (HP V-101)	158
4.5.2. Segunda Etapa de Separación (LP V-201).....	161
4.5.3. Separador de Prueba (V-301).....	162

4.6. PROPUESTAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO QUÍMICO Y MEJORA DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN	165
CONCLUSIONES	169
RECOMENDACIONES.....	171
BIBLIOGRAFÍA	173
ANEXOS	177
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	189

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pag.
FIGURA 1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL GOLFO DE PARIA. ^[1]	25
FIGURA 1.2. ANOMALÍA GRAVIMÉTRICA DE LA GEOLOGIA ORIENTAL. ^[1]	26
FIGURA 1.3. UBICACIÓN DEL DESCUBRIMIENTO COROCORO. ^[2]	27
FIGURA 1.4. MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO COROCORO. ^[2]	27
FIGURA 1.5. PROVINCIAS ESTRUCTURALES DE PARIA OESTE. ^[2]	29
FIGURA 1.6. CORTE TRANSVERSAL REGIONAL NORTE- SUR ILUSTRANDO CARACTERÍSTICAS ESTRUCTURALES PRINCIPALES. ^[2]	29
FIGURA 1.7. ELEMENTOS ESTRUCTURALES DEL CAMPO COROCORO. ^[2]	30
FIGURA 1.8. CUADRO ESTRATIGRÁFICO GENERALIZADO DEL GOLFO DE PARIA, DE OLIGOCENO A RECIENTE. ^[2]	31
FIGURA 1.9. CUADRO ESTRATIGRÁFICO GENERALIZADO DEL GOLFO DE PARIA, DEL CRETÁCEO TEMPRANO AL EOCENO. ^[2]	31
FIGURA 1.10. CAMPOS PETROLEROS Y GASÍFEROS DEL NORESTE DE VENEZUELA GENERADOS DE LA ROCA MADRE DE LA FORMACIÓN QUERECUAL (CRETÁCEO SUPERIOR). ^[2]	32
FIGURA 1.11. CARACTERÍSTICAS TECTÓNICAS PREDOMINANTES AL NORESTE DE VENEZUELA. ^[2]	32
FIGURA 1.12. MAPAS ESTRUCTURALES Y VISTAS 3D DEL ÁREA QUE ABARCA LA FASE 1 DE EXPLOTACIÓN DEL CAMPO. ^[2]	33
FIGURA 2.1. FACILIDADES PROYECTO COROCORO ^[5]	37
FIGURA 2.2. VISTA LATERAL DE LA PLATAFORMA DE POZOS ^[6]	38
FIGURA 2.3. ISOMÉTRICO DE LA GABARRA IPF. ^[7]	39
FIGURA 2.4. FSO NABARIMA. ^[8]	41
FIGURA 2.5. PLATAFORMA JACK UP. ^[9]	43
FIGURA 2.6. PLATAFORMA SEMI-SUMERGIBLE. ^[9]	43

FIGURA 2.7. BARCOS PERFORADORES (DRILL SHIPS). ^[9]	44
FIGURA 2.8. POZO HORIZONTAL. ^[10]	46
FIGURA 2.9. VISTA DE PLANO DE MACOLLA DE POZOS WHP. ^[11]	50
FIGURA 2.10. COMPONENTES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN YACIMIENTO-POZO- SUPERFICIE. ^[12]	54
FIGURA 2.11. ANÁLISIS DE PRESIONES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN YACIMIENTO- POZO-SUPERFICIE. ^[12]	56
FIGURA 2.12. PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍA VERTICAL. ^[13]	58
FIGURA 2.13. PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍAS HORIZONTALES. ^[13]	58
FIGURA 2.14. ZONA DE FLUJO CRÍTICO Y SUB-CRÍTICO. ^[13]	60
FIGURA 2.15. PARTES PRINCIPALES DE UN SEPARADOR. ^[16]	72
FIGURA 2.16. SEPARADOR HORIZONTAL. ^[16]	74
FIGURA 2.17. SEPARADOR VERTICAL. ^[16]	76
FIGURA 2.18. CAMBIOS EN LA COMPOSICIÓN DEL CRUDO FRENTE A LA PRODUCCIÓN. ^[18]	83
FIGURA 2.19. ESTRUCTURA DE UN COMPUESTO SILICONADO. ^[20]	92
FIGURA 3.1. SISTEMA EXPERION PKS.....	96
FIGURA 3.2. DESPLIEGUE DEL PROCESO GENERAL.	97
FIGURA 3.3. MAPA ESTRUCTURAL CON PROFUNDIDAD DE LA SECUENCIA 70-A	100
FIGURA 3.4. DISTRIBUCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO COROCORO.	102
FIGURA 3.5. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO CGP-16 (BP-02).....	103
FIGURA 3.6. SISTEMA DE COMPRESIÓN DE ALTA CON 4 ETAPAS.....	109
FIGURA 3.7. PROCESOS INTERNOS DE LOS COMPRESORES DE ALTA C-510 Y C520... 111	
FIGURA 3.8. PROCESOS INTERNOS DEL COMPRESOR DE BAJA C-500.	111
FIGURA 3.9. SISTEMA DE ESTABILIZACIÓN DE CRUDO.	115
FIGURA 4.1. PROCESO DE PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS DEL CAMPO COROCORO... 120	
GRÁFICA N° 1. CONSUMO DE ANTIESPUMANTE VS. PRODUCCIÓN.	126
GRÁFICA N° 2. %EFICIENCIA VS. CONCENTRACIÓN.....	148
GRÁFICA N° 3. EVALUACIÓN DE ANTIESPUMANTE EN EL POZO BI-01.	150

GRÁFICA N° 4. EVALUACIÓN DE ANTIESPUMANTE EN EL POZO BI-03.	151
GRÁFICA N° 5. EVALUACIÓN DE ANTIESPUMANTE EN EL POZO AP-06.	151
GRÁFICA N° 6. EFICIENCIA DE PRODUCTOS APLICADO AL POZO AP-06.....	153
FIGURA 4.2. TENDENCIA MULTIRANGO (PRESIÓN, NIVEL Y FLUJO) DEL SISTEMA EXPERION.....	156
FIGURA 4.3. ESQUEMÁTICO DEL SEPARADOR DE ALTA PRESIÓN V-101.	160
FIGURA 4.4. ESQUEMÁTICO DEL SEPARADOR DE BAJA PRESIÓN V-201.....	162
FIGURA 4.5. ESQUEMÁTICO DEL SEPARADOR DE PRUEBA V-301.....	164
FIGURA 4.6. PROPUESTA PARA CAMBIO DE PUNTO DE INYECCIÓN.	167
FIGURA 4.7. ELEMENTOS INTERNOS DE UN SEPARADOR CICLÓNICO.....	168
ANEXO 1. MAPA ESTRUCTURAL DE LA ARENA 70-A.	177
ANEXO 2. MAPA ESTRUCTURAL DE LA ARENA 70-B.	178
ANEXO 3. DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO CGP-20 (AP-06).....	179
ANEXO 4. DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO CGP-15 (BI-01).....	180
ANEXO 5. DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO CGP-19 (BI-03).....	181
ANEXO 6. PATÍN DE BOMBAS DOSIFICADORAS EN EL IPF.	182
ANEXO 7. TANQUES DE INYECCIÓN DE ANTIESPUMANTE.....	183
ANEXO 8. VERIFICACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL SP-11V-01.....	184
ANEXO 9. SISTEMAS DE INYECCIÓN DE QUÍMICA.	185
ANEXO 10. SISTEMA DE DESGASIFICACIÓN ENTRE LA SALIDA DEL SEPARADOR DE BAJA Y LA SUCCIÓN DE LAS BOMBAS BOOSTER.....	186

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
TABLA N° 2.1. COEFICIENTES DE LA ECUACIÓN DE COMPORTAMIENTO DE CHOKES.....	61
TABLA N° 2.2. CARACTERÍSTICAS DE LAS FASES DEL CRUDO. ^[18]	84
TABLA N° 3.1. PROPIEDADES FÍSICAS DE LA ARENA 70-A Y 70-B.	101
TABLA N° 3.2. CLASIFICACIÓN DE HIDROCARBUROS EN SITIO.	101
TABLA N° 3.3. RESUMEN DEL IPF-BALANCE DE CRUDO.	105
TABLA N° 3.4. RESUMEN DE POZOS PRODUCTORES.	105
TABLA N° 3.5. CONDICIONES DE PRODUCCIÓN Y ENTREGAS DE CORRIENTE.	106
TABLA N° 3.6. POZOS PRODUCTORES.....	107
TABLA N° 3.7. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS BOMBAS BOOSTER Y DE TRANSFERENCIA.	112
TABLA N° 4.1. POTENCIALES DE PRODUCCIÓN.....	121
TABLA N° 4.2. CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO.	123
TABLA N° 4.3. CONSUMO DE ANTIESPUMANTE-PRODUCCIÓN.....	125
TABLA N° 4.4. PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS ESPUMOSOS.	131
TABLA N° 4.5. DESGASIFICACIÓN DEL POZO AP-06.....	131
TABLA N° 4.6. DESGASIFICACIÓN DEL POZO BI-01	132
TABLA N° 4.7. DESGASIFICACIÓN DEL POZO BI-03.....	132
TABLA N° 4.8. TIEMPO DE DESGASIFICACIÓN EN SEPARADORES DEL IPF.....	133
TABLA N° 4.9. PRIMER ENSAYO DE CENTRIFUGACIÓN.....	135
TABLA N° 4.10. SEGUNDO ENSAYO DE CENTRIFUGACIÓN.....	136
TABLA N° 4.11. DENSIDAD Y GRAVEDAD ESPECÍFICA.	137
TABLA N° 4.12. PUNTOS DE INFLAMACIÓN Y COMBUSTIÓN.	138
TABLA N° 4.13. PUNTO DE FLUIDEZ.....	139
TABLA N° 4.14. VOLÚMENES RECUPERADOS Y TEMPERATURAS DURANTE EL PROCESO DE DESTILACIÓN.	140

TABLA N° 4.15. DESTILADO Y PORCENTAJE DE PÉRDIDAS.	141
TABLA N° 4.16. RANGOS DE CORTE POZO AP-06	142
TABLA N° 4.17. RANGOS DE CORTE POZO BI-01	143
TABLA N° 4.18. RANGOS DE CORTE POZO BI-03	143
TABLA N° 4.19. RANGOS DE CORTE MEZCLA.....	144
TABLA N° 4.20. CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO DE ACUERDO A SU BASE.	145
TABLA N° 4.21. PRODUCTOS QUÍMICOS COMERCIALES.	146
TABLA N° 4.22. EVALUACIÓN DE LOS PRODUCTOS DE LA CASA QUÍMICA BAKER HUGHES.	147
TABLA N° 4.23. ENSAYO DE PRODUCTOS EN EL POZO BI-01	149
TABLA N° 4.24. ENSAYO DE PRODUCTOS EN EL POZO BI-03.....	149
TABLA N° 4.25. ENSAYO DE PRODUCTOS EN EL POZO AP-06.....	149
TABLA N° 4.26. EFICIENCIA DE PRODUCTOS APLICADO AL POZO AP-06.	152
TABLA N° 4.27. ENSAYO DE ANTIESPUMANTES EXP-D ₁ Y EXP-D ₂ AL POZO BI-01....	153
TABLA N° 4.28. ENSAYO DE ANTIESPUMANTES EXP-D ₁ Y EXP-D ₂ AL POZO AP-06...	154
TABLA N° 4.29. ENSAYO DE ANTIESPUMANTES EXP-D ₁ Y EXP-D ₂ AL POZO BI-03....	154
TABLA N° 4.30. PRUEBA DE DESGASIFICACIÓN CON EL PRODUCTO L-7018.....	157
TABLA N° 4.31. PRUEBA DE DESGASIFICACIÓN CON LA QUÍMICA REFORZADA.....	157
TABLA N° 4.32. PRUEBA DE DESGASIFICACIÓN ANTES Y DESPUÉS DE LA DOSIFICACIÓN.	157
TABLA N° 4.33. ESPECIFICACIONES DE DISEÑO SEPARADOR V-101.....	158
TABLA N° 4.34. ESPECIFICACIONES DE DISEÑO SEPARADOR V-201.....	161
TABLA N° 4.35. ESPECIFICACIONES DE DISEÑO SEPARADOR V-301.....	163

DEDICATORIA

Todo éxito por obtener requiere de gran esfuerzo en la vida y hay que recordar que si no vencemos seremos vencidos, es por ello que hoy en día después de haber alcanzado tan anhelada satisfacción y en la culminación de este sueño solamente puedo pensar en dedicárselo a todas esas personas maravillosas que me han apoyado y ofrecido palabras de aliento y fortalecido en momentos difíciles para poder llegar al final de esta meta.

Principalmente a Dios y todos los santos quienes me iluminan y han sido mi guía espiritual en todos los momentos difíciles en que necesité aliento para seguir luchando por mi carrera conduciéndome hacia el camino del éxito.

A mis padres: Luis y Mariela por darme la vida y a quienes desde siempre me han apoyado económica y moralmente.

A mi tío José Mosegui (Q.E.P.D) y a mi abuela Carmen (Q.E.P.D), porque los extraño, y porque un día les prometí que me convertiría en una profesional.

A mi tía Rosa, mis hermanos Alfonso y Mariana, y mi sobrina hermosa Arianny quienes también contribuyeron con mi crecimiento personal y profesional.

AGRADECIMIENTOS

A lo largo de nuestra vida profesional se presentan situaciones tanto positivas como negativas, en las cuales siempre existe alguien que nos acompaña y nos da su apoyo o ayuda y tratándose de algo tan importante como es la culminación de mi carrera universitaria quisiera agradecer:

Principalmente a Dios por iluminarme y por llenarme de sabiduría, paciencia, constancia y todas las virtudes necesarias para vencer todos los obstáculos y culminar con éxito esta meta propuesta.

*A la **Universidad de Oriente** por haber sido mi casa de estudios, de la cual he recibido la formación académica necesaria para convertirme en una excelente profesional; a todos mis compañeros de clases con los que tuve el placer de compartir y a todos los profesores que contribuyeron en mi formación profesional.*

*A **PDVSA Petrosucre**, específicamente al Departamento de Ingeniería de Producción por darme la oportunidad de formar parte de su equipo durante las pasantías y por haberme permitido utilizar sus instalaciones para el desarrollo de mi trabajo de grado y al apoyo brindado por su personal, en especial al equipo de Operaciones de Producción Costa Afuera en la Plataforma de Cabezales de Pozo WHP, personal de marina, mantenimiento mecánico, AIT, electricidad e instrumentación en la Unidad de Almacenamiento Flotante FSO Nabarima. Gracias por ayudarme a cumplir con tan importante requisito para optar por mi título de Ingeniero de Petróleo.*

*De manera muy especial agradezco al **Teniente (G.N) Joan Parra** por demostrarme que en la vida existen personas que están dispuestas a ayudar de*

manera desinteresada, por su confianza y por haberme ayudado a conseguir mi pasantía.

Al Ing. Miguel Guzmán, Superintendente de Ingeniería de Producción PDVSA Petrosucre, por haber sido mi Tutor Industrial, por aceptarme como parte de su equipo de trabajo, por haberme brindado apoyo y colaboración en cuanto a la logística, tips técnicos y toda la información necesaria para la realización de mi tesis de grado.

Al Ing. Daniel Suárez, excelente profesor de la Universidad de Oriente quien se desempeña en el área de Procesos de Campo, por aceptar ser mi Asesor Académico, por apoyarme y orientarme en la realización y desarrollo de mi tesis, por sus valiosos consejos y por compartir sus conocimientos, los cuales son bien recibidos.

*A mis supervisores: el muy querido y respetado **Señor Leonel López** por su calidad humana, quien desde el inicio de mis pasantías confió en mí y me brindo todo su apoyo haciéndome sentir parte de su equipo en las operaciones de producción, por transmitirme sus valiosos conocimientos, opinión e información. Al **Señor José Cepeda** quien igualmente compartió sus conocimientos y sabiduría en cuanto a las operaciones de producción, por su esmerado y valioso asesoramiento, por haberme tratado como una de sus operadoras, dándome la oportunidad y confiando en mis habilidades y aptitudes; si no me hubiese cargado al trote no hubiese aprendido lo que hoy se. Y al **Señor Eduardo Durán** por su aporte y orientación.*

*Al personal que labora en la plataforma de cabezales de pozo WHP quienes fueron mis compañeros de trabajo en cada guardia, me entrenaron y colaboraron con toda información y sus experiencias en maniobras de operación, como lo son: **Orlando Osuna, Pedro Zerpa, José Cedeño, Gabriel Hernández, José García,***

*Néstor Caro. Y también a mis compañeras de camarote y con quienes aprendí todo lo referente a las operaciones y manejo de planta en el Top Side, las señoritas **Belkis Montaña** y **Franny Hernández**; con todos ustedes me divertí y aprendí mucho, fueron unas personas muy especiales e importantes para mí porque compartimos el día a día.*

*Al personal de **Exterran** en la gabarra de procesamiento temporal IPF por haberme colaborado siempre que necesité de su apoyo y al personal de **Champion Technologies Miguel Sotillo** “El Champiologo” por ofrecerme su amistad, por apoyarme y por contribuir con información valiosa para el desarrollo de mi tesis.*

*A mis amigas y compañeras de clases, en algunos casos compañeras de rumbita, **Normerys Reyes**, **Jennifer Martell**, **Francis Castillo**, **María de los Ángeles** y **Jhoselin Guzmán**, con quienes compartí muchas cosas lindas y por haberme brindado su amistad durante toda la carrera y por estar allí dándome apoyo en los momentos difíciles en los que las necesite.*

RESUMEN

El Campo Corocoro, en el Bloque Golfo de Paria Oeste produce alrededor de 33.000 barriles diarios de crudo (BPD), siendo este un volumen considerable de petróleo; sin embargo, los problemas operativos en el área presentados por alta formación de espuma afecta tanto a separadores como al sistemas de bombeo de la estación de producción y pueden generar riesgos ambientales ó pérdidas de producción, citando como ejemplo el funcionamiento de los separadores de alta y de baja presión, ya que originalmente fueron diseñados como bifásicos, no son adecuados para separar crudos espumosos debido a la falta de ciertos dispositivos internos requeridos para la separación óptima del hidrocarburo.

Como es notable, la química antiespumante en el sistema de producción es indispensable para mantener una tasa de producción entre 32.000 – 34.000 BPD como promedio y la apertura de los pozos con sus respectivos chokes nominales. Desde el inicio de las operaciones se han estado dosificando productos antiespumantes que han tenido un desempeño medianamente efectivo por lo cual se ha visto la necesidad de recurrir al cambio del sistema de tratamiento químico, se propone reemplazar el antiespumante actualmente en uso por un producto de mayor efectividad que funcione desestabilizando la espuma y que reduzca la tensión superficial de la mezcla de los crudos de todos los pozos productores, con lo cual se espera que el producto reduzca el tiempo de desgasificación y destruya la espuma, liberando el gas disuelto entrampado en la mezcla de crudo.

CAPÍTULO I. EL PROBLEMA

1.1. Introducción

Petrosucre es una empresa mixta de la industria nacional la cual maneja el primer proyecto de Petróleos de Venezuela (PDVSA) Costa Afuera ubicada en el Campo Corocoro, en el Golfo de Paria. Con el proyecto Corocoro se produce crudo mediano de 24° API. Esta instalación era propiedad de Conoco Philips y ahora lo maneja la empresa mixta de PDVSA, Petrosucre, que posee el 74% de acciones y el otro 26% una empresa italiana de energía (ENI).

El plan de evaluación del descubrimiento realizado en el Campo Corocoro, ha confirmado la existencia de una gran acumulación de hidrocarburo en el Golfo de Paria Oeste, dicha acumulación está cerca de 297.280 MBL en la arena 70-A y 284.183 MBL en la arena 70-B de petróleo en sitio. La ejecución del programa de producción de este campo comprende dos fases. La primera consiste en un plan de producción inicial (Fase I), de unos cinco (5) años de duración, mediante procesos tecnológicos avanzados de perforación múltiple de pozos, para una producción estimada entre 30 MBPD a través de pozos horizontales y una segunda etapa (Fase II), cuya ejecución depende de los resultados que se obtengan de la Fase I, con el objetivo de aumentar el nivel de producción entre 60 y 70 MBPD.

El proyecto Corocoro consta de cuatro grandes componentes permanentes ubicados costa afuera, los cuales son: Plataforma de Cabezas de Pozo (WHP), Plataforma Central de Producción (CPF), Unidad de Almacenamiento Flotante (FSO) y los sistemas de tuberías enterradas; como estrategia de producción temprana se utiliza una Plataforma de Facilidades de Procesamiento Temporal (IPF) mientras se completa la construcción e instalación de la CPF.

El propósito de este trabajo es describir los procesos de producción de crudo y gas en el Campo Corocoro para reconocer y diagnosticar el problema que se presenta en el sistema de producción (a nivel de separador) asociado a la efectividad del producto antiespumante, para lo cual se requirió información proveniente de parámetros de yacimiento y los que se manejan en superficie como: históricos de presión y producción desde que se aperturaron los pozos (Enero 2008) hasta la fecha (Febrero 2009), producción neta, razón de petróleo acumulada, profundidad de la arena, tipo de completación, así como también temperatura, presión de cabezal, presión de línea, diámetro del reductor, y las condiciones de los elementos que intervienen en el proceso de separación de gas, del crudo y las etapas de producción.

Este trabajo se realizó en función de determinar la problemática de los pozos que presentaron problemas con alta formación de espuma, partiendo de los datos recopilados de los potenciales de producción, operaciones de procesos de campo, entre otros y siguiendo una metodología comprendida en el análisis cuantitativo de la presencia de espuma en muestras de crudo provenientes de los pozos espumosos, así como pruebas de desgasificación, análisis de gravedad °API, análisis de procesamiento de hidrocarburos, prueba de eficiencia de producto, utilizando productos químicos recomendados por varias casas químicas con el fin de darle continuidad al tratamiento químico para el proceso de desgasificación del crudo y mantener las condiciones operacionales del proceso de producción bajo control minimizando la dosificación de antiespumantes.

1.2. Planteamiento Del Problema

Durante la producción de crudo la aparición de espuma es un efecto secundario indeseado que provoca el aumento del tiempo de producción por lo que hay que proporcionar un tiempo adicional para disolver el efecto de la espuma, y además

dificulta el proceso de separación (gas-líquido) representando un problema crítico que limita enormemente la capacidad de separación.

La empresa Petrosucre requiere optimizar el proceso de tratamiento de hidrocarburos (crudo y gas) los cuales presentan problemas con alta formación de espuma, ya que ésta es una sustancia difícil de detectar en los procesos de producción y su tratamiento con químicos es muy costoso. Por lo cual se debe realizar un estudio a todo el sistema mecánico actual y verificar cuales elementos puede ayudar a romper o separar la espuma de forma mecánica para bajar la dosificación o minimizar la aplicación de productos químicos. Con esto se lograría disminuir los costos de operación y el tiempo que el operador dedica para controlar los separadores que manejan este tipo de crudo con alta formación de espuma.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Elaborar una propuesta de optimización del sistema de tratamiento químico a pozos productores, para la desgasificación del crudo en los separadores y la plataforma de cabezales de pozo WHP en el Campo Corocoro del Distrito Güiria. PDVSA Petrosucre.

1.3.2. Objetivos Específicos

1. Recopilar información necesaria de la situación de los pozos y del sistema actual.
2. Describir los procesos de producción de crudo, agua y gas en la plataforma de cabezales de pozo.

3. Realizar un diagnóstico de los problemas existentes.
4. Analizar muestras de crudo mediante ensayos de laboratorio a los pozos que mayor problema presenten.
5. Revisar los elementos mecánicos del separador para la desgasificación y control de espuma.
6. Establecer propuestas para la optimización del sistema de tratamiento químico y mejora del proceso de producción.

1.4. Descripción Geográfica Del Golfo De Paria

El Golfo de Paria es un cuerpo de agua ubicado en la desembocadura del delta del río Orinoco en el océano Atlántico, al norte de América del Sur; se encuentra al extremo oriental del territorio venezolano, al norte de la región deltana, y se extiende desde la costa meridional de la Península de Paria, de la isla de Patos y del extremo noroccidental de Trinidad en el norte hasta Boca de Serpiente en el sur. Al este, la costa de Trinidad; y al oeste, la tierra firme de Guariquén y Guanoco, que se continúa con el delta del Orinoco. Cubre una extensión de 5.000 km² en el territorio venezolano. En la Figura 1.1 se muestra un mapa de ubicación.^[1]



Figura 1.1. Ubicación Geográfica del Golfo de Paria.^[1]

En el sur del Golfo se conoce una alineación de manaderos de petróleo y gas, volcanes de lodo y lagunas de asfalto que se extiende desde el área sur de Maturín en el Estado Monagas hasta la isla de Trinidad.

Para la década de los 50 se realizaron levantamientos geofísicos en el Golfo de Paria y sus alrededores, que incluyeron magnetometría, gravimetría y sísmica. Una anomalía gravimétrica descrita por los geólogos Barr, Waite y Wilson en la obra "Habitat of Oil" fue identificada bajo la faja de menes y diapiros, la cual se puede apreciar en la Figura 1.2.^[1]

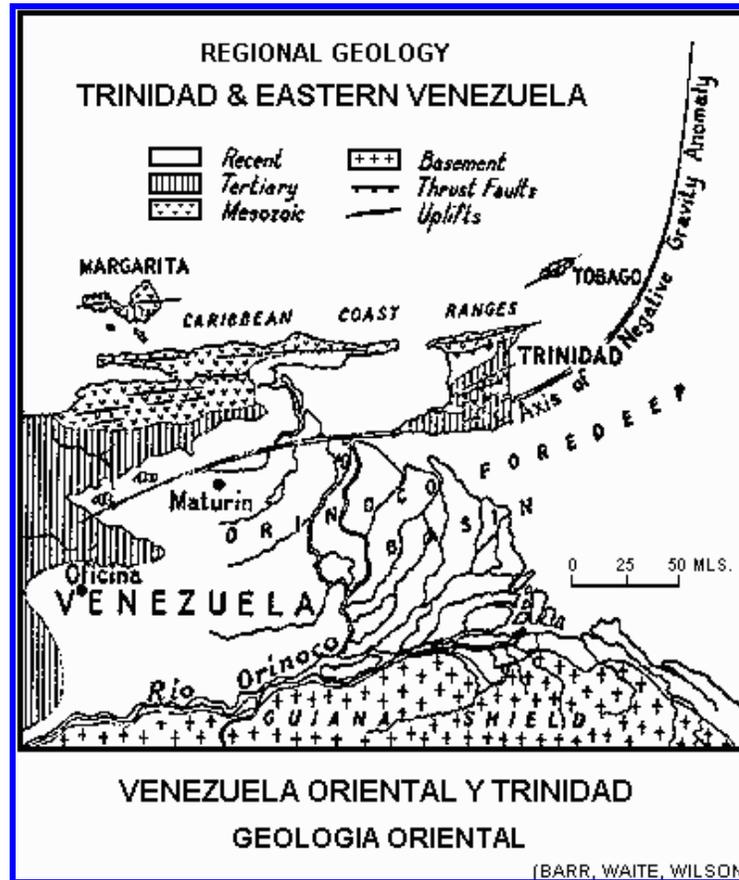


Figura 1.2. Anomalía Gravimétrica de la Geología Oriental.^[1]

En 1955 se encontró producción comercial de petróleo en el Golfo de Paria cuando el pozo High Seas-1 comenzó a producir en el Campo Soldado en aguas de Trinidad. Para 1972-1975, la Corporación Venezolana del Petróleo contrató nuevos levantamientos sísmicos y gravimétricos en el Golfo de Paria, dentro de un intenso programa de exploración costa-afuera. En 1978 Lagoven recibió la responsabilidad exploratoria sobre la sección venezolana del Golfo de Paria comenzando una segunda etapa de estudios de sísmica (3.430 km) y la perforación de cinco pozos en 1980-1982.^[1]

1.5. Ubicación Del Campo COROCORO

El Campo Corocoro se encuentra ubicado en las aguas superficiales de las costas del oriente de Venezuela en el Golfo de Paria entre las coordenadas $10^{\circ}0'$ y $10^{\circ}15'$ de Latitud Norte y entre $62^{\circ}15'$ y $62^{\circ}37'$ de Longitud Oeste; el Campo yace entre los bloques 7 y 9 como se observa en las Figuras 1.3 y 1.4, respectivamente.^[2]

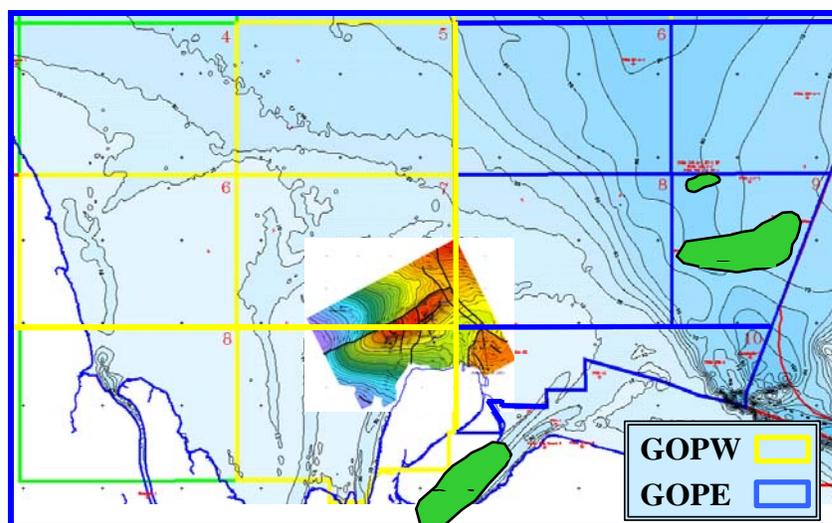


Figura 1.3. Ubicación del Descubrimiento Corocoro.^[2]

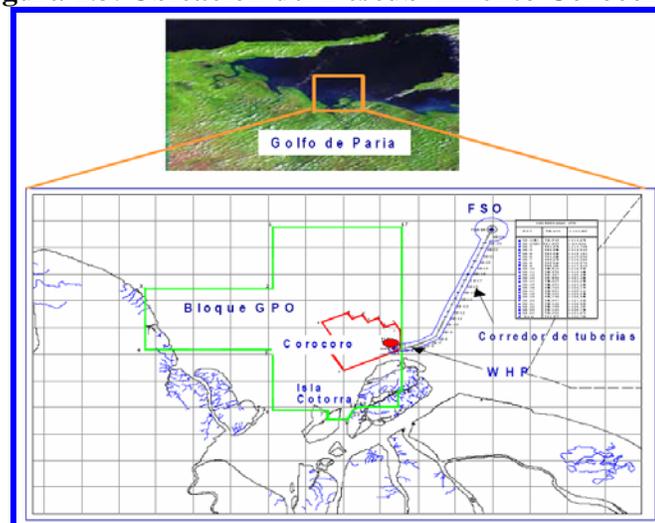


Figura 1.4. Mapa de Ubicación del Campo Corocoro.^[2]

1.6. Descripción Del Modelo Estructural

El Campo Corocoro, regionalmente se encuentra situado en la provincia de Plioceno Tardío – Díapiro Reciente/Corrimiento Posterior (Ver Figuras 1.5 y 1.6) en la región de la sub-cuenca de Paria de la Cuenca Oriental de Venezuela, la estructura se describe como un anticlinal sepultado de corrimiento posterior que exhibe un cierre tanto en tres como en cuatro vías.

Localmente, este corrimiento principal de dirección SO-NE y buzamiento hacia el SO, es producto de la compresión horizontal de las placas, plegando los estratos por propagación de falla, acompañado de un retrocorrimiento típico de este sistema, el cual se forma antitéticamente al corrimiento principal para compensar la deformación interna. Hacia el Este del Campo, se encuentra una falla de acomodación paralela al frente de cabalgamiento, esta falla traslacional y algunas veces rotacional (cizalla) junto con el Corrimiento Principal, proveen la clausura crítica hacia la parte alta del Campo, con una columna de petróleo de una altura de +/- 1.750 pies (buzamientos en tres vías + un cierre de falla en la arena de la Secuencia 70A) y una columna de gas con una altura de +/- 1.000 pies (cierre de buzamiento en 4 sentidos en las arena de la Secuencia 80_1). Hacia la zona Central del Campo, se identifican un sistema de fallas normales generadas por liberación de esfuerzos, todas estas fallas son perpendiculares al plano del Corrimiento. En la Figura 1.7, se muestran los diferentes elementos estructurales presentes en el Campo Corocoro.^[2]

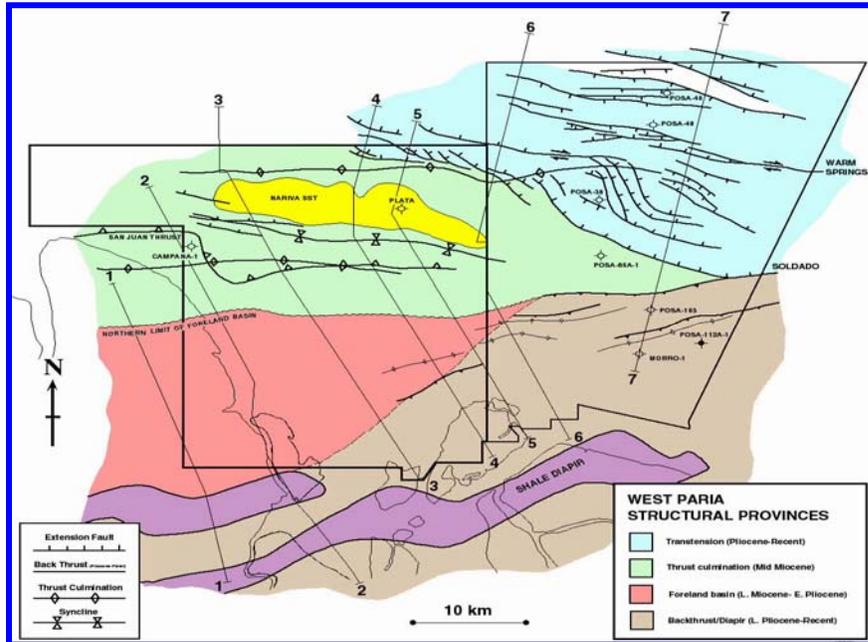


Figura 1.5. Provincias Estructurales de Paria Oeste.^[2]

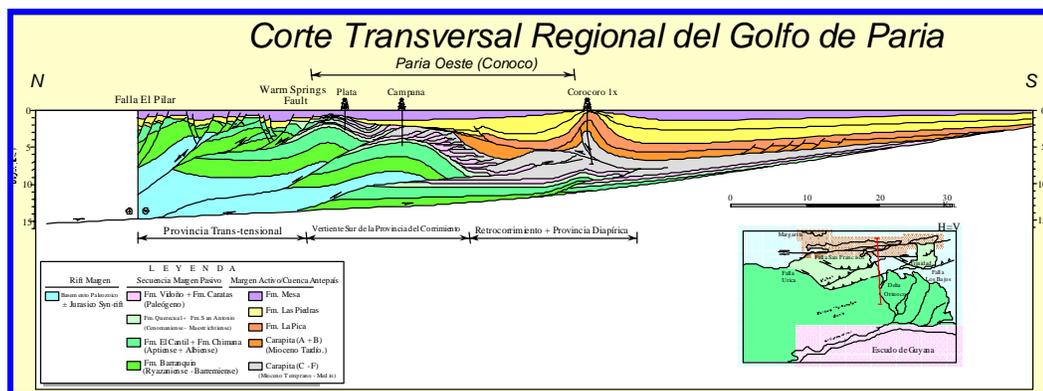


Figura 1.6. Corte Transversal Regional Norte- Sur ilustrando Características Estructurales Principales.^[2]

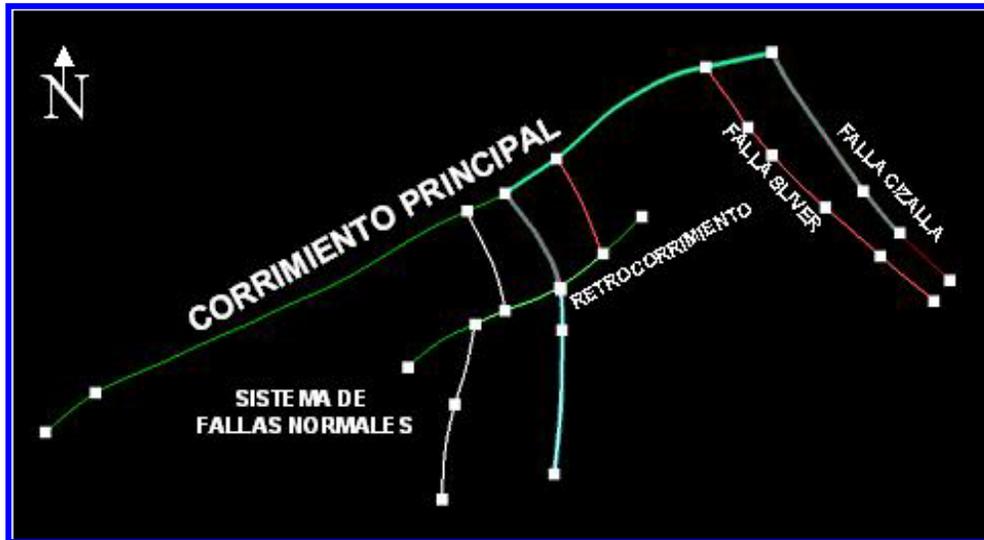


Figura 1.7. Elementos Estructurales del Campo Corocoro.^[2]

1.7. Estratigrafía

La superficie de despegue para el complejo de falla de corrimiento de Corocoro es interpretada como el tope de la Formación de Carapita, una inconformidad compleja (Secuencia 50, Figuras 1.8 y 1.9). La superficie de la Secuencia 50 varía, en lo que a edad se refiere, desde el Mioceno Medio en Corocoro, hasta el Cretáceo, en la región central del Golfo de Paria. Este despegue de la estructura permite al Campo Corocoro estar conectado al principal pasaje del sistema de migración de hidrocarburos. La roca madre, Formación Querecual (Cretáceo Superior) está en la ventana de generación de petróleo de hoy en día en la región de Corocoro, y suministra la carga para numerosas estructuras de hidrocarburos a lo largo del eje desde la Faja Petrolífera del Orinoco en el suroeste, hasta el sur de Trinidad (Figura 1.10).^[2]

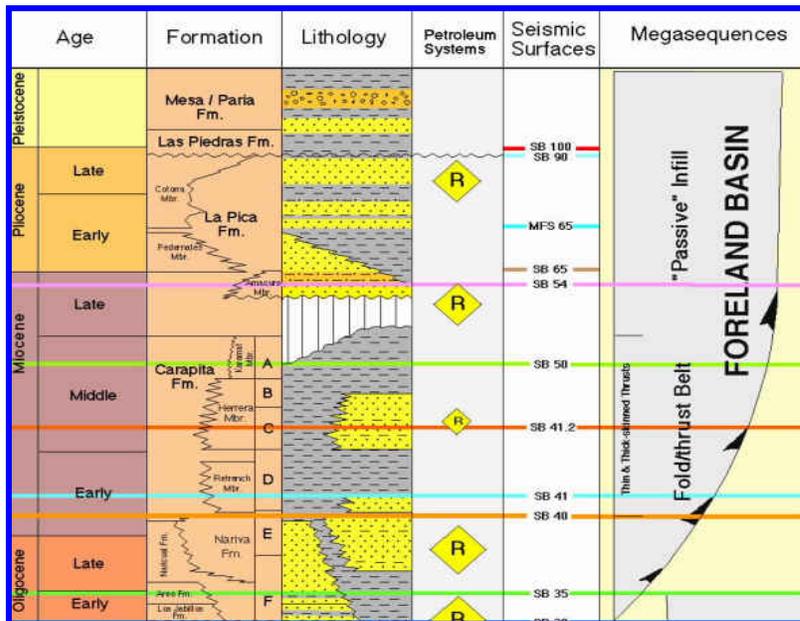


Figura 1.8. Cuadro Estratigráfico Generalizado del Golfo de Paria, de Oligoceno a Reciente.[2]

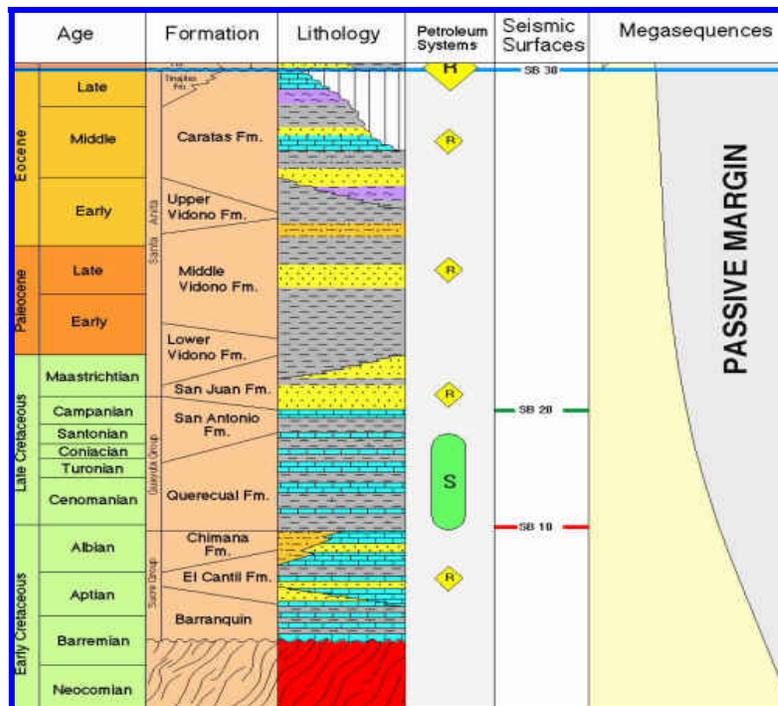


Figura 1.9. Cuadro Estratigráfico Generalizado del Golfo de Paria, del Cretáceo Temprano al Eoceno.[2]

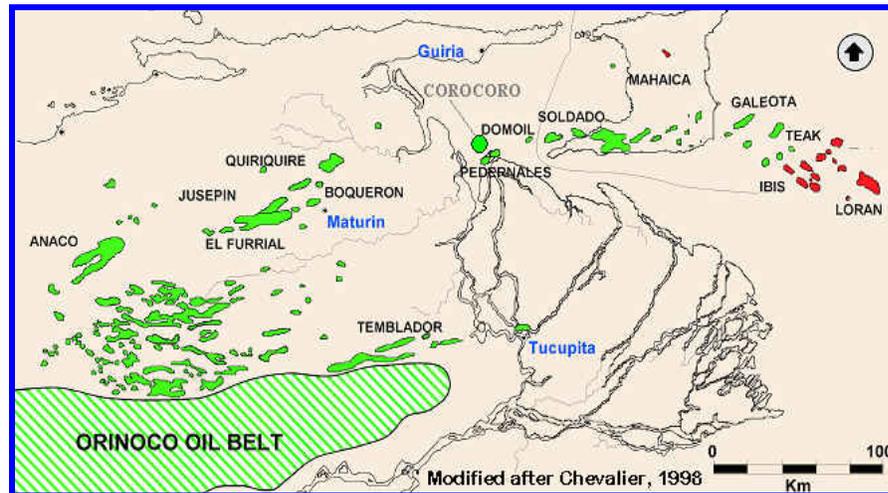


Figura 1.10. Campos Petroleros y Gasíferos del Noreste de Venezuela generados de la roca madre de la Formación Querecual (Cretáceo Superior).^[2]

El Campo Corocoro yace justo al norte del límite frontal de la deformación principal, la cual se extiende al Oeste, desde el Alto Anaco en el flanco Este de la Subcuenca de Guárico, hasta el Rango Sur en Trinidad (Figura 1.11).^[2]

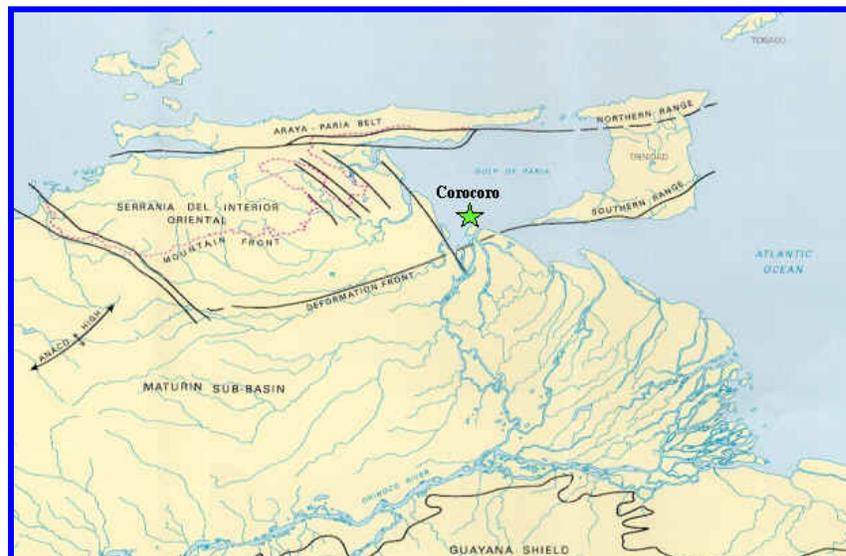


Figura 1.11. Características Tectónicas predominantes al Noreste de Venezuela.^[2]

El límite de la deformación coincide aproximadamente con la tendencia suroeste-noreste de los diapíros de lutita del Plioceno–Edad Reciente; el campo Pedernales está ubicado en el flanco norte de la tendencia de los diapíros de lutita, justo al sur de Corocoro.

Las características principales de la faja de la deformación desplazada hacia el sur incluyen el sistema de fallas de corrimiento de Pirital y El Furrial, que datan del Oligo-Mioceno, al suroeste de Corocoro y la faja de pliegue de Herrera del Mioceno Medio al sur de Trinidad. La Fase principal del desarrollo estructural de Corocoro ocurrió en el Plioceno Tardío.

Sedimentos de menor espesor en la cresta de Corocoro desde la Sec.100 hasta la superficie (Pleistoceno hasta el presente) han sido documentados a través de correlaciones de registro de pozos, sugiriendo un crecimiento menor subsiguiente de la estructura de Corocoro durante ese tiempo.

Los yacimientos LPD70B-CGP06, LPD70A-CGP01 y el prospecto 70E (Figura 1.12), pertenecientes a la Formación Las Piedras en la columna estratigráfica del Campo Corocoro, obedecen el marco estructural regional descrito anteriormente.^[2]

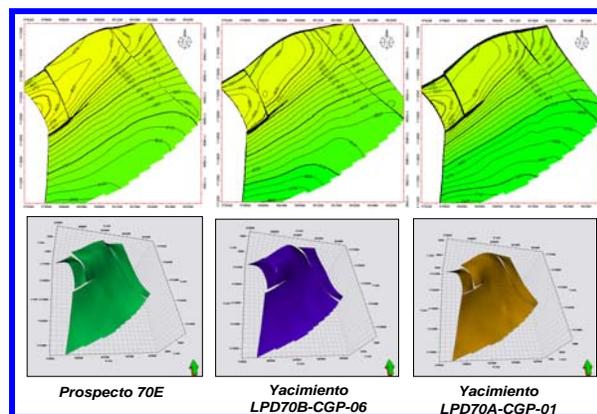


Figura 1.12. Mapas Estructurales y Vistas 3D del área que abarca la Fase 1 de Explotación del Campo.^[2]

De la última revisión hecha al modelo por parte del Equipo de Geociencias PDVSA, se actualizó la estructura, incorporando el carácter sellante a la falla Sliver (figura N° 1.7), esta es una falla de alto ángulo, paralela a la falla de cizalla. Esta información es soportada por los hoyos pilotos de los pozos CGP-10 y CGP-13, los cuales atravesaron dicha falla registrando las arenas saturadas de agua a una profundidad más somera que los contactos de agua-petróleo registrados por los pozos situados hacia el centro de la estructura (bloque principal).

Como pudo apreciarse en la figura anterior, esta caracterización juega un papel importante en la acumulación de hidrocarburos del Campo, ya que los compartimientos están limitados casi en su totalidad por elementos estructurales.^[2]

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

Zapata A. – Tec. Producción WHP. (2008): “Realizó informe sobre análisis de los problemas asociados a la inyección de antiespumante en la Plataforma WHP, PDVSA Petrosucre, determinando que la efectividad del producto antiespumante se ve afectada por la entonación del lazo de control de la válvula reguladora de flujo en la salida del separador de baja del IPF (Interim Processing Facilities), para que el sistema se adapte a las necesidades de incremento de producción.” [3]

Journal Petroleum Technology. (1985): “Sullom Voe es la terminal BP en Shetland que recibe los crudos de los yacimientos Ninian y Brent no estabilizados y los trata para ponerlos en especificación (52.500 m³/d). Durante la puesta en marcha de la terminal severos problemas de espuma en los separadores de alta (1.7 bar) y baja (0.7 bar) producían un excesivo pasaje de petróleo al quemador de gas en particular cuando se calentaba a 490 °C (crudo de Ninian). El crudo Brent entra a 9 bar pero la separación opera con vacío parcial. El gas es comprimido y fraccionado para producir gas combustible y LPG. Con el aumento del GOR a separadores (HP y LP) aumento la tendencia a espumar. La dosificación de un antiespumante base siliconas de 60.000 cStk hizo posible operar los separadores al 40 % de su tiempo de retención de diseño en forma eficiente.” [4]

Ing. A. Mellano, E y N. (2003): "Hace algunos años llegó un reclamo porque un arrastre líquido en la corriente gaseosa de un separador provocaba el paso hacia un compresor que aspiraba ese flujo, sin daño del mismo. Una simple inspección visual en el interior del separador permitió detectar que el líquido contenía parafinas. Un separador de reemplazo utilizado en la emergencia tenía sus visores de nivel sin

movimiento pese a los ruidos provocados por flujo entrante y las oscilaciones de la válvula de descarga. A través de un venteo del visor se detectó espuma. La conclusión fue clara: en el primer separador la espuma y la parafina llegaban hasta las chicanas de alta eficiencia para separación de niebla y la saturaban. La solución fue alargar el separador y bajar el nivel de control. ¿Dónde nació el error? La especificación de compra abundaba en detalles pero nada decía acerca de la presencia de espumas y parafinas".^[4]

2.2. Descripción General Del Proceso

Las instalaciones del campo Corocoro están siendo diseñadas de tal forma que se puedan conectar y permitir la subsiguiente exportación de la producción de otros descubrimientos de la región.

Se perforarán un total de 24 pozos, de los cuales 13 son pozos productores, 4 pozos inyectores de agua y 2 inyectores de gas, 4 pozos de desarrollo y 1 inyector de rípios. El desarrollo de la fase I (14 pozos) producirá aproximadamente 250 MMBN de crudo en un periodo de 20 años provenientes de las áreas que conforman los yacimientos de las secuencias 70A, B, y E.

Las facilidades con las que cuenta el proyecto Corocoro son: la plataforma principal de pozos de producción (WHP – Well Head Platform), la unidad de producción (CPF – Central Production Facility), veintidós (22) kilómetros de tubería de doce (12) pulgadas de diámetro para transporte de crudo, con capacidad para transportar hasta 90 MBPD, y la facilidad flotante de almacenamiento y despacho de crudo (FSO – Floating Storage Offloading), con capacidad de 1,3 MMBIs. En la Figura 2.1 se presenta un esquema general con la configuración de las facilidades que constituyen la Fase I del Proyecto Corocoro.^[5]



Figura 2.1. Facilidades Proyecto Corocoro ^[5]

2.3. Plataforma De Cabezas De Pozo (WHP)

Los pozos de desarrollo de Corocoro están ubicados en la WHP. La utilización de pozos submarinos resulta impráctica, debido a la poca profundidad de las aguas en la ubicación de Corocoro.

La configuración seleccionada de la WHP es una estructura de postes o pilotes de acero, capaz de soportar un taladro de perforación en plataforma. La WHP, está ubicada aproximadamente de 5 a 7 metros de profundidad (con respecto al Nivel Bajo del Mar). El nivel superior es donde se colocarán los equipos necesarios para llevar a cabo los procesos de perforación de los pozos. La Figura 2.2 muestra una vista lateral de la plataforma de cabezas de pozo (WHP). ^[6]



Figura 2.2. Vista lateral de la Plataforma de Pozos ^[6]

Los sistemas de operación asociados a la plataforma de cabezales de pozo (WHP) son: múltiple de inyección de agua, múltiple de inyección de gas, múltiple de producción, múltiple de levantamiento artificial por gas (gas-lift), como también los sistemas de inyección de químicos, aire de instrumento, sistema contra incendio, distribución de combustible y trampas de recibo de cochino; así mismo comprende el sistema de panel hidráulico para el arranque y parada de emergencia.^[6]

2.4. Sistema De Facilidades De Procesamiento Temporal (IPF)

El IPF, es una embarcación no motorizada llamada MARITIMA 8, con un tamaño de 250 pies de largo x 72 pies de ancho con una altura de 15 pies y una capacidad de carga de 3000 toneladas. Facilidades instaladas para manejar 33.000 BPD de líquidos y 13.5 MMSCFD de gas a 200 Psig y 150°F, con sistemas utilitarios.

El objetivo de esta unidad de procesamiento temporal es el de permitir la explotación comercial del campo Corocoro tan pronto como sean completados los primeros pozos pero antes de la instalación de la Facilidad Central de Producción

(CPF), adelantando el cronograma de producción del proyecto, minimizar la inversión de capital y maximizar el tiempo de operación.

El proyecto IPF consiste de una gabarra sobre la que están instalados equipos de separación de gas y crudo, compresores para re-inyección de gas, bombas para transferencia de crudo y bombas para el sistema contra incendio, generadores de electricidad, cuarto de control de operaciones, taller para reparaciones menores y otros equipos asociados al proceso de separación tales como; compresor de aire, instrumentación, mechorrio, medidores, válvulas y tuberías. En la Figura 2.3 se observa un isométrico del sistema de facilidades de procesamiento temporal (IPF).^[7]

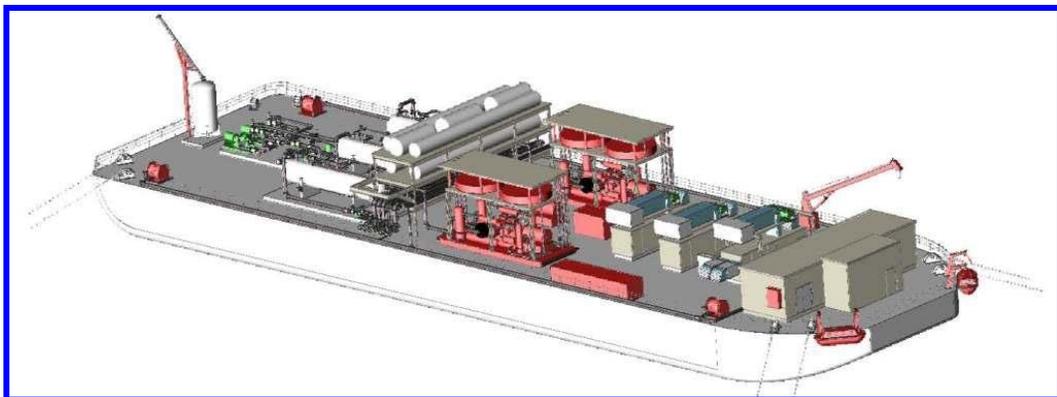


Figura 2.3. Isométrico de la gabarra IPF. ^[7]

2.5. Componentes De Almacenamiento Y Despacho De Crudo (FSO “NABARIMA”)

El FSO “Nabarima” es un buque tanquero de doble casco, sin motor, ni timón, ni posibilidades de autopropulsión o autonomía. Esta anclado permanentemente en el Golfo de Paria y acoplado al sistema de tuberías que transportan el crudo desde la unidad de producción (Plataforma de Cabezales - WHP) hasta el FSO.

El Nabarima tiene capacidad para alojar 80 personas en 30 camarotes. La dotación incluye la tripulación y trabajadores del CPF y WHP. Está provisto de áreas de servicios como baños, cocina, dormitorios, hospital, sistema de telecomunicaciones, alarmas y áreas de esparcimiento y presentaciones para todo el personal y visitantes. Los camarotes se encuentran ubicados en las cubiertas B y C.

Los sistemas ubicados en la cubierta del FSO consisten o están compuestos por el sistema de tratamiento de agua de mar, sistema de enfriamiento de crudo, lanzador y receptor de cochinos, sistema de filtración de agua producida y el patín de medición y fiscalización de crudo.

Adicionalmente y compartido por todos los sistemas del FSO están: sistema básico de control del proceso (BPCS), sistema instrumentado de seguridad (SIS), sistema de detección de gas y fuego (F&G) y el laboratorio. El BPCS/SIS está conectado a la red computarizada a lo largo de todo el barco y a la estación de control del proceso Honeywell en el cuarto de control de carga (CCR). El sistema de detección de gas y fuego de cubierta está conectado al CCR sistema Kongsberg ESD/F&G y el laboratorio ubicado en el edificio de cubierta está planeado para que sea usado por el FSO y cualquier otra función que se requiera en el proyecto. En la Figura 2.4 se presentan vistas de proa y popa del FSO “Nabarima”.^[8]



Figura 2.4. FSO Nabarima.^[8]

2.6. Plataformas Costa Afuera (OFFSHORE)

Al nivel práctico y físico, la exploración y producción de petróleo y gas natural en offshore es mucho más complicada que la exploración y producción de petróleo y gas natural sobre la tierra (inshore) ya que las infraestructuras offshore tienen que soportar condiciones climáticas extremas. Al mismo tiempo, dependiendo de sus dimensiones, las plataformas petroleras tienen que albergar, con un cierto nivel razonable de comodidad, entre 25 a 200 trabajadores. Aunado a lo anterior, estas instalaciones necesitan una serie de equipamientos de control y comunicaciones, de anclaje o posicionamiento, grúas, generadores, salvavidas, equipamiento para prevenir y apagar incendios, apoyo de helicópteros, almacenamiento y gestión de desechos humanos.

2.7. Operaciones OFFSHORE

La empresa explotadora de petróleo y gas natural perfora tres tipos de pozos:

- Pozos de exploración
- Pozos de delineación
- Pozos de desarrollo.

Los pozos de exploración son perforaciones hechas, para confirmar la existencia del petróleo bajo tierra. Al confirmar la existencia del petróleo se realizan pozos de delineación cuya finalidad son determinar la dimensión y características de los yacimientos para luego determinar si es factible o no la inversión.

Si los datos son positivos, la empresa petrolera empieza a perforar un pozo de desarrollo. Los sistemas de perforación offshore son extremadamente complejos y caros aunque hayan sido desarrollados de sistemas de extracción de petróleo crudo en tierra.

Los tres tipos de plataformas utilizadas para estas tres etapas son:

- **Las Plataformas “jack-up”:** Utilizadas en aguas poco profundas, hasta cien metros de profundidad (Figura 2.5). Son habitualmente en forma de barcaza triangular o rectangular y remolcada a la región de perforación. Una vez in situ, las tres o cuatro grandes piernas de la plataforma son hundidas en el agua hasta que establecen contacto con el fondo del mar.^[9]

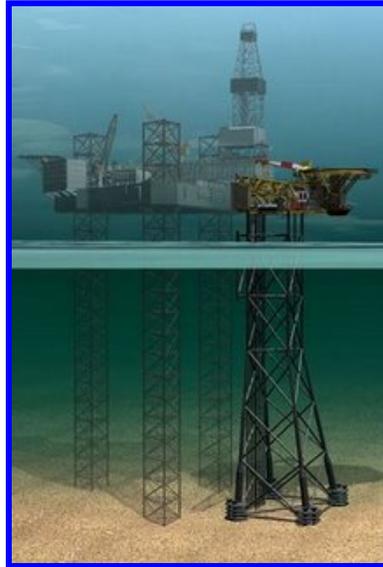


Figura 2.5. Plataforma Jack Up.^[9]

- **Plataformas Semi-sumergibles:** Plataformas enormes, utilizadas en profundidades de mar entre setenta y mil metros, donde se amarran con sistemas de anclas, y si la profundidad del mar es de más de 1000 metros, se amarran con un sistema de posicionamiento dinámico (Figura 2.6). Estas plataformas pueden ser remolcadas al sitio o pueden ser capaces de trasladarse con su propia propulsión.



Figura 2.6. Plataforma Semi-sumergible.^[9]

- **Barcos Perforadores (Drill ships):** Son unidades de perforación más móviles, y operan en profundidades de mar entre 200 y mil metros, utilizando un sistema de anclas, y en aguas más profundas de mil metros utilizando un sistema de posición dinámica. Son básicamente grandes barcos instalados con un sistema completo de perforación. Son particularmente útiles en áreas lejanas puesto que necesitan un apoyo limitado. La perforación se efectúa por el medio de una gran apertura al fondo del casco, que se llama “i.e. moon. Pool” (La piscina de la luna). En la Figura 2.7 se observa un ejemplo de este tipo de barco-taladro.^[9]



Figura 2.7. Barcos Perforadores (Drill ships).^[9]

Durante estas etapas de perforación y producción, la industria de energía offshore utiliza un sistema de apoyo considerable. Esto incluye el mantenimiento de la plataforma, transportación de la tripulación o trabajadores, evacuación de emergencia, barcos que disponen de desechos humanos, barcos remolcadores, barcos que manipulan anclas y cables, helicópteros y unidades flotantes de almacenamiento.

2.8. Etapa De Producción (OFFSHORE)

Los sistemas de producción de petróleo y gas natural tienen en común las siguientes funciones de base, aunque con variantes:

- Perforación y mantenimiento de pozos utilizados para producir petróleo y gas y, cuando es necesario, inyección de agua, productos químicos y posiblemente gas de regreso a la formación.
- Segregación y separación de la mezcla de petróleo y gas, y posibles residuos de agua y arena de los hidrocarburos.
- Almacenamiento de los hidrocarburos líquidos producidos para transportarlos ulteriormente a mercados, o a un terminal de trasbordo.
- Acumulación, almacenamiento y transporte de lodos de perforación y otros escombros y chorros, del lugar de perforación
- Acumulación y tratamiento de gas y gas natural líquido, enviándolo por gaseoducto debajo del mar a la orilla. Si el tratamiento no se efectúa offshore, el gas crudo y los líquidos crudos son enviados por gaseoducto para tratamiento a instalaciones basadas en la orilla del mar.

Estas funciones pueden ser combinadas en una sola estructura, o efectuadas en instalaciones separadas y/o en localidades separadas.^[9]

2.9. Pozos Horizontales

Son aquellos pozos perforados paralelamente a los planos de estratificación de un yacimiento, con la finalidad de navegar dentro de dicho yacimiento (Figura 2.8). Son perforados de manera direccional, con un ángulo de desviación igual o mayor de 86° siendo el límite 90 grados de desviación con respecto a la vertical, a una profundidad y dirección establecida, donde está ubicado el yacimiento objetivo.

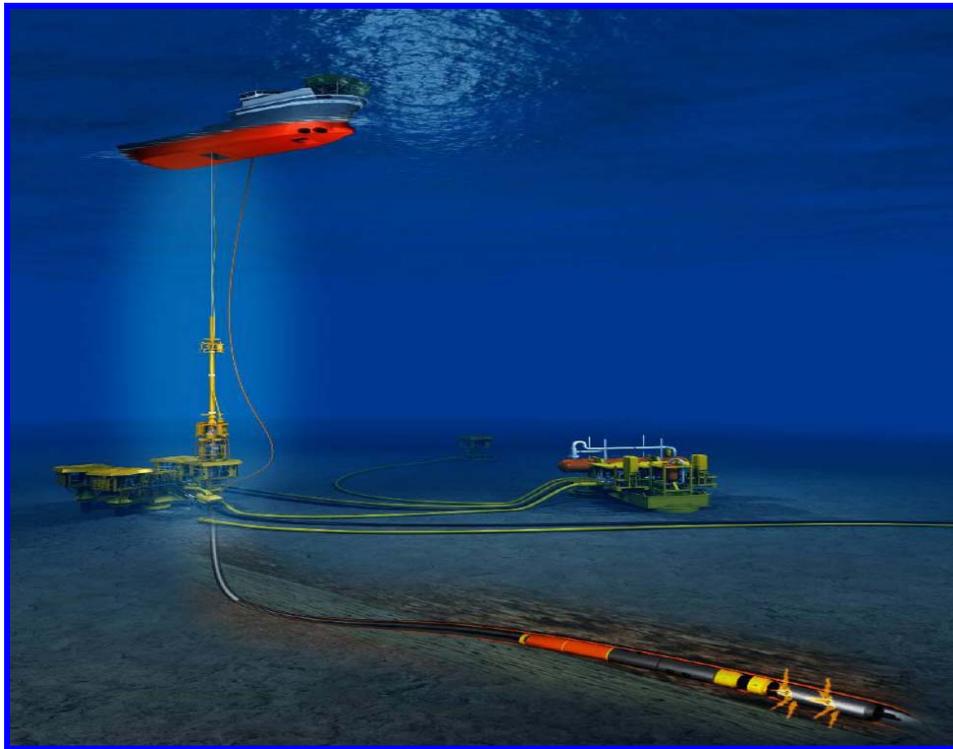


Figura 2.8. Pozo Horizontal.^[10]

La perforación Horizontal no tiene limitación en cuanto al tipo de yacimientos, con producción bien sea de petróleo liviano, mediano, pesado o extrapesado; igualmente se utiliza en yacimientos someros/profundos o de cualquier tipo de formaciones.

Este tipo de pozo permite establecer un mayor contacto con el yacimiento, originando una mayor área de exposición al flujo y permitiendo alcanzar altas tasas de producción, aumentando el recobro y la productividad en comparación a los pozos verticales. La longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área que se desee en el mismo, además esta característica reduce altamente la tendencia a la conificación de agua y/o gas en el yacimiento debido a que permite producir con una velocidad de flujo menor y con una baja caída de presión en las cercanías del pozo. Estos pozos pueden ser representados como una fractura de conductividad finita, donde la altura de la fractura es igual al diámetro de la sección horizontal del pozo.

2.9.1. Ventajas de los Pozos Horizontales

Entre las ventajas más resultantes de los pozos horizontales se pueden citar:

- Permite incrementar la productividad del yacimiento y mejorar el recobro final del mismo, principalmente en áreas de crudos medianos, pesados y extrapesados.
- Aumento de área de drenaje del pozo o del área expuesta al flujo.
- Incremento en la eficiencia de barrido del pozo. Un espesor mínimo de 15 pies garantiza una buena eficiencia de barrido y un buen recobro final.
- Retarda la conificación de agua y/o gas debido a que es posible obtener más producción con una menor caída de presión. Esto debido a que a diferencia de los pozos verticales la mayor caída de presión ocurre en las cercanías del pozo,

mientras que en pozos horizontales, esta caída de presión es pequeña y aproximadamente uniforme a lo largo del yacimiento.

- Mejora de las expectativas de explotar yacimientos con bajos porcentajes de recobro de hidrocarburos.

2.9.2. Aplicaciones de los Pozos Horizontales

Los objetivos de aplicación de los pozos horizontales varían de acuerdo a las condiciones de acumulación de hidrocarburos en el subsuelo, entre las más frecuentes se tienen:

- **Reducción del número de localizaciones:** Otras aplicaciones de estos pozos son reducir costos en zonas donde se requiere minimizar el número de pozos para drenar un volumen dado del yacimiento.
- **Yacimientos con empuje de agua o capa de gas:** Un pozo horizontal tiene un mayor contacto con la formación por lo que la caída de presión para una producción dada es menor que en caso de pozo vertical. Esta disminución en la caída de presión, reduce la tendencia del agua o gas a sufrir conificación.
- **Yacimientos naturalmente fracturados:** Muchos yacimientos de baja permeabilidad, están penetrados por fracturas verticales o aproximadamente verticales. Para obtener una alta producción se debe obtener la conexión de un pozo con esas fracturas. Con pozos verticales la intersección con esas fracturas es más difícil, en cambio con pozos horizontales si este es perforado con los

ángulos correctos hacia los planos de fracturas, puede lograrse el contacto del pozo con las fracturas y así mejorar la productividad.

- **Recuperación mejorada de crudo:** Los pozos horizontales han sido utilizados en procesos de recuperación mejorada de crudos, tales como: inyección de agua, fluidos miscibles y recuperación de petróleo por métodos térmicos, ya que pueden ser empleados como productores o inyectores. Como inyectores logran un mayor desplazamiento de los fluidos hacia los pozos de producción así como también un incremento en la eficiencia del barrido, debido a que poseen una mayor área de contacto con el yacimiento, y reducen el número de pozos requeridos para la inyección.
- **Yacimientos de espesor delgado:** Un pozo horizontal en un yacimiento de espesor delgado se comporta como una fractura de conductividad infinita con una longitud igual a la del pozo horizontal. A medida que aumenta el espesor, la eficiencia del pozo horizontal se ve reducida, ya que el flujo necesitará converger verticalmente al hoyo, produciéndose una caída extra de presión disminuyendo la productividad del pozo horizontal.
- **Yacimientos de crudos pesados:** Una de las principales aplicaciones de la tecnología de perforación horizontal en todo el mundo es la explotación de yacimientos de crudos pesados y extrapesados, tanto para la producción de petróleo en frío como en proyectos de recuperación mejorada. Esto se debe a que en este tipo de yacimientos el petróleo usualmente presenta una viscosidad considerable, y por ende menor movilidad que la del agua o el gas, y la producción mediante un pozo horizontal por las bajas caídas de presión que se generan en ellos permiten que se retarde la conificación de estos fluidos.

- **Macolla de pozos horizontales:** Los pozos horizontales se pueden perforar agrupados en una misma localización (macolla) como se muestra en la Figura 2.9, minimizando el impacto ambiental, costos de taladro e instalaciones de superficie. cada pozo drena un área, según la configuración.

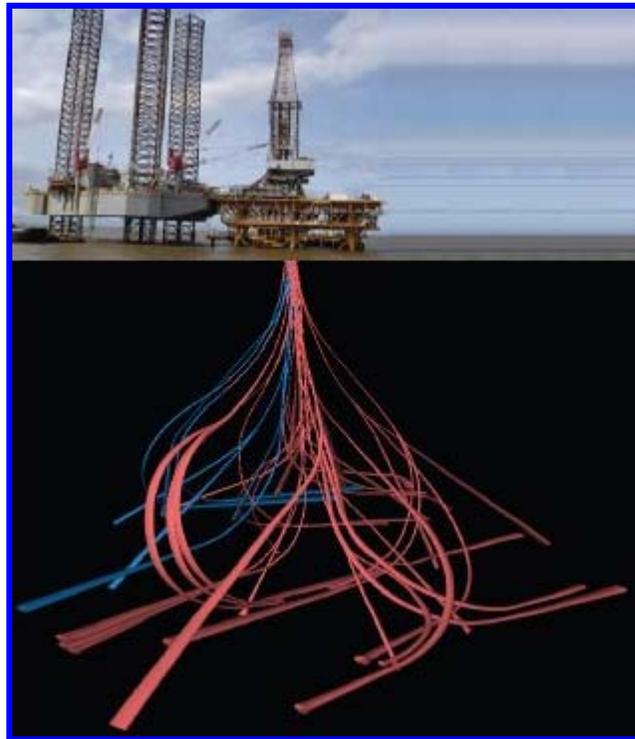


Figura 2.9. Vista de Plano de Macolla de Pozos WHP.^[11]

- **Yacimientos de alta permeabilidad:** En pozos verticales, la velocidad del gas en la cercanía del pozo es alta, lo cual produce un efecto de turbulencia que origina una disminución de la presión que restringe la tasa de gas. El efecto de turbulencia puede reducirse por un fracturamiento de la formación el cual reduce la velocidad del gas alrededor del pozo.

En pozos horizontales la tasa de gas producido por unidad de longitud es menor, ya que estos alcanzan diferentes longitudes, disminuyendo la velocidad del

gas en las cercanías del pozo y por ende, la turbulencia, al tiempo que aumenta la productividad del pozo.

La orientación de pozos horizontales es crítica sobre todo en áreas de yacimientos anisotrópicos. Un pozo horizontal, perforado en una dirección arbitraria, es por ello que este tipo de pozo no es conveniente en formaciones que presenten abundantes barreras lutíticas.

2.10. Procesos De Campo

Son todos aquellos procesos por los que tiene que pasar el hidrocarburo una vez extraídos del yacimiento.

2.11. Comportamiento De Los Yacimientos

Un pozo productor de hidrocarburo es solo una parte de un sistema complejo el cual comprende: el yacimiento, el pozo y las instalaciones de superficie. Cada elemento del sistema afecta a los otros y para lograr una operación eficiente es esencial garantizar una compatibilidad mutua.

2.12. Sistemas De Producción (Yacimiento-Pozo-Superficie)

El Sistema de Producción de un pozo combina la capacidad de producción del yacimiento con la capacidad de manejo de la infraestructura en superficie. Para alcanzar las condiciones de flujo impuestas por el yacimiento, el resto de los componentes del sistema de producción deben ser adecuados.

Dentro del proceso de producción de crudos se encuentra una primera etapa que corresponde al mecanismo de producción del yacimiento de hidrocarburo y que se

refiere al flujo de fluidos (como el petróleo, agua y gas natural) en el medio poroso. El tipo de energía en esa etapa es natural, fluyendo el crudo hasta la vecindad ó el fondo del hoyo del pozo perforado, que ha sido completado. Luego la segunda etapa consiste en el flujo de los fluidos crudo-gas y agua, hasta la superficie ó cabezal de pozo. La energía en ésta fase puede ser suplida también por el yacimiento, en el caso del pozo de flujo natural, pero en otros casos se necesita usar las técnicas de levantamiento artificial de crudos.

Un pozo produce por flujo natural cuando el yacimiento tiene la suficiente energía como para levantar el fluido desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, esto se da por la magnitud de la caída de presión existente entre el pozo y el yacimiento.

Existen diferentes métodos de flujo natural, que se conocen también como mecanismos de recuperación primarios, entre los cuales destacan:

- **Empuje Por Gas Disuelto:** La fuerza la provee el gas disuelto en el petróleo, el gas tiende a expandirse y a escapar por la disminución de presión. La recuperación final es de alrededor 20%.
- **Empuje Por Capa de Gas:** Cuando el gas está por encima del petróleo y debajo del techo de la trampa este realiza un empuje sobre el petróleo. La recuperación varia entre (40-50%)
- **Empuje Hidráulico:** Es la fuerza mas eficiente para provocar la expulsión del petróleo de manera natural, en este caso el agua se encuentra por debajo del petróleo, la recuperación es alrededor del 60%.

También existen mecanismos que al aplicárselos al yacimiento estos pueden producir por flujo natural como son inyección de gas, inyección de agua siendo los mecanismos de producción secundarios. Los terciario vienen siendo inyección de vapor, polímeros, etc.

Cuando un pozo produce por flujo natural, éste mecanismo no se mantiene hasta agotarse las reservas de hidrocarburos en el yacimiento, sino que llega un momento en que la presión del yacimiento ha descendido lo suficiente como para que la caída de presión sea menor, lo cual va a hacer que el yacimiento suba los fluidos hasta cierta parte del pozo y a partir de allí haya que aplicar un mecanismo para llevarlos hasta el cabezal de pozo y en este caso a la plataforma o al respectivo equipo usado para la producción costa afuera.

Cuando la energía del yacimiento no es suficiente para desplazar el petróleo hacia la superficie, es necesario el empleo de alguno de los métodos de levantamiento artificial: levantamiento por bombeo mecánico (balancines), levantamiento por bombeo hidráulico, levantamiento artificial por gas o LAG, levantamiento con bombas de cavidades progresivas o BCP y levantamiento con bombas electrosumergibles o BES, entre otros; de acuerdo a las condiciones impuestas por el yacimiento.

Hasta el momento en el cual los fluidos han alcanzado el cabezal de pozo, todos ellos: petróleo, gas y agua fluyen juntos; por consiguiente es necesario procesarlo en la superficie, para su separación y tratamiento. En esta tercera etapa que corresponde al "proceso de campo" o también a las llamadas facilidades de superficies. En superficie, se realizan varios procesos como: recolección, separación, almacenamiento temporal, medición y bombeo de desplazamiento. Por último el petróleo y el gas son recolectados y manejados separadamente.^[12]

2.13. Componentes Del Sistema De Producción

La producción de un pozo de petróleo comprende el recorrido de los fluidos del radio externo de drenaje del yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo. El sistema de producción de un pozo está compuesto por cuatro elementos principales: yacimiento, completación, pozo y línea de flujo en la superficie. Como se indica en la Figura 2.10.^[12]

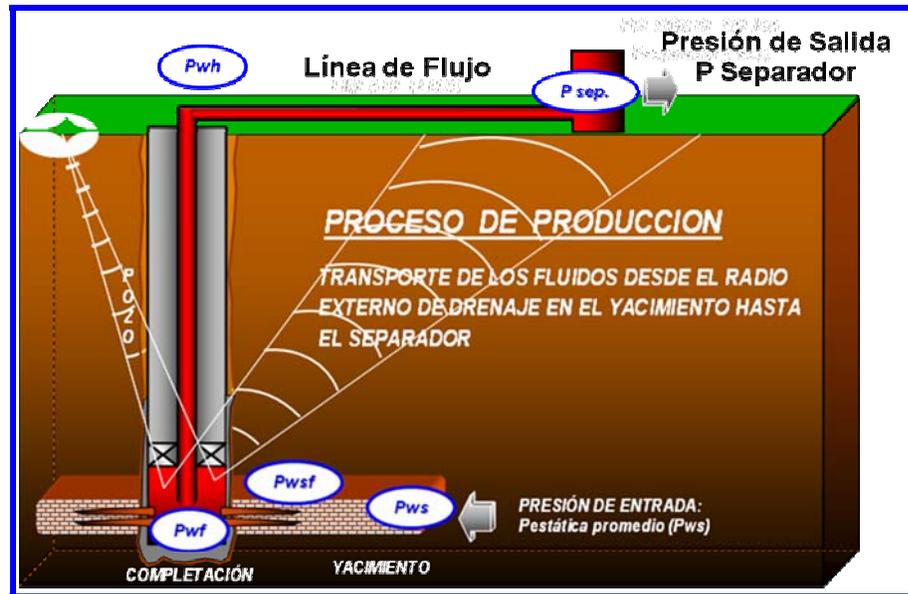


Figura 2.10. Componentes del Sistema de Producción Yacimiento-Pozo-Superficie.^[12]

Cualquier pozo en producción es perforado y completado para transportar el petróleo o el gas desde su localización original, en el yacimiento, al tanque de almacenamiento o línea de comercialización. El movimiento o transporte de estos fluidos, requiere energía para superar las pérdidas por fricción en el sistema y para subir el crudo a la superficie. El fluido debe viajar a través del yacimiento a los sistemas de tuberías y finalmente fluir a un separador para la separación del gas y el

líquido. Se deduce que el sistema de producción puede ser relativamente simple o incluir muchos componentes, en los cuales ocurren pérdidas de presión o de energía.

La obtención de la interacción subsuelo/superficie, considerando las características del yacimiento y las propiedades del fluido a producir, es alcanzada mediante el análisis del sistema de producción.

El sistema de producción posee un gran dinamismo, en éste ocurren cambios de presión durante la vida productiva del yacimiento. Así pues, a medida que se producen los fluidos, la presión o fuente de energía del mismo se consume o declina, variando las propiedades de los fluidos producidos.

Todo esto trae a su vez; cambios en el flujo másico total y parcial, que originan variaciones en los patrones de flujo a lo largo del sistema de producción; cambian las velocidades superficiales de las fases, las densidades de los fluidos, los gradientes de presión y temperatura dinámicos, y de existir gases ácidos pueden darse las condiciones requeridas para iniciar el proceso de corrosión. Adicionalmente, de acuerdo a las propiedades de los fluidos, puede producirse formación de asfaltenos, parafinas, depósitos de carbonatos, etc.

En pozos que producen por flujo natural, los cambios en los gradientes dinámicos pueden ser generados por restricciones en el sistema, causados por cambios de diámetros de tuberías, restricciones de fondo y estranguladores de superficie, así como también por variaciones en las condiciones de separación.

Es necesario reproducir las condiciones de producción del pozo usando una simulación. La simulación de un sistema de producción puede ser efectuada puntualmente para observar y analizar la situación actual, y a su vez modelar el

comportamiento del pozo, realizando rápidas comparaciones de diferentes escenarios que permitan optimizar la producción en el corto y mediano plazo.

El modelaje del sistema dinámico de producción implica evaluar las caídas de presión en cada elemento del sistema. La caída de la presión en el sistema completo, en cualquier tiempo, será la presión del fluido inicial menos la presión del fluido final, $P_{yac} - P_{sep}$ (Figura 2.11). Esta caída de presión es la suma de las caídas que ocurren en todos los componentes del sistema. Ya que la caída de presión a través de cualquier componente varía con la tasa de producción, la tasa de producción será controlada por los componentes seleccionados.^[12]

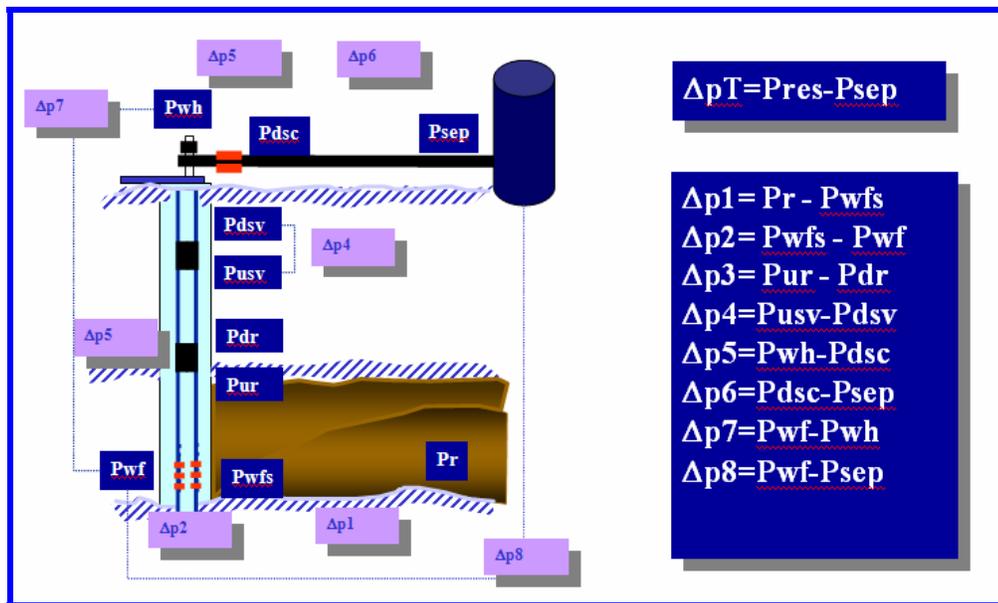


Figura 2.11. Análisis de Presiones del Sistema de Producción Yacimiento-Pozo-Superficie.^[12]

La cantidad de crudo y de gas que fluye en el pozo desde el yacimiento dependerá de la caída de presión en el sistema de tuberías, y la caída de presión en el sistema de tuberías depende de la cantidad que fluye a través de él.

2.14. Patrones De Flujo

- **Flujo Burbuja:** Este patrón es caracterizado por pequeñas burbujas de gas dispersas en una fase líquida continua. La diferencia entre las densidades de ambas fases causa que las burbujas se muevan a una velocidad mayor que la velocidad promedio del líquido o de la mezcla como un todo. La pared de la tubería estará siempre contactada por la fase líquida.
- **Flujo Tapón:** La fase gaseosa es más pronunciada. Aun cuando la fase continua sigue siendo el líquido, el aumento de flujo de gas libre, debido a la liberación de gas en solución, causa un aumento de tamaño en las burbujas de gas formando colchones que cubren el área seccional de la tubería separados por tapones de líquido. La velocidad de las burbujas es mayor que la velocidad del líquido, la cual es variable. Aun cuando el tapón de líquido se mueva siempre hacia arriba, la película líquida que bordea las burbujas de gas podría moverse hacia abajo a bajas velocidades, pudiendo resultar en un atrapamiento ó resbalamiento de líquido, lo cual afectaría la densidad fluyente. En este tipo de patrón de flujo, ambas fases tienen un efecto significativo en el gradiente de presión.
- **Flujo neblina:** El gas constituye la fase continua y el líquido está totalmente disperso. Una película de líquido moja la pared de la tubería, pero la fase gaseosa controla, predominantemente, el gradiente de presión.
- **Flujo transición:** Este tipo de patrón de flujo fue definido para caracterizar la condición transitoria en la cual la fase continua cambia de líquido a gas. El tapón de líquido entre las burbujas desaparece y una cantidad significativa de líquido

entra en la fase gaseosa. En este caso, aunque el efecto del líquido sea significativo, los efectos de la fase gaseosa son predominantes.

En las figuras 3.12 y 3.13 se observan los patrones de flujo tanto para tuberías verticales como horizontales.^[13]

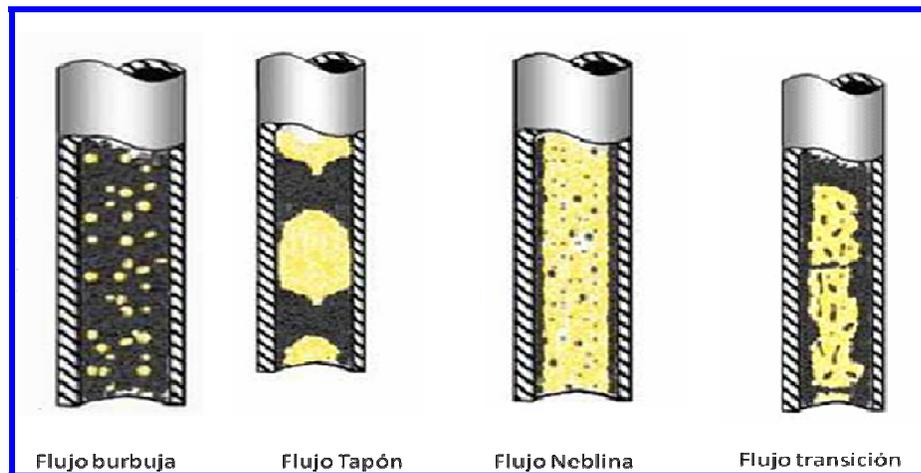


Figura 2.12. Patrones de flujo en tubería vertical.^[13]

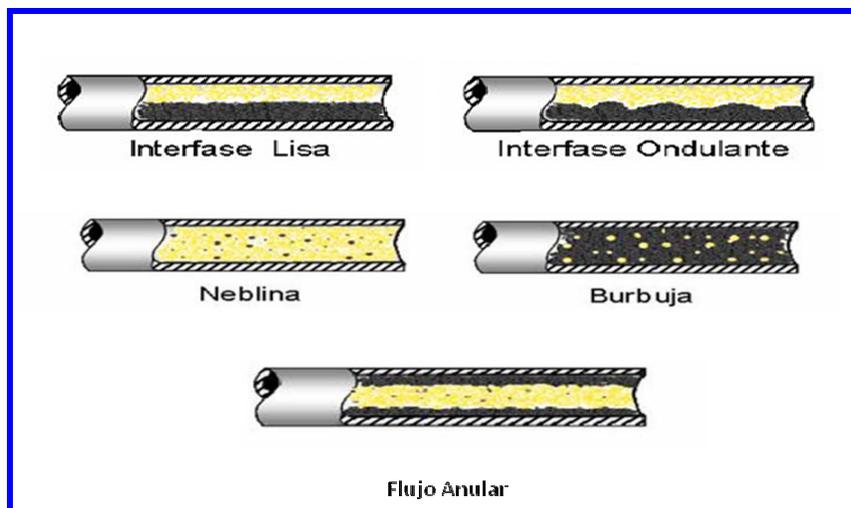


Figura 2.13. Patrones de flujo en tuberías horizontales.^[13]

2.15. Caída De Presión En Restricciones

Generalmente las tasas de producción, tanto en pozos de gas como en pozos petrolíferos, son controladas en la superficie mediante instalaciones de estranguladores o reductores de flujo (chokes) en la línea de transporte. Las razones de esta práctica pueden ser varias, entre otras: controlar el drenaje del yacimiento productor, minimizar o eliminar el fenómeno de conificación cuando se den las condiciones de ocurrencia, adecuar la producción a los requerimientos del mercado, limitación de la capacidad de manejo de las facilidades de superficie, etc. Generalmente estos chokes son colocados próximos al cabezal del pozo, aunque se dan circunstancias en que se colocan cerca del separador, en la estación recolectora del flujo.

Otros tipos de restricciones o reductores de flujo, chokes de fondo, reguladores y otros accesorios pueden ser colocados en la sarta de completación del pozo. Las válvulas de seguridad son usadas para cerrar el pozo automáticamente cuando la presión del cabezal se torne muy baja o cuando algún dispositivo de superficie como válvulas o alguna facilidad de producción presenten fallas operativas. Los chokes de fondo son usualmente anclados en el fondo de la tubería eductora y se usan para estabilizar la relación gas-petróleo bajo ciertas condiciones o para liberar mas gas de solución a objeto de alivianar la columna de fluidos en el eductor; también se usan en pozos de gas para mitigar el congelamiento (formación de hidratos) en los dispositivos de control. ^[13]

2.16. Flujo Multifásico A Través Del Choke O Estrangulador

La mayoría de las correlaciones existentes que simulan el comportamiento de flujo multifásico a través del estrangulador, únicamente son viables cuando existe flujo

crítico. Este tipo de flujo se da cuando la velocidad de flujo es igual a la velocidad de propagación de presión en dicho fluido.

La tasa crítica resulta de controlar mediante un choke a la tasa máxima. Esto con el propósito de que variaciones de presión en el separador o en el múltiple de producción no causen reducción en la tasa de producción del pozo, es decir mantener la producción estabilizada.

El flujo a través de restricciones puede ser crítico (flujo sónico) ó subcrítico (flujo sub-sónico). Si el flujo es crítico, la tasa de flujo másico permanecerá constante cualquiera que sea el perfil de presión existente corriente abajo. Este concepto se ilustra en la Figura 2.14.^[13]

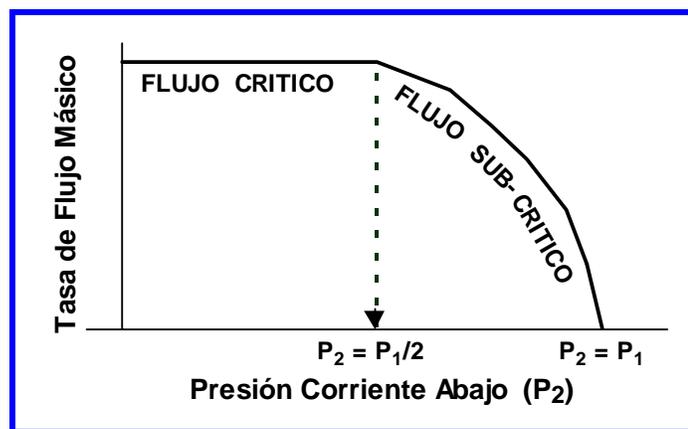


Figura 2.14. Zona de Flujo Crítico y Sub-crítico.^[13]

- **Zona de Flujo Crítico:** Es aquella donde se está produciendo a $Q_{\text{máx}} = Q_{\text{crítica}}$, la cual no cambia sin importar lo que pase aguas abajo, incluyendo esto que no existirá variación de presión.

- **Zona de Flujo Sub-crítico:** Donde cualquier cambio que se haga aguas abajo sí afecta las condiciones aguas arriba, bien sea una rotura de línea ($P_{lín} < P_{lín}$ original; $P_{cab} < P_{cab}$ original).

2.17. Flujo Bifásico

Varios investigadores (Gilbert⁽²²⁾, Baxendell, Ros⁽²⁴⁾ y Achong⁽²⁵⁾) han propuesto ecuaciones específicas para determinar la relación entre presión de entrada, tasa de producción y diámetro, existente en flujo en condiciones críticas a través de chokes, todas ellas dadas por la siguiente forma general:

$$P_1 = \frac{b * Q_L * RGL^c}{d^a}$$

(Ec. 2.1)

Donde,

P_1 = Presión corriente arriba, lpcá.

Q_L = Tasa de flujo de líquido, BN/día.

RGL = Relación gas/líquido, PCN/BN.

d = Diámetro del choke, pulgs.

Las constantes a, b y c para las diferentes correlaciones se presentan en la tabla 2.1.^[13]

Tabla N° 2.1. Coeficientes de la ecuación de comportamiento de chokes

	a	b	c
Gilbert	1.89	3.86×10^{-3}	0.546
Baxendell	1.93	3.12×10^{-3}	0.546
Ros	2.0	4.25×10^{-3}	0.5
Achong	1.88	1.54×10^{-3}	0.65

2.18. Estaciones De Flujo

En producciones costa fuera, una vez que el fluido llega al cabezal del pozo es distribuido a la Estación de Flujo, donde se dará el manejo y disposición del crudo, se busca separar los fluidos extraídos de los yacimientos en la plataforma y tratar el crudo hasta cumplir con los requisitos y regulaciones impuestas por el cliente en el comercio de hidrocarburos.

En la estación de flujo presente en la plataforma juegan un papel importante ciertos equipos que ayudaran a que el proceso de separación, almacenamiento y distribución se de de la mejor manera posible.^[14]

2.19. Línea De Flujo

Tubería utilizada Para conducir Uno o más fluidos entre diferentes instalaciones o pozos dentro de Campos petroleros y de gas.

Se llama línea de flujo al espacio de reservorio recorrido por el fluido contenido cuando se pone a producir un pozo. Las líneas de flujo pueden ser mapeadas para generar un diagrama que muestre como se desplazan los fluidos, es muy utilizado en recuperación secundaria.^[14]

2.20. Separación De Fluidos

La estación de flujo y recolección de la producción de los pozos la componen un grupo de instalaciones que facilitan el recibo, la separación, medición, tratamiento, almacenamiento y despacho del petróleo. El flujo del pozo consiste preponderantemente de petróleo, al cual está asociado un cierto volumen de gas: relación gas-petróleo (RGP), que se mide en m³ de gas por m³ de petróleo producido

o en pies cúbicos de gas por barril de petróleo producido, a condiciones estipuladas en la superficie. Además, el flujo de petróleo y gas puede mostrar la presencia de agua y de sedimentos procedentes del yacimiento productor.^[14]

2.21. Múltiple De Producción

Los múltiples de producción y de prueba se utilizan para recolectar la producción de varios pozos a una planta centralizada donde los pozos se pueden ser colocados individualmente en producción y/o prueba. Pueden ser operados manualmente o automáticamente con válvulas y con contadores de tiempo automáticos. Los múltiples de la producción y prueba pueden ser diseñados para los grados ANSI y API para varias presiones y varios tamaños de tubos. Las estrangulaciones pueden ser incluidas para la reducción de la presión las cuales pueden ser fijas o ajustables además de manuales o automatizadas. Otras instrumentaciones y controles se pueden proporcionar con las especificaciones del cliente. El múltiple facilita el manejo de la producción total de los pozos que ha de pasar por los separadores como también el aislamiento de pozos para pruebas individuales de producción. Por medio de las interconexiones del sistema y la disposición apropiada de válvulas, se facilita la distribución, el manejo y el control del flujo de los pozos.^[14]

2.22. Separadores De Producción

Los separadores son equipos que se utilizan para separar un fluido que se encuentra formado por dos o más fases, con diferentes densidades, para realizar la separación de fases no mezcladas o fases inmiscibles, que pueden ser:

- Partículas liquidas en corrientes de vapor o gas (gas y crudo)
- Partículas liquidas en líquidos inmiscibles (agua y crudo)

- Partículas sólidas en corrientes de gas y líquidos (filtros)
- Partículas sólidas de otros sólidos.

2.23. Disposición De Crudo

Diariamente los pozos productores fluyen o bombean sus respectivas cuotas de producción, a sus correspondientes estaciones de flujo. Allí, luego de la separación y tratamiento adecuados, el crudo pasa a tanques de almacenamiento cuyo número y volumen son suficientes para recoger holgadamente la producción de varios días. También se mantiene un registro de los volúmenes de crudo recibidos, tratados, almacenados y despachados.

Los tanques utilizados para el almacenamiento son cilíndricos y su altura y diámetro están en función de su capacidad. Los hay de dos tipos: empernados para los de pequeño volumen, y soldados para volúmenes mayores. La fiscalización del almacenaje y despacho de volúmenes de crudo se hacen según las normas y procedimientos vigentes, de acuerdo con las leyes y reglamentos de los diferentes despachos gubernamentales: ministerios de Energía y Minas, Hacienda, Transporte y Comunicaciones, Defensa, etc., para los fines de control de la producción, exportación, refinación y consumo interno, regalías, impuestos, etc.^[14]

2.24. Disposición Del Gas

El gas producido con el petróleo, luego de separado y tratado preliminarmente, si fuese necesario, puede ser enviado a plantas especiales de tratamiento final para distribución por gasductos a las plantas petroquímicas y refinerías; a ciudades para consumo en las industrias y servicios domésticos o también es usado por la misma industria petrolera en sus operaciones, como combustible o para ser reinyectado en

los yacimientos para la restauración y/o mantenimiento de la presión y, por ende, lograr un mayor porcentaje de extracción del petróleo en sitio. En la producción, separación, recolección, transmisión y distribución del gas asociado con el petróleo es casi imposible utilizar el gas de baja presión disponible porque los aspectos económicos involucrados son prohibitivos. El volumen de gas por pozo, generalmente, es muy poco. La recolección de gas de tantos pozos requiere compresión, cuya inversión en plantas e instalaciones generalmente sobrepasa las expectativas de rentabilidad. Por tanto, las posibilidades de utilización y rentabilidad quedan circunscritas al gas de mediana y alta presión.^[14]

2.25. Disposición Del Agua

La cantidad de agua que acompaña al petróleo producido de los pozos puede ser de características sencillas, cuya separación por asentamiento en tanques se logra fácilmente. En ocasiones, el manejo, tratamiento y disposición del agua no requieren de instalaciones especiales. Sin embargo, se dan situaciones en las que el volumen de agua producido diariamente es muy alto. Las características del agua y del petróleo pueden facilitar emulsiones que requieren de tratamientos mecánico, químico, térmico o eléctrico para lograr la adecuada separación de los dos fluidos y obtener un crudo que corresponda a las especificaciones de calidad requeridas. La presencia de sal en asociación con el agua y el petróleo es de ocurrencia natural en muchos estratos geológicos. De la concentración de sal en solución dependerá la selección del tratamiento que deba emplearse para despojar el petróleo de la sal que contiene.

La sal es indeseable en el crudo por sus propiedades corrosivas y las implicaciones operacionales y económicas que ello significa para las refinerías. El manejo y disposición del agua asociada con la producción de petróleo es una fase que a veces puede resultar muy compleja, especialmente si el volumen de agua es muy grande y si el agua es salada o salmuera. En ocasiones, una buena opción operacional y económica es inyectar el agua al yacimiento.^[14]

2.26. Función De Los Separadores

Los separadores deben cumplir con las siguientes funciones:

- Permitir una separación entre los hidrocarburos
- Refinar el proceso mediante la recolección de partículas líquidas atrapadas en la fase gaseosa.
- Liberar parte de la fracción que pueda permanecer en la fase líquida.
- Descargar por separado la fase líquida y gaseosa, para evitar que se puedan volver a mezclar total o parcialmente.
- Pueden controlar problemas de los fluidos, como espumas y partículas contaminantes.
- Deben estar provistos de controladores de nivel y presión; así como mecanismos de alivio de presión.
- Son importantes para medición y deben estar provistos de termómetros, manómetros, indicadores de nivel visibles y bocas de visita.
- La energía del fluido al entrar al recipiente debe ser controlada.
- Las tasas de flujo de las fases líquida y gaseosa deben estar comprendidas dentro de ciertos límites, que serán definidos a medida que se analice el diseño.

Esto hace posible que la separación inicial se efectúe gracias a las fuerzas gravitacionales, las cuales actúan sobre esos fluidos.

- La turbulencia que ocurre en la sección ocupada por el gas debe ser minimizada.
- Las fases líquidas y gaseosas; luego de ser separadas, no pueden volverse a poner en contacto.
- Las regiones del separador donde se pueden acumular sólidos deben en lo posible tener las provisiones para la remoción de los mismos.
- Es conveniente que cada recipiente posea boquillas para inspección; para ciertas dimensiones la ASME exige bocas de visita (manholes).

2.27. 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 estos puedan tener las diferentes fuerzas o principios físicos.

Los principios fundamentales considerados para realizar la separación física de gases, 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. ^[15]

- **Momentum o Cantidad de Movimiento:** Si una corriente de fase, cambia de dirección bruscamente, las partículas de la fase liviana cambiarán de dirección o

se moverán más rápido que las del fluido de mayor densidad o más pesado, este cambio en la cantidad de movimiento produce la separación de las fases. Fluidos con diferentes densidades tienen diferentes momentum.

- **Fuerza de Gravedad:** Las gotas de líquido se separan de la fase gaseosa, cuando la fuerza de gravedad que actúa sobre las gotas de líquido, es mayor que las fuerza de arrastre del gas sobre la gota de líquido. Estas fuerzas se expresan matemáticamente usando la **velocidad terminal de asentamiento** (V_t) considerando el tamaño de la partícula y las propiedades de los fluidos, usando la siguiente ecuación:

$$V_t = \sqrt{\frac{4g * D_p * (\rho_l - \rho_g)}{3\rho_g * C'}}$$

(Ec. 2.2)

Donde:

V_t = Velocidad Terminal (ft/seg)

g = Gravedad (32,2 ft/seg²)

D_p = Diámetro de la Partícula (micrones)

ρ_l = Densidad del Líquido (lbm/ft³)

ρ_g = Densidad del Gas (lbm/ft³)

C' = Coeficiente de Arrastre.

- **Coalescencia:** Para las gotas más pequeñas de líquido que forman una especie de neblina o llovizna que son arrastradas por la fase gaseosa y no pueden ser separadas por gravedad, se utiliza un mecanismo coalescedor. Estos medios son los demister, eliminadores de neblina o mallas que hacen que las pequeñas gotas colisionen formando gotas más grandes que por su mayor tamaño y peso hacen que se precipiten por gravedad.

- **Acumulación de Líquidos:** Los líquidos separados se acumulan en el fondo, esta sección permite que ciertas partículas de gas mezcladas con el líquido se separen debido a un tiempo de retención que debe permanecer el líquido acumulado.

2.28. Partes De Un Separador

Todo separador, ya sea horizontal, vertical, bifásico o trifásico, para poder cumplir con los principios de la separación, deben dotarse de los mecanismos necesarios, para lo cual se han establecido cuatro secciones principales (Figura 2.15) que se definen a continuación:

- **Primera sección de separación:** Comprende la entrada de fluidos al separador, permite absorber la cantidad de movimiento de los fluidos en la alimentación y controla el cambio abrupto de la corriente, y produce una separación inicial (sección-A de la Figura 2.15).^[16]

Esta zona incluye las boquillas de entrada y los aditamentos de entrada, tales como: deflectores ó distribuidores que van instalados en la(s) boquilla(s) de entrada, se emplean para producir un cambio de cantidad de movimiento o de la dirección de flujo de la corriente de entrada, y así producir la primera separación mecánica de las fases, además de generar (en el caso de los distribuidores), un patrón de flujo dentro del recipiente que facilite la separación final de las fases, reduciendo posiblemente el tamaño de la boquilla de entrada y, en cierta medida, las dimensiones del equipo.

- **Sección de fuerzas gravitacionales:** En esta parte las fuerzas gravitacionales tienen influencia fundamental, ya que las gotas de líquidos que contiene el gas son separadas al máximo. Este proceso, se realiza mediante el principio de asentamiento por gravedad, la velocidad del gas se reduce apreciablemente y en consecuencia, la corriente de gas sube a una velocidad reducida, provocando que las partículas dispersas de líquido se depositen en el fondo del recipiente (sección-B de la Figura 2.15).^[16]

Durante la separación secundaria se observan zonas de fase continua con gotas dispersas (fase discontinua), sobre la cual actúa la fuerza de gravedad, que se encarga de decantar hasta cierto tamaño de gotas de la fase pesada discontinua en la fase liviana continua. También produce la flotación de hasta un cierto tamaño de gotas de la fase líquida liviana (fase discontinua), en la fase pesada continua.

En esta parte del recipiente la fase liviana se mueve a una velocidad relativamente baja y con muy poca turbulencia. Esta zona se diseña en función de la velocidad crítica o terminal del gas, ya que esta define el límite máximo superior para la velocidad del gas dentro del separador; por consiguiente, el separador debe trabajar a una velocidad inferior a la crítica, para lograr que la fuerza de gravedad haga caer las partículas de líquido.

- **Sección de extracción de neblina:** Aquí se separan las minúsculas partículas de líquido que contiene el gas después de haber pasado por las dos secciones anteriores. Los eliminadores de niebla son aditamentos para eliminar pequeñas gotas de líquido que no pueden ser separadas por la simple acción de la gravedad en separadores vapor-líquido (sección-C de la Figura 2.15).^[16]

Las gotas finas alcanzan un tamaño lo suficientemente grande para separarse por gravedad: para lograrlo se hace necesario tener elementos como los eliminadores de niebla ó Mallas para el caso de separadores líquido–vapor, o las esponjas o platos coalescedores, en el caso de la separación líquido–líquido.

No es necesario que el equipo posea eliminador de neblina; sin embargo al utilizar estos elementos, se disminuye el tamaño del separador, por esto suelen encontrarse unidades pequeñas que pueden manejar cantidades de gas mayores a lo esperado.

- **Sección de acumulación de líquido:** El líquido con cierta cantidad de gas se acumula en la parte inferior del separador. Esta sección debe diseñarse en función del tiempo necesario que permita que el gas atrapado en el líquido se separe; este tiempo, depende del líquido a separar y debe proveerse al separador del suficiente espacio de acumulación para cumplir o superar con el tiempo de retención específico (sección-D de la Figura 2.15).^[16]

El parámetro a utilizar para el diseño de esta sección depende del diseñados, pero debe considerarse que cierto volumen de líquido dentro del recipiente es obligatorio, ya que evita que el gas escape por el fondo y la formación de vórtices; para evitar esto, se utilizan **rompe vórtices** que son elementos internos que están adosados internamente a las boquillas de líquido, y su función es evitar el arrastre de burbujas de vapor/gas en la corriente líquida que deja el tambor.

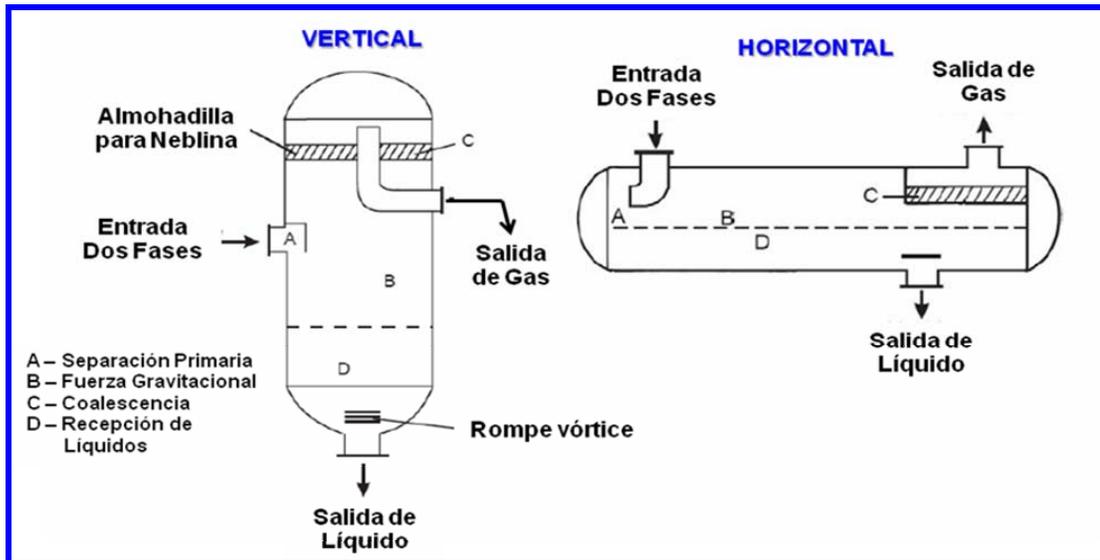


Figura 2.15. Partes Principales de un Separador.^[16]

2.29. Tipos De Separadores

Aunque existen muchas variedades de separadores de dos fases, la mayoría de las unidades utilizadas en Campos petrolíferos son diseños convencionales, construidos en configuraciones horizontales o verticales. Los separadores horizontales son más eficientes en tamaño que los tipos verticales, pero tienen una capacidad limitada de oleada y algunas veces no entran fácilmente en las plataformas petrolíferas.

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

Los separadores de petróleo y gas separan los componentes líquidos y de gas que existen en una temperatura y presión específica mecánicamente, para eventualmente procesarlos en productos vendibles. Un recipiente de separación normalmente es el recipiente inicial de procesamiento en cualquier instalación, y el diseño inapropiado de este componente puede embotellar y reducir la capacidad de la instalación completa.^[16] Existen diferentes formas de clasificar los separadores:

Según su forma:

- Separadores cilíndricos (horizontales y verticales)
- Separadores esféricos
- Separadores de dos barriles

Según el número de fases a separar:

- Separadores Bifásicos
- Separadores Trifásicos

Según el medio de separación:

- Separadores por gravedad
- Separadores con extractor de neblina
- Separadores por impacto (filtros)
- Separadores por fuerza centrífuga

Según su función:

- KOD Knockout drum
- Slug Catcher
- Depurador

2.30. Separadores Horizontales

El fluido entra en el separador (Figura 2.16) y se contacta con un desviador de ingreso, causando un cambio repentino en el impulso y la separación bruta inicial de líquido y vapor. La gravedad causa que gotas de líquido caigan de la corriente de gas al fondo del recipiente de recolección. Esta sección de recolección de líquido provee el tiempo de retención necesario para que el gas arrastrado evolucione del petróleo y suba al espacio de vapor. También provee volumen de oleada, si fuese necesario, para manejar los sobrepesos intermitentes de líquido. Luego el líquido sale del recipiente mediante una válvula de descarga de líquidos, que es regulada por un controlador de nivel.^[16]



Figura 2.16. Separador Horizontal.^[16]

2.30.1. Ventajas de los Separadores Horizontales

- Normalmente empleados cuando la relación gas-líquido es baja.
- Requieren de poco espacio vertical para su instalación.
- Por lo general son más económicos.
- Requieren menor diámetro que un tambor vertical, para una capacidad dada de gas.
- Manejan grandes cantidades de líquidos, fuertes variaciones en la entrada de líquidos, ó separación líquido-líquido, optimizando el volumen de operación requerido.
- Los volúmenes de retención facilitan la desgasificación de líquido y el manejo de espuma.

2.30.2. Desventajas de los Separadores Horizontales

- Variaciones de nivel de la fase pesada afectan la separación de la fase liviana.
- Ocupan mucho espacio horizontal.
- Difícil remoción de sólidos acumulados, para lo cual necesitan inclinar el recipiente ó añadir internos como tuberías de lavados.

2.31. Separadores Verticales

En estos equipos, la fase pesada decanta en dirección opuesta al flujo vertical de la fase liviana. Por consiguiente, si la velocidad de flujo de la fase liviana excede

levemente la velocidad de decantación de la fase pesada, no se producirá la separación de fases, a menos que esta fase pesada coalesca en una gota más grande. La Figura 2.17 muestra un separador vertical en campo.^[16]



Figura 2.17. Separador Vertical.^[16]

2.31.1. Ventajas de los Separadores Verticales

- Normalmente empleados cuando la relación gas-líquido es alta o cuando se esperan grandes variaciones en el flujo de gas.
- Mayor facilidad que un tambor horizontal para el control de nivel de líquido y para la instalación física de la instrumentación de control, alarmas e interruptores.
- Ocupa poco espacio horizontal.
- La capacidad de separación de la fase liviana no se afecta por variaciones en el nivel de la fase pesada.
- Facilidad en la remoción de sólidos acumulados.

2.31.2. Desventajas de los Separadores Verticales

- El manejo de grandes cantidades de líquido, fuertes variaciones en la entrada de líquidos, o separación líquido-líquido, obliga a tener excesivos tamaños de recipientes, cuando se selecciona esta configuración.
- Requiere mayor diámetro que el separador horizontal.
- Cuando hay formación de espuma o quiere desgasificarse líquido ya colectado, se requieren grandes cantidades de volúmenes de líquido y por lo tanto, tamaños grandes de tambores verticales.

2.32. Relación Entre Separadores Horizontales Y Verticales

Los separadores horizontales normalmente son más eficientes en el manejo de grandes volúmenes de gas que los tipos verticales porque las gotas líquidas caen de manera perpendicular al flujo de gas en la sección de asentamiento de gravedad, y se asientan más fácilmente de la fase de gas continua. Además, debido a que el área de interfaz es más grande en un separador horizontal, es más fácil que las burbujas de gas, que salen de la solución cuando el líquido se aproxima al equilibrio, alcancen el espacio de vapor. In términos de un proceso de separación de gas – líquidos, los separadores horizontales serían preferidos. Sin embargo, tienen desventajas que podrían llevar a la preferencia de un separador vertical en ciertas situaciones:

- Los separadores horizontales no manejan los sólidos tan bien como los separadores verticales. La sección de disposición de líquidos en un separador vertical puede ser colocada en el centro del cabezal en el fondo para que los sólidos, que de otras formas se acumularían en el separador, puedan pasar al próximo recipiente en el proceso. Como un alternativo, se puede colocar un desagüe en esta locación para la disposición periódica de los sólidos, mientras el líquido sale del recipiente en una elevación un poco más alta. Es necesario colocar varios desagües por el largo de un recipiente horizontal y debido a que los sólidos tienen un ángulo de repose de 45° a 60° , se debe dejar poco espacio entre los intervalos de los desagües. Es caro tratar de alargar la distancia entre los desagües, proveyendo chorros de arena para convertir los sólidos en líquidos mientras los desagües están en operación, esta táctica no ha tenido mucho éxito en el campo.

- Los recipientes horizontales requieren de más área plana que los recipientes verticales equivalentes. Aunque esto no sea muy importante en las locaciones terrestres, puede ser muy importante costa fuera.
- Los recipientes horizontales tienen menos capacidad de oleada líquida. Para un dado cambio en la elevación de la superficie del líquido, típicamente hay un incremento mayor en el volumen del líquido para un separador horizontal que para un separador vertical cuando ambos tienen el tamaño adecuado a la misma tasa de flujo. Sin embargo, la geometría del recipiente horizontal requiere que el dispositivo de cierre de alto nivel esté localizado cerca del nivel normal de operación. En un recipiente vertical, el cierre puede ser colocado más alto, permitiendo más tiempo para que el controlador de nivel y la válvula de descarga reaccionen a la oleada. Adicionalmente, las oleadas en recipientes horizontales pueden crear olas internas que activen el dispositivo de cierre.
- Puede ser difícil mantener algunas válvulas de alivio y algunos de los controles sin escaleras y plataformas especiales.^[16]

2.33. Formación De Espuma Como Problema Operacional En El Diseño De Separadores

Con frecuencia, el espumaje es causado por las impurezas y el agua presentes en el crudo, que no se hayan podido remover antes de que la corriente llegue al separador. Muchos productos químicos, como los inhibidores y anticorrosivos agregados directamente a las tuberías, son formadores de espuma, la cual impide el buen funcionamiento del separador. Otra de las causas de este problema puede ser el incremento del volumen del gas por encima de los niveles que el separador está en capacidad de manejar, lo cual aumenta la velocidad en el sistema empero, la presencia de espuma no siempre se convierte en un obstáculo. Cuando la tasa de

generación es menor o igual a la tasa de rompimiento, la espuma como tal no representa un obstáculo operacional en el caso de los separadores. No ocurre así cuando se trata de torres de absorción para deshidratar o eliminar los componentes ácidos del gas.

Los problemas principales que causa la espuma son:

- Dificultad para controlar el nivel del líquido
- Inconvenientes para obtener las condiciones óptimas, a fin de separar el gas de líquido, debido al volumen que ella ocupa.
- Probabilidad de que tanto el gas como el líquido puedan salir del separador mezclados con espuma, lo cual no satisface las condiciones que se requieren.

Para un operador es muy importante haber determinado las causas probables de la generación de espuma. Por esta razón, se suelen clasificar las espumas, según su origen, en:

- **Espumas de Tipo Mecánico:** Aquellas que se producen como consecuencia de los, volúmenes o velocidades del fluido demasiado altos dentro del separador.
- **Espumas de Tipo Químico:** Formadas por el uso indebido de productos químicos, que se convierten en generadores de espuma.

Para determinar el origen probable de la espuma, se recomienda tomar las muestras del fluido en recipientes limpios y batidas el mismo número de veces. Si al dejar descansar el recipiente, ella desaparecer en forma rápida, esto indica que es de tipo mecánico. Lo contrario invita a indagar sobre cuáles son los productos químicos responsables del espumaje.

La tendencia a formar espuma gas-líquido o gas-líquido-líquido afectará severamente el diseño del separador.

Generalmente, si se sabe que la espuma es un problema antes de instalar el recipiente, pueden incorporarse deflectores de espuma como método más económico de eliminar el problema. Sin embargo en algunos casos puede ser necesario resolver un problema en particular, usando soluciones más efectivas como agregar longitud extra al recipiente o usar aditivos químicos. Sin embargo en algunos casos puede ser necesario resolver el problema en particular, usando soluciones más efectivas, como agregar longitud extra al recipiente o usar aditivos químicos. Cualquier información que pueda obtenerse sobre la dispersión de espuma por análisis de laboratorio, antes del diseño de separadores es de mucha ayuda.^[16]

2.34. Capacidades De Separación

La presencia de espuma es un problema crítico en la separación gas-líquido ya que limita enormemente la capacidad de separación, pues adicionalmente al tiempo de residencia requerido para el líquido, se debe proporcionar un tiempo adicional para disolver el efecto de la espuma. Dado que este fenómeno ya es una característica intrínseca en la mayoría de crudos, la única forma de minimizar su efecto es diseñando internos de alta eficiencia o empleando en su defecto aditivos químicos.

2.35. Crudo Espumante (Crudos Pesados)

También conocido como “Foamy Oil”, este término es utilizado para describir Petróleos Pesados producidos mediante el mecanismo de gas en solución el cual se presenta como espuma en las muestras de crudos tomadas en los cabezales de los pozos. Este fenómeno se podría definir como una dispersión de micro-burbujas de gas fluyendo con el petróleo, el mismo se produce por la liberación de gas debido a la

caída de presión, este gas permanece disperso en el petróleo como pequeñas burbujas, las cuales en lugar de coalescer forman una espuma con el petróleo. Esta fase continua de espuma es beneficiosa, debido a que el gas se expande llenando los espacios vacíos dejados por el petróleo que ha sido producido permitiendo que produzca más crudo a medida que la presión experimenta una reducción. La cantidad de gas que permanece disperso es función de factores como la presión, tiempo, gradiente de presión y composición del crudo. Resulta importante resaltar que el gas retenido en el yacimiento permanece termodinámicamente como una fase dispersa pero hidrodinámicamente como parte de una fase líquida.

Este gas disperso permite reducir tanto la viscosidad del petróleo como la permeabilidad relativa del gas e incrementar la compresibilidad de la mezcla de petróleo-gas, lo que resulta en mayores tasas de producción de petróleo y en una menor relación gas-petróleo de producción, explicando así los altos recobros primarios obtenidos por gas en solución en ciertos yacimientos de petróleo pesado.

Debido a que el gas permanece atrapado en el crudo de forma de pequeñas burbujas, se retarda la formación de la fase continua de gas, por lo que pudiere pensar que la saturación de gas crítica de estos yacimientos debería de ser bastante alta. Al tratar de representar dicho comportamiento en modelos mediante una elevada capacidad de retención del gas, suponiendo que el gas se encontrara en la formación y no en el crudo, como sucede en la actualidad.

2.36. Emulsión

Las emulsiones se hallan en la industria petrolera donde típicamente son sistemas indeseables que generalmente incrementan los costos de operación y reducen la eficiencia de los equipos de proceso. Una emulsión está definida como una mezcla de dos fluidos inmiscibles de manera más o menos homogénea. Cuando son sometidos a

una agitación mecánica, una dispersión de pequeñas gotas de uno (llamado fase interna o dispersa) en otro (llamado fase externa o continua).^[17]

Debido a que el crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos con pequeñas cantidades de azufre, oxígeno y nitrógeno, así como algunos constituyentes metálicos, particularmente vanadio, níquel, hierro y cobre. La composición del crudo que se extrae cambia en función de la cantidad de material producido, como lo indica la Figura 2.18.

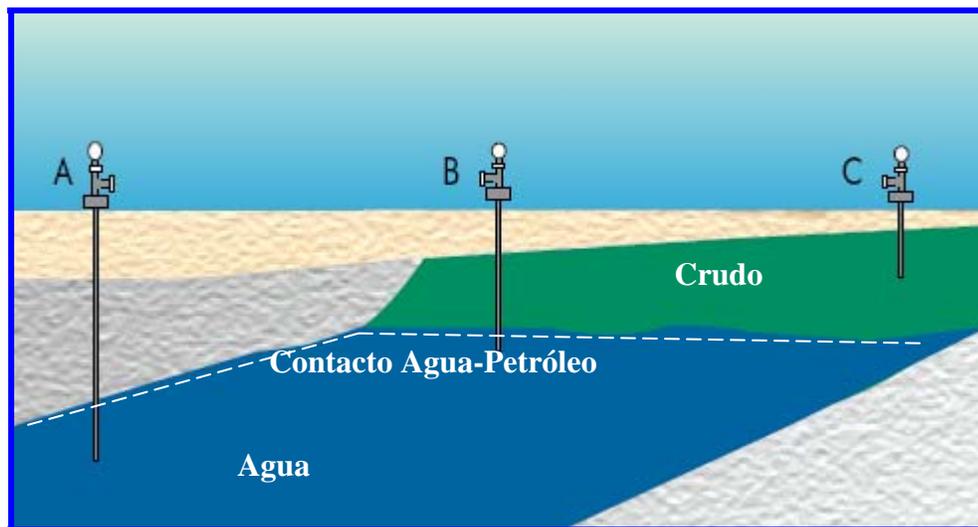


Figura 2.18. Cambios en la composición del crudo frente a la producción.^[18]

Así se puede considerar que durante este proceso se presentan tres fases, las cuales se caracterizan por el incremento de la cantidad de agua presente en el sistema:

Tabla N° 2.2. Características de las fases del crudo.^[18]

FASE	CARACTERISTICAS DEL CRUDO	PROBLEMAS
1	100% Crudo Gas Disuelto	Espuma Hidratos
2	90% Crudo 10% Agua Gas Disuelto	Emulsión Espuma Incrustación Bacterias Hidratos
3	30% Crudo 70% Agua Gas Disuelto	Emulsión Espuma Incrustación Bacterias Hidratos

Existen tres tipos de emulsiones inestables: La Floculación, en donde las partículas forman masa; La Cremación, en donde las partículas se concentran en la superficie (o en el fondo, dependiendo de la densidad relativa de las dos fases) de la mezcla mientras permanecen separados; y La Coalescencia en donde las partículas se funden y forman una capa de líquido. ^[18]

2.37. Espuma En Hidrocarburos

La espuma es un agregado de burbujas separadas una de otras por películas delgadas, lo cual forma un sistema coloidal, producto de la dispersión de un gas en un líquido ó de la incorporación mecánica de gas dentro de una fase líquida. La consecuencia es la formación de burbujas en las cuales la película de líquido rodea un volumen de gas que tiende a ascender en una columna de espuma. Cuando el volumen de líquido es considerablemente mayor que el volumen de gas se tiene una emulsión de gas.

Una espuma es, en muchos aspectos análoga a una emulsión, está constituida por glóbulos dispersos de gas en vez de líquido, en fase líquida.

Como en las emulsiones, también en las espumas, una cuestión es la tendencia a formarse y otra diferente es su estabilidad. Si ambas se forman o se resuelven en forma instantánea o dentro de los tiempos operativos disponibles, no son mayor problema.

La estabilidad de la burbuja es función de la presión, la temperatura y la física de la interfase Gas-Líquido (G-L): elasticidad de la película, formación de una capa gelatinosa y viscosidad de la interfase.

La espuma se genera por baja tensión superficial pero esto por si mismo no asegura una espuma estable porque la naturaleza de la capa superficial es más importante a la estabilidad de la espuma que la baja tensión superficial.^[19]

2.38. Tratamiento De Crudo- Espumas

La espuma es la dispersión de un volumen relativamente grande de gas en un volumen relativamente pequeño de líquido. Cuando el volumen de líquido es considerablemente mayor que el volumen de gas, tenemos una emulsión de gas. En estas, las burbujas de gas son esféricas, están muy esparcidas y la interacción mutua es débil, mientras que en la espuma, están estrechamente juntas, su forma es poliédrica y su interacción mutua es fuerte.^[20]

Los principales problemas causados por la espuma son:

- Reducen la capacidad de la unidad.
- Interrumpen las operaciones.
- Problemas de seguridad.
- Contaminación del gas por arrastre de crudo.

Los equipos más afectados son los separadores de gas, tratadores y tanques de tratamiento.

2.39. Mecanismo De Formacion De La Espuma

La formación de espuma es producto de la elevación de un gas hasta la superficie de un líquido, en donde por acción de la tensión superficial del líquido se originan las burbujas, éstas permaneces durante cierto período de tiempo sin coalescencia y sin ruptura en el volumen vacío y dan origen a la espuma.

La durabilidad (vida, estabilidad) de la espuma producida puede variar. La espuma que rompe rápidamente no acarrea mayores problemas. En caso contrario la espuma puede también formarse, lo cual en el más desfavorable de los casos, puede permanecer un largo período sin romperse. En general, la espuma se forma en fluidos que contienen agentes surfactantes activos (Tensosurfactantes, emulsificantes, humectantes).

Aparte de las sustancias disueltas o dispersas en el líquido, que bajo ciertas condiciones pueden estabilizar la formación de espuma, existen otros compuestos o agentes que podrían ayudar a la formación de espumas como: fragmentos de fibra, jabones calcio, hidróxidos metálicos y sólidos suspendidos.

Los líquidos puros no forman espumas, la estabilización de la espuma requiere de tres factores. Un líquido, un gas y un agente estabilizante. Al remover o debilitar cualquiera de estas tres condiciones, la espuma colapsará.

Asumiendo la presencia de un agente surfactante, la espuma se puede formar de dos maneras básicas:

- **Condensación:** El proceso de condensación sucede cuando se colocan juntas moléculas de gas que están separadas previamente para formar burbujas. El gas ya existe en el líquido y un cambio en la temperatura o presión en el sistema promueve su evolución. Un ejemplo de esto es la espuma que se forma en los vasos de cerveza. El dióxido de carbono se disuelve bajo presión en el medio acuoso, cuando la botella se abre la presión es liberada, mientras es vertida en el vaso las pequeñas burbujas de gas liberado se aglomeran en la superficie para formar burbujas más grandes. Los agentes presentes en la cerveza estabilizan la espuma para formar una “cabeza”.
- **Dispersión:** Este proceso se produce cuando el gas inicialmente no existe en la fase líquida. Existen algunos procesos donde se inyecta aire o gas al fluido líquido y las burbujas formadas pueden coalescer con otras en caso de que exista un agente estabilizante.

La estabilización de las espumas depende de manera primordial de la tensión superficial y por ello en forma indirecta de algunas variables físicas como las siguientes:

- **Elasticidad de la película:** Los surfactantes en la interfase líquido/gas bajan la tensión superficial y estabilizan la espuma. Si consideramos una burbuja con un

surfactante en su superficie, la pared de la misma es un sistema dinámico que está constantemente estrechándose y contrayéndose. La parte más delgada de la película después del estrechamiento contiene menos surfactantes y tiene entonces una mayor tensión superficial, por lo que el surfactante migra de los sitios de baja a los de alta tensión superficial para restaurar el equilibrio. Esto es llamado proceso de autocuración o efecto Marangoni.

- **Viscosidad superficial:** Por la interacción de moléculas surfactantes adyacentes se producen fuerzas tales como enlaces de hidrogeno e interacciones dipolo-dipolo. Esto causa un sistema de tipo polimérico en la interfase que incrementa la viscosidad superficial y estabiliza la película.
- **Viscosidad del líquido:** Las espumas formadas en líquidos viscosos son estables debido a que el drenaje de la película es lento, lo que inhibe la ruptura de las paredes de la burbuja.
- **Repulsión eléctrica de doble capa:** Cuando los surfactantes iónicos están presentes (aniónicos o cationicos) el adelgazamiento de las paredes de la burbuja procede solo hasta que los grupos cargados estén lo suficientemente cerca uno del otro para causar repulsión eléctrica y prevenir adelgazamientos adicionales.
- **Difusión de gas:** La espuma generada consiste de una amplia distribución de tamaños de burbujas. Las burbujas pequeñas tienen una presión interna mayor que las grandes y entonces el gas tiende a difundirse de las pequeñas a las grandes con el consiguiente rompimiento de las paredes de las burbujas.^[20]

2.40. Control De Las Espumas

Para el control de la espuma se utilizan dos métodos importantes y sus usos están relacionados íntimamente con la naturaleza del proceso donde se forma y la cantidad de la misma:

- **Método Mecánico:** Este método consiste en la aplicación de choques a la superficie de la espuma, con el propósito de colapsar o romper las burbujas. Estos choques pueden ser de tipo térmico, mecánico o eléctrico como: rompedores de espuma o barras giratorias, aspersores en forma de pequeñas gotas (spray), aspersión de líquido o vapor sobre la espuma, etc.

- **Método Químico:** El método más generalizado en el control de la espuma y de mayor efectividad consiste en la aplicación de compuestos químicos, los cuales por su mecanismo de acción pueden clasificarse como antiespumantes (inhibidores) y despumantes (eliminadores). Sin embargo en la práctica ambos pueden actuar de las dos maneras. Para el uso de estos productos se debe tener en cuenta lo siguiente:
 - ✓ La adición de antiespumante se efectúa normalmente aguas arriba del problema, donde actúa, como antiespumante en la prevención ó como despumante cuando la espuma ya está formada.

 - ✓ Debe ser añadido de forma que se obtenga una buena dispersión, un producto que sea efectivo a 1 ppm puede requerir 1000 veces más si no se dispersa en forma adecuada.

- ✓ Debe añadirse de forma continua cuando existe el potencial de formación de espuma.
- ✓ La dosis dependerá de la severidad del problema y de la cantidad de surfactante presente.
- ✓ No sobredosificar, ya que se reduce la efectividad del producto. El tratamiento debe comenzar en dosis bajas e ir aumentando gradualmente hasta alcanzar el valor óptimo.^[20]

2.41. Antiespumantes

Los antiespumantes son productos químicos que evitan que se forme espuma con el movimiento durante el procesamiento del crudo donde las burbujas pequeñas se combinan para formar otras más grandes las cuales ascienden hacia la superficie rápidamente. Los antiespumantes deben tener una tensión superficial inferior al del agente tensoactivo para que produzca el efecto opuesto y provocar así el adelgazamiento rápido de la espuma.

El mecanismo por el cual los antiespumantes controlan y distribuyen la espuma es muy complejo.^[20] Un antiespumante debe reunir cuatro características básicas para alcanzar su máxima efectividad:

- Debe ser insoluble en el medio espumante.
- Debe tener menor tensión superficial que el medio espumante.
- Debe poseer facilidad de dispersión y gran poder de difusión.
- Debe ser inerte.

2.42. Tipos De Producto Usado

Los antiespumantes son mezclas complejas, que pueden contener hasta cinco componentes activos diferentes como:

- Aductos de alquil óxidos.
- Hidrocarburos (aceites minerales, aceites blancos y parafina).
- Alcoholes.
- Ácidos grasos.
- Ésteres (incluyendo grasas, ceras, ésteres fosfóricos).
- Amidas.
- Siliconas y Sílicas.

Los agentes de distribución o emulsificantes, actúan distribuyendo el componente activo a través del área superficial del medio. Normalmente, son productos tensoactivos de naturaleza poco divulgada.

Los agentes de transporte o vehículos, son compuestos que sirven a los componentes antes mencionados para lograr un producto final de fácil y sencillo manejo, los cuales pueden ser: kerosene, agua, aceites minerales, gasoil, etc.

2.43. Siliconas

En el sistema de producción de petróleo y gas el producto comúnmente usado es la silicona. Éstas son fabricadas a partir de un material natural (arena/cuarzo). Existen varios polímeros pero el más común es la polidimetil silicona o polidimetilsiloxano (PDMS), un polímero orgánico con esqueleto inorgánico, como se observa en la Figura 2.19.^[20]

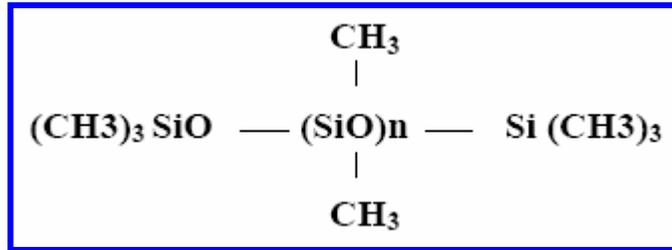


Figura 2.19. Estructura de un compuesto Siliconado.^[20]

El grado de polimerización es indicado por los grupos “n” que en el rango 0 a 2500 pueden generar un PDMS de 0.65 a 10^6 Cps de viscosidad. Son incoloras y con fluencia variable según su viscosidad, además son no iónicas y no polares, muy insolubles en agua y repelentes de las mismas (son impermeabilizantes).

Su tensión superficial de 21 Dyn/cm y como todos los sistemas se mueven a un estado de menor energía, cualquier efecto que tienda a incrementar área interfacial o tensión superficial, desestabilizará la espuma.

Siendo solubles en hidrocarburos livianos y medianos, son fáciles de dosificar a la entrada del separador. La mayor aplicación de las siliconas como antiespumantes es en la separación gas-petróleo.

Los antiespumantes de silicona actúan entrando en la interfase y dispersándose espontáneamente causando la ruptura de la burbuja ó reduciendo la estabilidad de la burbuja. La habilidad para ingresar a la interfase y dispersarse es determinada por una combinación de tensiones superficiales e interfaciales.

La efectividad del antiespumante de silicona depende básicamente de tres condiciones:

- Que el antiespumante tenga una tensión superficial menor que el medio espumante.
- Que el antiespumante se disperse en el medio espumante.
- Que el antiespumante sea compatible y estable con medio espumante.

La selección del antiespumante se hace de acuerdo al medio espumante que se va a tratar: Acuoso, no acuoso o solvente. Además verifica la cantidad de espuma que se requiere controlar o eliminar. Entonces dependiendo de las condiciones anteriores se recurre al antiespumante adecuado. La mayoría de ellos se compone de emulsión de silicona de gran estabilidad y son diluibles en agua. En el 80% de los casos, estos productos se incorporan directamente en el medio a utilizar requiriendo únicamente una agitación suficiente para lograr una completa dispersión. ^[19]

2.44. Cálculos Básicos Asociados Al Tratamiento

- **ppm (PARTES POR MILLÓN):** Los ppm son una unidad de concentración de uso rutinario. No es más que la cantidad o volumen de producto químico presente en cada millón de barriles de crudo en base seca (para demulsificantes, antiespumantes) o de agua (en el caso de tratamiento de clarificantes, inhibidores de corrosión, control de durezas o biocidas). Se utiliza la fórmula siguiente:

$$ppm = \frac{Dosis}{Producción\ Seca\ en\ Miles\ de\ Barriles} * Factor\ de\ Conversión$$

Si la dosis esta en galones el factor es de 23,8 y si esta en litros de 6,28.

Este factor se obtiene de la conversión de galones o litros a barriles (barril = 42 galones = 159 litros)

- **Dosis de Producto Químico Tratante:** Es la dosis diaria que se consume en cada punto de inyección. Para esto se mide con un cronometro y un cilindro graduado la dosis en ml/seg. Y se aplica la formula:

$$Dosis \left(\frac{Gal}{Dia} \right) = \left(\frac{ml}{seg} \right) * 22,8$$

Este factor se obtiene de la conversión de segundos a días y mililitros a galones utilizando los correspondientes factores de conversión.

CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO

3.1. Tipo De Investigación

El desarrollo de este proyecto de grado se basó en la investigación documental, experimental y de campo, con la finalidad de realizar un análisis para elaborar propuestas de optimización del sistema de tratamiento químico a pozos productores, para la desgasificación del crudo en los separadores y la plataforma de cabezales de pozo WHP en el Campo Corocoro del Distrito Güiría. PDVSA Petrosucre.

3.2. Herramientas Utilizadas

3.2.1. Archivos Físicos

En estas carpetas se encuentran toda la historia del pozo desde su localización hasta el último trabajo realizado al mismo. Estas carpetas contienen toda la información referente a la perforación, completación, reacondicionamiento, pruebas de producción, pruebas de presión, análisis de núcleo y registro de pozos.

3.2.2. Sistema EXPERION PKS

Es un sistema DCS (Distribuite Control System), el cual se basa en el control del proceso mediante la automatización, el cual es usado para el monitoreo del sistema de producción para chequear variables y parámetros que inciden en dicho proceso.

El Sistema de Control de la facilidad WHP está basado en el Controlador C200 de Honeywell. El Sistema está compuesto por dos Controladores C200, el primero es el BPCS (Basic Process Control System) el cual tiene integrado dos rack remotos, el

segundo rack integra vía devicenet el CCM, el segundo rack integra vía Controlnet el Sistema Fire Panel de Detronics y el Panel View asociado al panel hidráulico. En la Figura 3.1 se muestra un esquemático de los componentes físicos del sistema Exerion.

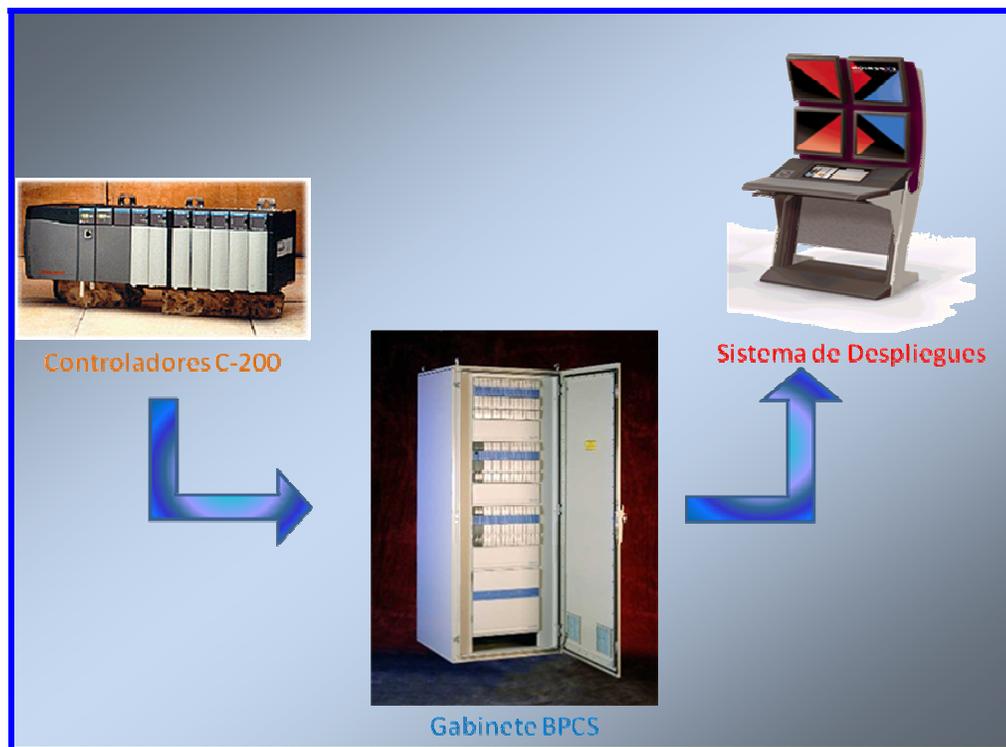


Figura 3.1. Sistema Exerion PKS

Los Controladores C200 se comunicarán vía ethernet a través de dos switches al Servidor Exerion del CPF, el cual estará instalado en el FSO para esta primera fase del Proyecto.

Mediante lógicas de control se configuran señales I/O (entradas y salidas) analógicas y digital de instrumentación de campo; esta lógica de control se configura en el PLC (Programmable Logic Control), en este caso es el C-200, a través de

despliegues en el sistema (Figura 3.2) el operador puede ejercer control de estas señales sin necesidad de ir al campo a manejar el proceso; esta acción se llama HMI (human machine interface). Es decir, el operador desde una sala de control puede monitorear y tomar control de todo un proceso a través de un DCS.

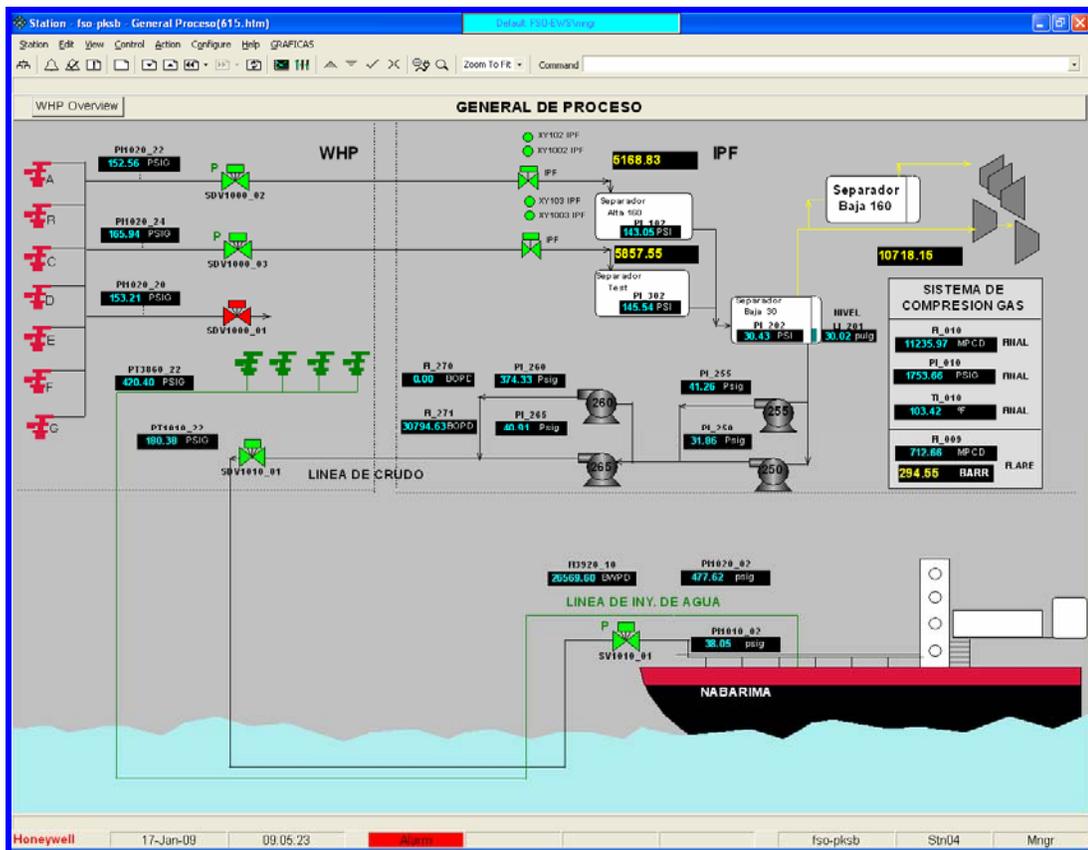


Figura 3.2. Despliegue del Proceso General.

3.3. Procedimiento Metodológico

El trabajo realizado es de fase diagnóstica, es decir, a través de los resultados obtenidos del estudio se determinarán las necesidades del área con respecto al problema analizado.

La metodología empleada para llevar a cabo cada uno de los objetivos planteados se describe a continuación:

3.3.1. Revisión Bibliográfica

Consistió en la revisión detallada y recopilación de la información tanto referente como relacionada al tema en estudio sirviendo de soporte para la comprensión y análisis de datos y de los resultados obtenidos. Se ubicaron las fuentes de información donde fue posible conseguir el siguiente material bibliográfico:

- Libros.
- Informes técnicos (Papers).
- Manuales técnicos.
- Tesis de grado.

3.3.2. Recopilación de la Información

Para llevar a cabo el estudio de los diferentes pozos y de los sistemas de proceso fue necesario recopilar gran cantidad de información de Campo y de los pozos seleccionados según el área asignada para el reconocimiento de los procesos de producción y del sistema actual, que va desde parámetros pertenecientes a yacimiento hasta los que se manejan en superficie. Consulta a expertos en técnicas producción y procesos de campo, técnicos y operadores de los procesos de producción en la plataforma de cabezales de pozo WHP y en la gabarra de facilidades de procesamiento temporal (IPF).

La información referente a la producción de los pozos fue tomada de los potenciales de producción, de los cuales se obtuvieron parámetros como producción

diaria de petróleo (MBPD), producción de gas diario (MMPCD), gravedad °API, porcentaje de agua y sedimentos, diámetro del reductor, presión de cabezal y presión de línea, y apoyados en la interpretación del sistema Experion PKS.

La obtención de parámetros como: longitud de línea de superficie, diámetro nominal de la línea de flujo, diámetro de reductores, presión de línea, presión de cabezal, presión y especificaciones técnicas de los separadores, y presión en el sistema de bombeo, se realizó a través de planos (P&ID) disponibles del sistema producción, monitoreo en el sistema Experion PKS, y maniobras de proceso de Campo, así como también de la toma de muestras de crudo desde los cabezales de pozo, reportes de producción e inventarios de dosificación de antiespumante, y de la consulta y orientación de parte de los Supervisores, técnicos y operadores de producción del Campo Corocoro.

Información de Yacimientos:

De entrevistas con el personal del departamento geológico y de ingeniería de yacimientos se pudo obtener información geológica del campo, la cual define que la estructura que representa este yacimiento es un anticlinal sepultado de corrimiento posterior que exhibe un cierre tanto en tres vías como en cuatro, como se indica en la Figura 3.3.

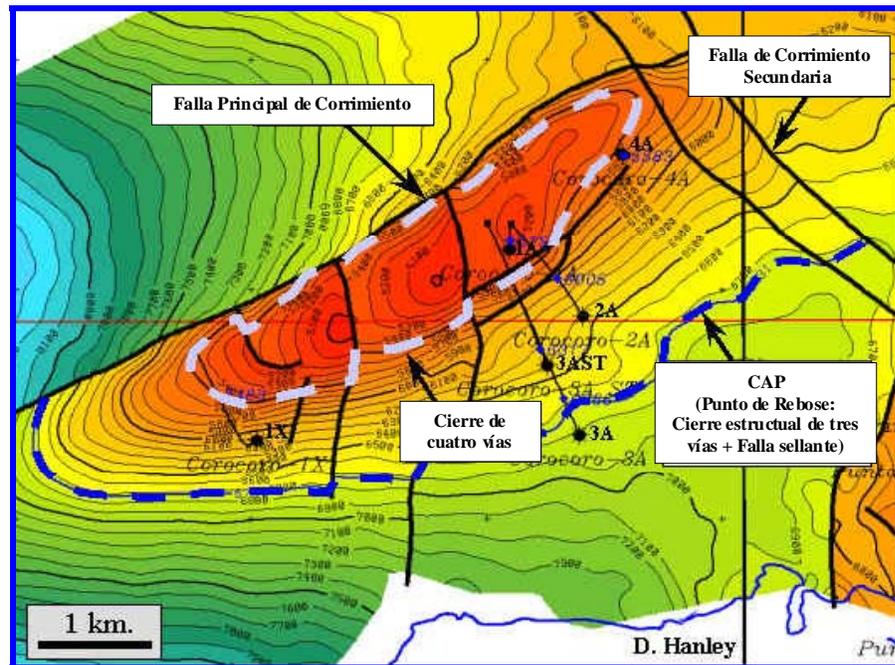


Figura 3.3. Mapa Estructural con profundidad de la Secuencia 70-A

Los sedimentos del campo Corocoro que contienen hidrocarburos están atrapados al Norte por la falla de corrimiento principal de Corocoro y al Este por la falla “cizalla”, una falla transnacional y algunas veces rotacional formada contemporáneamente por la falla de corrimiento de Corocoro. Ambas fallas, la falla principal de corrimiento y la falla cizalla proveen la clausura crítica del campo, con columnas de petróleo de una altura de 1.750 pies (buzamientos en tres vías + un cierre de falla en la arena de la Secuencia 70-A) y las columnas de gas con una altura de 1000 pies.

Los datos PVT provenientes de las arenas 70-A y 70-B evidencian los parámetros de estos yacimientos y características de los fluidos, los cuales se presentan en la siguiente tabla:

Tabla N° 3.1. Propiedades físicas de la arena 70-A y 70-B.

PARÁMETROS	YACIMIENTOS	
	70-A	70-B
Presión de Yacimiento (lpca)	2803	2654
Presión de Burbujeo (lpca)	2419	2261
Temp. De Yacimiento (°F)	162.7	161.3
Permeabilidad (mD)	300	912
Arena Neta Petrolífera (ft)	100	160
Daño de Formación	7	3.7

Hidrocarburos en Sitio:

Los cálculos determinísticos facilitados por el personal de ingeniería de yacimientos de los Hidrocarburos Originales en Sitio (POES y GOES) tienen como base los mapas estructurales del yacimiento, para la porosidad, relación espesor neto-bruto, saturación de agua y el factor volumétrico de formación. Los resultados se resumen a continuación en la Tabla N° 3.2.

Tabla N° 3.2. Clasificación de Hidrocarburos en Sitio.

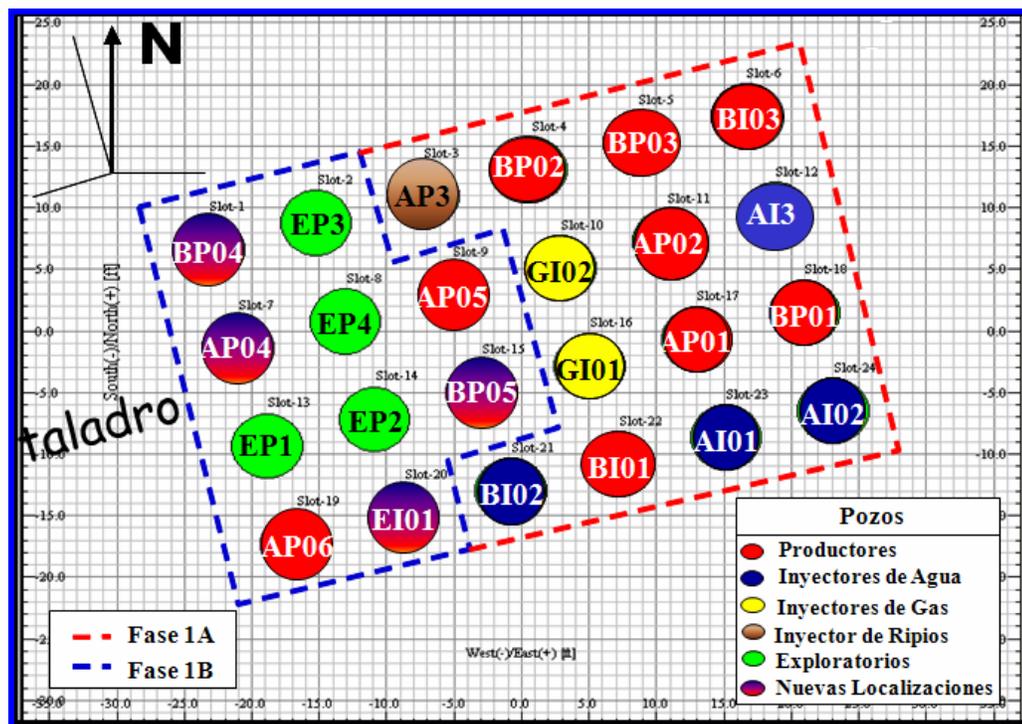
YACIMIENTO	CLASIFICACIÓN	POES (MBN)	GOES (MMPCN)
70-A	Probada	297,250	139,924
70-B	Probada	284,183	101,453

Selección de los Pozos:

Se procedió a la ubicación y selección de los pozos según el área asignada. La plataforma de cabezales de pozo (WHP) es una instalación que facilita la perforación de pozos para producción de crudo de 24 ° API, con un total de 24 slots de los cuales 13 son productores, 4 inyectores de agua, 2 inyectores de gas, 1 inyector de rípios y 4 pozos de desarrollo.

Actualmente en el yacimiento 70-A están completados 7 pozos de los cuales 4 son productores y 3 son inyectores de agua para el mantenimiento de la presión; y en la arena 70-B están completados un total de 6 pozos, 5 productores y 1 de inyección de agua, estos pozos están equipados con sensores de fondo para mediciones de presión y temperatura. En los anexos 1 y 2 se puede apreciar los mapas estructurales de los yacimientos 70-A y 70-B con la trayectoria de los pozos donde se detalla la ubicación de los sensores de fondo.

En la Figura 3.4 se muestran los slots de la distribución de los pozos del Campo Corocoro.



**Figura 3.4. Distribución de los Pozos del Campo Corocoro.
Completación de los Pozos:**

Los 24 pozos pertenecientes a este Campo, tanto productores como inyectores de agua y gas poseen una completación horizontal y sub-horizontal, altamente inclinados y cuentan con equipos de control de arena en el fondo del pozo. La información de las tuberías de producción y revestidores, tales como: diámetro interno, externo y espesores, así como profundidad e intervalos de la arena cañoneada, son obtenidas de carpetas de pozo y de los diagramas mecánicos de cada pozo como se indica en la Figura 3.5.

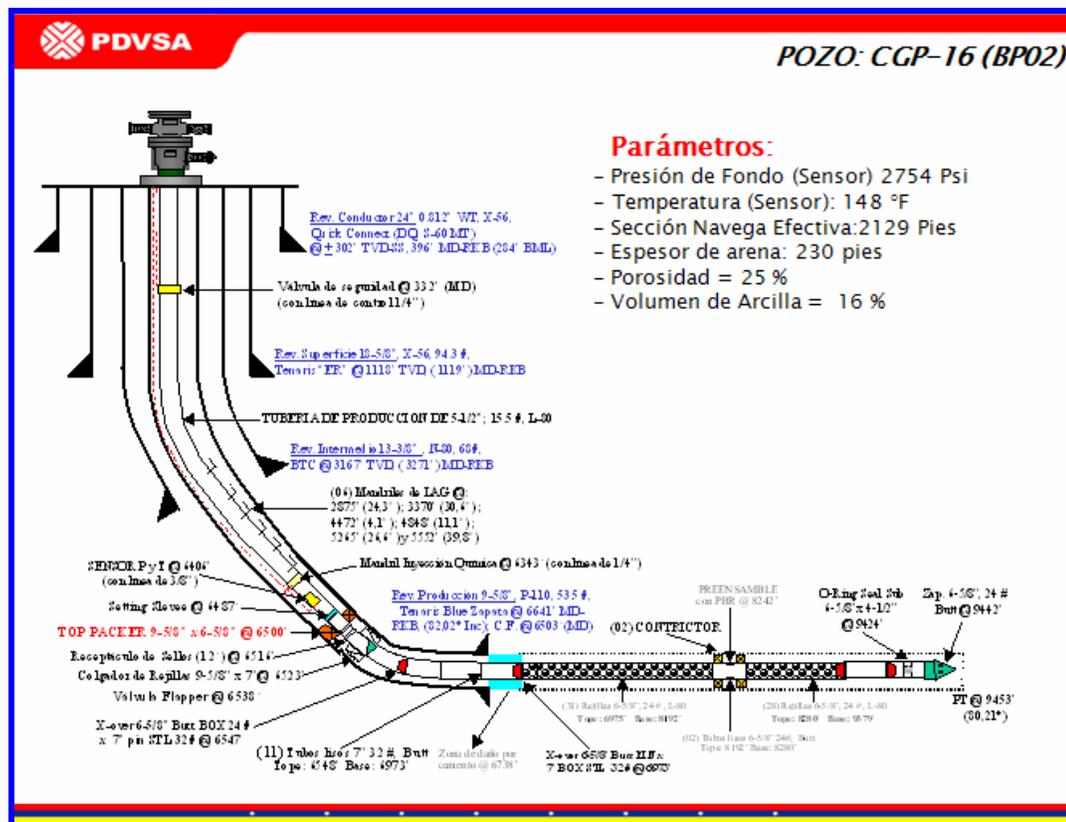


Figura 3.5. Diagrama de Completación del Pozo CGP-16 (BP-02).

Los objetivos de completación que se establecieron para los pozos de producción en los yacimientos 70 A, B y E de Corocoro son los siguientes:

- Alta productividad de los pozos.

- Minimizar cualquier formación de conos de agua y/o gas.
- Minimizar la producción de arena a la superficie.

Los estudios de esfuerzos en la roca de estas formaciones productoras del Campo Corocoro indicaron la presencia de arenas poco consolidadas, los cuales midieron valores muy bajos de fuerza comprimida y no confinada, equivalente a menos de 207 lpc. Por lo que la estrategia de completación aplicada de hoyo revestido o abierto, determinó usar una especie de forros de exclusión de la arena que se encuentra presente en el fondo del pozo, con la finalidad de cumplir con el objetivo de “no arrojar ninguna producción de arena a la superficie”.

Se establecieron objetivos de completación similares para los pozos de inyección de agua: Inyectividad de agua alta y sostenida. Si los inyectores son refluidos a la superficie para efectos de limpieza, no debería existir ningún tipo de producción de arena que vaya a la superficie.

Con el propósito de alcanzar una alta inyectividad en las zonas acuíferas que se hallan por debajo de los contactos petróleo-agua en cada una de las respectivas zonas 70 A, B y E, se utiliza la misma geometría horizontal del pozo perforado a hueco abierto, con tamices únicos. Esta geometría suministra la alta inyectividad y distribuye el soporte de inyección de agua en forma de una línea impulsora la cual permite la eficiencia máxima del barrido de desplazamiento. Adicionalmente, estos tamices aportan el mecanismo de exclusión de arena hoyo abajo para impedir la producción de esta a la superficie, en caso de que el refluo del pozo sea necesario. El levantamiento del gas es considerado como la opción de levantamiento artificial más efectiva. Todos los pozos son equipados con mandriles para el levantamiento de gas. Sin embargo, no se requiere el levantamiento del gas hasta que el agua empiece a abrirse paso, lo cual se tiene previsto para el segundo año de producción.

En los anexos 3, 4 y 5 se pueden observar los diagramas mecánicos de completación de los tres pozos espumosos AP-06, BI-01 y BI-03.

Información de Producción y de Superficie:

Para llevar a cabo la optimización del sistema de tratamiento químico a través del análisis de los procesos vinculados a las operaciones de producción fue necesario contar con información relacionada con las condiciones de operación actualizadas. En las tablas N° 3.3 y 3.4 se ilustran las condiciones en cuanto al balance de crudo que se obtiene diariamente en el IPF y el resumen de los pozos productores, así como las condiciones de producción y entregas de corriente en la tabla N° 3.5.

Tabla N° 3.3. Resumen del IPF-Balance de Crudo.

Separador	Presión (Psi)	Acumulado (Bl/Día)	Temp. (°F)	Dosis Antiespumante (Gal/Día)
Alta	160	17.812	117	36
Baja	34	33.034	105	40
Prueba	160	15.222	123	17
Múltiple Producción	168			32
Múltiple Prueba	176			27
Dosis Total				152

Tabla N° 3.4. Resumen de Pozos Productores.

POZO	Localiz.	Pb (Psia)	Pwf (Psi)	Temp. (°F)	P cab (Psia)	P _{Línea} (Psi)	Separador	Choke (Pulg)
------	----------	-----------	-----------	------------	--------------	--------------------------	-----------	--------------

CGP-09	AP-02	2419	2274	151	607	166	General	34/64
CGP-14	BP-01	2261	2433	153	593	179	Prueba	63/64
CGP-19	BI-03	2261	2625	155	621	181	Prueba	44/64
CGP-06	AP-01	2419	2423	156	633	166	General	42/64
CGP-16	BP-02	2261	2359	150	637	168	General	67/64
CGP-15	BI-01	2261	2572	154	605	181	Prueba	47/64
CGP-18	BP-03	2261	2341	143	0	0	Cerrado	0/64
CGP-20	AP-06	2419	2572	156	567	167	General	26/64
CGP-24	AP-05	2419	2434	153	714	166	General	21/64

Tabla N° 3.5. Condiciones de Producción y Entregas de Corriente.

PRODUCCIÓN	FLUJO	P. ENVÍO (Psi)	T. ENVÍO (°F)	DESTINO
Crudo	33.000 BND	370	103	FSO Nabarima
Gas	13,5 MMPCND	1742	112	Pozos Inyectores

3.3.3. Análisis de los Sistemas de Producción

Se describieron los planes operativos de los procesos de producción de crudo, gas y agua en el Campo Corocoro, así como los elementos de producción a nivel de la plataforma WHP y la facilidad de procesamiento temporal IPF. Esto se pudo lograr a través de visitas a las instalaciones de la Plataforma de Cabezales de Pozo (WHP) y la gabarra de procesamiento temporal (IPF) para conocer el desarrollo de las operaciones, además del estudio del comportamiento de cada uno de los pozos y revisión de parciales de producción.

Descripción General del Manejo de Producción:

La producción que actualmente se maneja en la Plataforma de Cabezales de Pozo (WHP), es la obtenida de los 9 pozos que actualmente están en producción en el Campo Corocoro, los cuales se presentan a continuación en la Tabla N° 3.6:

Tabla N° 3.6. Pozos Productores.

POZO	LOCALIZACIÓN	TIPO	ESTATUS
CGP-09	AP-02	Productor	Producción
CGP-14	BP-01	Productor	Producción
CGP-19	BI-03	Productor	Espumoso
CGP-06	AP-01	Productor	Producción
CGP-16	BP-02	Productor	Producción
CGP-15	BI-01	Productor	Espumoso
CGP-18	BP-03	Productor	Cerrado
CGP-20	AP-06	Productor	Espumoso
CGP-24	AP-05	Productor	Producción

La producción de estos pozos llega al cabezal de recolección del WHP, ubicado dentro de la misma plataforma. Este cabezal alimenta al tren de producción general para la separación en alta y en baja presión; y al tren de prueba para el separador de prueba. El IPF procesa un promedio de 33000 BPD de crudo y 13,5 MMPCD de gas.

Manejo de Crudo:

El proceso está constituido por un sistema de entrada de 33000 BPD provenientes del WHP a una presión de 160 psig, y consta de tres separadores, uno de alta presión (V-101), uno de baja presión (V-201) y uno de prueba (V-301).

El flujo de líquidos entra al separador de alta presión de 72"ODx30" que opera a una presión de 160 Psi, donde se produce una separación bifásica, la corriente de gas de 11 MMPCD medido por el FT-101 (Daniel 14.3 Senior Fitting 8" 150 psi Sch 40) va hacia el sistema de compresión de alta y la corriente de líquidos, que pasa por

el medidor FT-102 de 6" Turbina Flor Meter, va hacia el separador de baja presión de dimensiones 72"ODx30", donde nuevamente sufre una separación bifásica, la corriente de gas de 2,5 MMPCD, medido por medidor FT-201, tipo Daniel 14.3 Senior Fitting 8" de 150 psig, va al nivel intermedio del sistema de compresión de alta y los líquidos son enviados al sistema de bombeo hacia la WHP.

El sistema de bombeo consta dos trenes en paralelo, cada uno con dos bombas en serie, los cuales bombean los líquidos hacia el WHP, las bombas actúan dos en relevo (booster) y dos como bombeo principal, pueden operar de una manera flexible, es decir, cada una de las 2 bombas principales puede ser alimentada por cualquiera o ambas de las dos bombas booster. Las bombas booster están identificadas como P-250 y P-255, United 8x8x16, vertical, 40 HP, 460/3/60 de 33000 BLPD cada una, estas succionan los líquidos a 30 psig y los descarga a 38 psig, donde las bombas principales P-260 y P-265, Bingham 4x6x10,5, de dos etapas, 250HP, 460/3/60, 33000 BLPD, cada una, succionan a 38 psig y descargan a 200 psig, hacia dos medidores denominados "crudo desde las bombas principales", FT-270 y FT-271, estos instrumentos miden el crudo hacia el WHP, son idénticos, Model 101001298, 6" Watercut monitor, Model 7106 Barton Turbina Meter.

El sistema de producción también consta de un separador trifásico de prueba V-301 de 72" OD x 30", que opera a 160 psig y el cual recibirá la producción de líquidos proveniente de una prueba de pozos o de un arranque de pozo, maneja 6.8 MMPCND de gas, 15000 BPD y 1500 BAD. Los líquidos separados, de manera independiente (agua y petróleo) son medidos y enviados al separador de baja, donde se mezcla con la corriente de líquidos provenientes del separador de alta y nuevamente se produce una separación bifásica. El crudo se mide en el medidor FT-302, Model 100062996, 4" Turbina Flor Meter, el agua se mide en el medidor FT-300 Model 100079581, 1½" Turbina flor Meter y el gas es medido en el medidor FT-301

Daniel 14.3 Senior Fitting 6" 150 psig Sch 40, y enviado a la succión del compresor de alta.

Las corrientes de salida desde la IPF pasan por un sistema de medición antes de ser transmitidas hacia la WHP. Todos los Separadores mencionados cuentan con válvulas de seguridad y alivio en caso de sobrepresión por fuego externo en las áreas respectivas.

Manejo de Gas:

El sistema de compresión está constituido por tres unidades compresoras, a saber: Un compresor de baja presión, C-500, de 3MMPCND de capacidad, presión de succión 30 psig, presión de descarga 160 psig, impulsado por un motor eléctrico, esta es una unidad "skid mounted", es decir, montada en un patín donde todo el sistema esta integrado, compresión, enfriamiento – depuración de descarga en un enfriador de gas con aire. Dos compresores, idénticos C-510 y C-520, de alta presión, con capacidad de 13,5 MMPCND, presión de succión 160 psig, presión de descarga 2200 psig, impulsado por un motor eléctrico de 885 RPM, a la descarga el gas va hacia un enfriador de gas con aire. De igual manera, montados sobre patines que integran todo el sistema en serie de compresión – enfriamiento – depuración. En la Figura 3.6 se indica un Esquemático del sistema de compresión de alta presión.

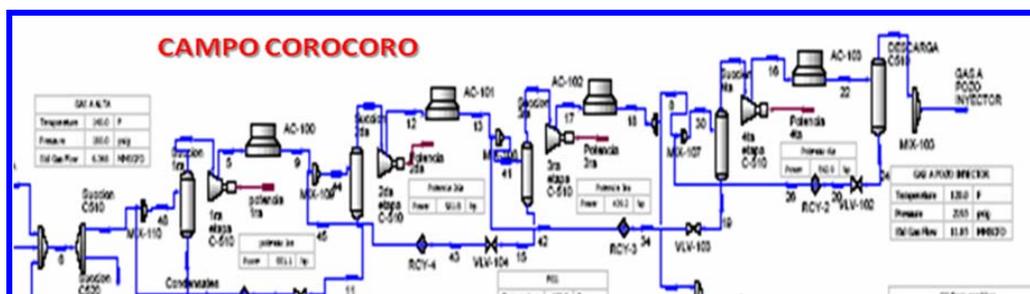


Figura 3.6. Sistema de Compresión de Alta con 4 Etapas.

El gas a compresión proviene del separador de alta V-101, 11 MMPCND, a una presión de 160 psig, hacia el cabezal de succión de 10", los 2 compresores de alta succionan de éste cabezal 13,5 MMPCND cada uno, y es comprimido según las secuencias de etapas de 160 psig a 300 psig en la primera etapa, de 300 psig a 572 psig en la segunda etapa, de 572 psig a 971 psig en la tercera etapa y de 971 psig a 2000 psig en la cuarta etapa, en esta última, después de haber pasado por el enfriador y el depurador de descarga, el gas va a un cabezal de descarga de 4", el cual operará a 2000 psig, de allí, es medido en el FT-010 Daniel 14.3 Senior Fitting 4" ANSI 1500 psi, éste flujo es el gas de exportación desde la IPF hacia la WHP para inyección en pozos. En la descarga de tercera etapa, después del enfriador y antes del depurador, se realiza una toma de gas, para ser usado como gas combustible en las turbinas, con un volumen total de 1,632 MMPCND, a una presión de 971 psig, medido en el FT-008, Daniel 14.3 Senior Fitting 2" 150psi Sch 40.

El volumen de 1.0 MMPCND de gas separado en el separador de baja V-201, a 30 psig va hacia el cabezal de succión del compresor de baja presión de 8", el gas es comprimido, hasta 105 psig, enfriado, depurado y enviado al cabezal de succión de los compresores de alta mezclado con el gas proveniente del separador de alta.

Los depuradores interetapas y los de descarga de los compresores de alta y el depurador del compresor de baja, cuentan con válvulas de seguridad y alivio en caso de sobrepresión por fuego externo en el área de los mismos. Los líquidos de estos depuradores, son retirados por medio de válvulas de control de nivel y enviados al sistema de depuración del nivel de presión inmediatamente inferior, es decir, los líquidos del depurador de descarga son despachados hacia el depurador de tercera etapa, los líquidos del depurador de tercera etapa son despachados hacia el depurador de segunda etapa y los líquidos del depurador de segunda etapa son despachados hacia el depurador de entrada o de succión de los compresores. Los líquidos separados en el depurador de succión son enviados al separador de baja presión.

Un esquema del proceso en el patín de los compresores de alta C-510 y C-520 y del compresor de baja C-500, se muestran en las Figuras 3.7 y 3.8.

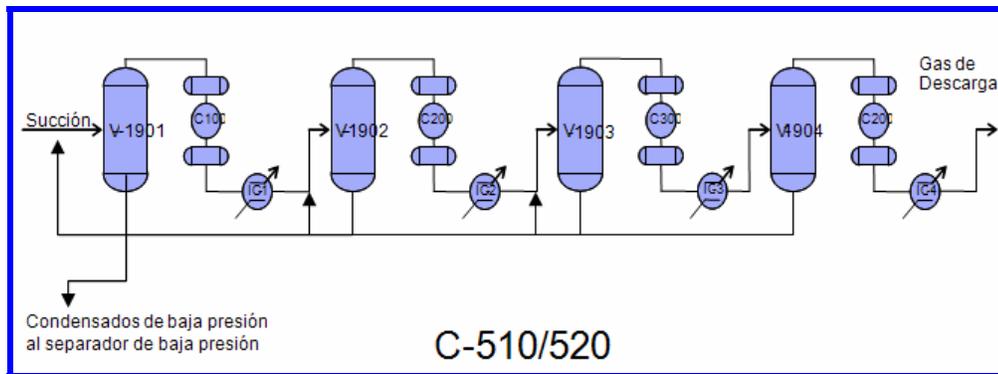


Figura 3.7. Procesos Internos de los Compresores de Alta C-510 y C520.

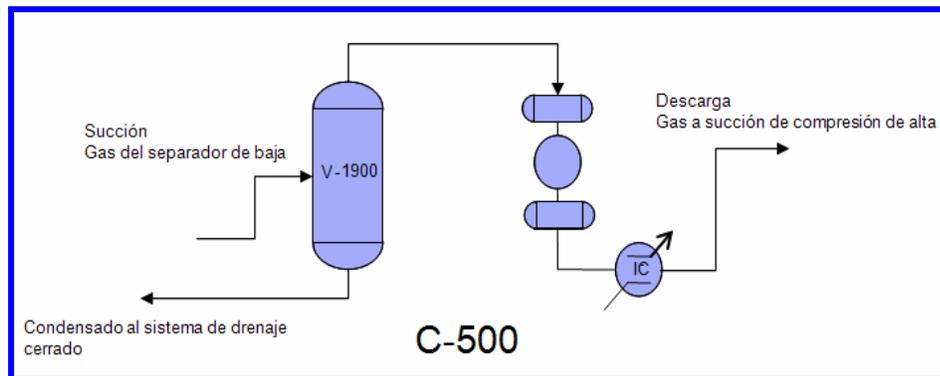


Figura 3.8. Procesos Internos del Compresor de Baja C-500.

3.3.4. Diagnóstico de los Problemas Existentes

Se realizó una evaluación a los productos químicos que actualmente se utilizan en cuanto a la dosificación diaria y sistema de puntos de inyección de antiespumante tanto en la plataforma (WHP) como en la gabarra de procesamiento temporal (IPF) y al desarrollo de las operaciones de producción para diagnosticar los problemas existentes, lo cual se realizó mediante monitoreo del sistema de producción a través

del sistema Experion PKS para el chequeo de las variables y parámetros que inciden en el proceso de producción.

Análisis del Sistema de Bombeo:

El sistema de bombas está conformado por dos (2) bombas centrífugas verticales de 8" x 8" x 16" con 40 HP que tienen la capacidad de manejar 33.000 BPD y dos (2) bombas centrífugas de 250 Hp, dos etapas 4" x 6" x 10,5 con capacidad para manejar 33.000 BDP. El segundo par de bombas tienen como función transferir el fluido hasta la unidad de almacenamiento flotante (FSO), mientras que el primero tiene como función incrementar la presión del fluido que sale del separador de baja para que entre a la succión de las bombas de transferencia. A continuación en la Tabla N° 3.7 se muestran las características técnicas de estos equipos:

Tabla N° 3.7. Características técnicas de las Bombas Booster y de Transferencia.

DESCRIPCIÓN	BOMBAS BOOSTER	BOMBAS TRANSFER
Presión de Succión	30 Psig	70 Psig
Presión de Descarga	70 Psig	230 Psig
Potencia	40 HP	250 HP
Capacidad	33000 BPD	33000 BPD
Tipo	8 x 8 x 16	4 x 6 x 10,5
Disponibilidad	96%	96%
Cantidad de Bombas	2	2

La transferencia de líquido (33000 BPD) provenientes del separador del IPF son dirigidos a las Bombas Booster a una presión de 30 Psi, dichas bombas tienen un arreglo en paralelo y cada una tiene la capacidad de llevar la presión de la corriente proveniente del separador de baja a 70 Psi.

Las descargas de las bombas booster arregladas entre si en paralelo, están conectadas en serie a las dos bombas centrífugas multietapas (Bombas de Transferencia). Las bombas booster elevan la presión de la corriente de líquido a 230

Psig, y de esta forma el sistema permite transferir los líquidos al FSO con una presión de llegada de aproximadamente 20 Psig. El arreglo en paralelo de las bombas booster permite que en todo momento exista una bomba en reserva mientras la otra funciona en serie con una de las bombas de transferencia.

3.3.5. Toma de Muestras y Ensayos de Laboratorio

Luego del recorrido por el área de muestreo, se designaron los pozos que mayor problema presentaron, de los cuales se tomaron muestras de crudo para sus respectivos análisis y ensayos de laboratorio y para la aplicación de tratamiento químico mediante los productos proporcionados por diferentes casas químicas, tomando en cuenta los puntos de inyección de antiespumante y la dosificación.

Para el procesamiento y análisis de las muestras, fue necesario involucrar procesos comunes como la determinación del porcentaje de agua y sedimentos, medición de la gravedad °API, determinación de densidad y gravedad específica, determinación de la viscosidad absoluta y cinemática, determinación del punto de inflamación y combustión, punto de fluidez, determinación del rango de destilación para saber la naturaleza química del hidrocarburo y clasificarlo de acuerdo a su base.

En campo se realizó la prueba de desgasificación la cual consistió en tomar un volumen inicial de una muestra de crudo, directamente del cabezal del pozo, luego esperar el tiempo de desgasificación de dicha muestra hasta que se haya dispersado la espuma para tomar el volumen final y así saber el porcentaje de espuma con respecto al crudo.

Igualmente se realizó la prueba de eficiencia de productos o ensayo de productos químicos donde diferentes casas químicas compitieron por la selección del antiespumante más eficaz. Y la prueba del producto en campo la cual consistió en

empacar las líneas con el producto seleccionado sin detener la producción para observar el comportamiento del sistema de producción.

3.3.6. Revisión de los Elementos Mecánicos del Separador

Se realizó la revisión física del diseño y configuración interna y externa de los separadores de alta y de baja presión así como el separador de prueba, para comprobar su eficiencia y mejorar la capacidad de operación. Esto se logró mediante visitas a las instalaciones de la facilidad de procesamiento temporal (IPF) y a través de planos, diagramas de instrumentación, esquemáticos de los equipos, memoria descriptiva del proceso y filosofías de operación y control.

El sistema de separación en cascada consta en dos separadores de producción (alta y baja) y uno de prueba a pozo. La primera separación se realiza en el separador de alta a 160 Psig con una capacidad de 33.000 BPD, y 13,5 MMPCND. La segunda separación se ejecuta en el separador de baja a 30 psig tal que maneje 33.000 BPD, y 2,5 MMPCND. Las salidas del proceso son únicamente dos (2) tipos de fases, una para gas y otra para líquidos. En la Figura 3.9 se observa un esquema del sistema de estabilización del crudo.

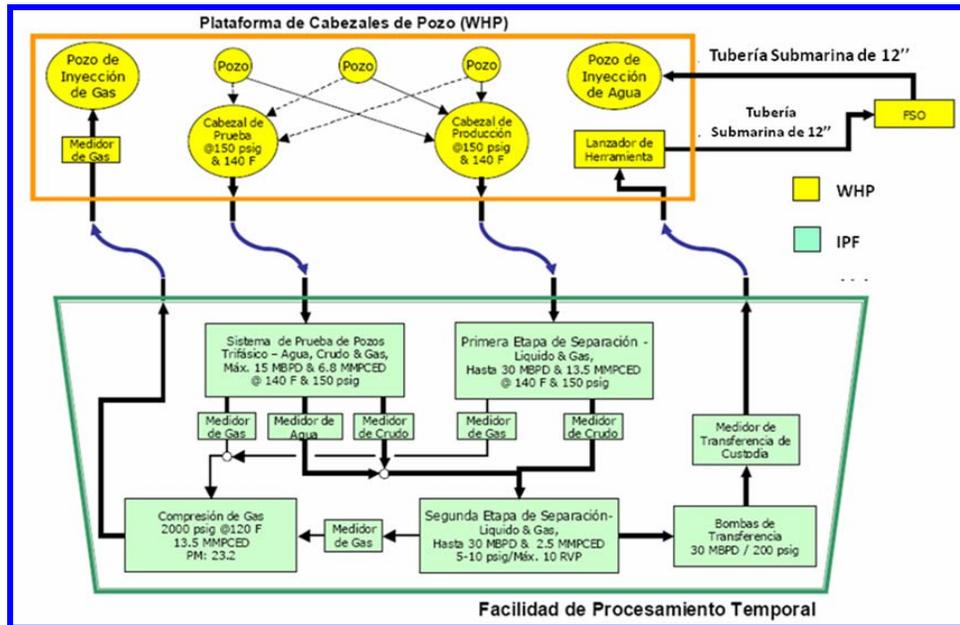


Figura 3.9. Sistema de Estabilización de Crudo.

El separador de prueba maneja 16.000 BPD, y 6,8 MMPCND a 160 Psig. La corriente de líquidos de este recipiente está conectada a la entrada del separador de baja presión.

3.3.7. Propuestas para Mejoras del Proceso de Producción

Luego de los respectivos análisis de muestras, se establecieron comparaciones del comportamiento de los parámetros que intervienen en el proceso de producción frente los antiespumantes seleccionados, se organizaron todas las ideas que surgieron durante el desarrollo del trabajo donde se generaron posibles propuestas para optimización del sistema de tratamiento químico de acuerdo a los resultados para la obtención de mejoras del proceso de desgasificación del crudo.

3.3.8. Redacción y Presentación del Trabajo de Grado

Se organizaron todos los resultados obtenidos y se realizó un informe en el cual se analizaron y discutieron los resultados, generando las conclusiones y recomendaciones en las cuales se dan a conocer todas las posibles propuestas para la optimización del sistema de tratamiento químico a los pozos productores para la desgasificación del crudo del Campo Corocoro. El trabajo final fue redactado y estructurado de acuerdo a las normas del procedimiento para la elaboración de los trabajos de grado de la Universidad de Oriente. Finalmente se procedió a la defensa del trabajo de grado.

CAPÍTULO IV. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. Evaluación Del Sistema Actual

En el Campo Corocoro las instalaciones de procesamiento del crudo están localizadas en la Facilidad de Procesamiento Temporal (IPF) el cual recibe la corriente del múltiple de producción ubicado en la Plataforma de Cabezales de Pozo (WHP). El hidrocarburo producido va hacia los separadores de alta y de prueba donde es separado el gas y el crudo, posteriormente la corriente de crudo es tratada para la estabilización de la presión en el separador de baja y el gas de producción es comprimido para la inyección en los pozos el cual es almacenado en el yacimiento con el objeto de ser utilizado a futuro cuando se requiera de levantamiento artificial por gas ya que actualmente las arenas 70-A y 70-B pertenecientes a este Campo, se encuentran en período de producción por flujo natural.

En la plataforma WHP y en el IPF existe un problema que limita las operaciones en cuanto a la producción de crudo relacionado con el efecto de la aparición de espuma durante todo el proceso, por lo cual se debe recurrir a la aplicación de productos químicos para controlar o reducir la mayor cantidad de espuma producida durante el proceso de producción a nivel de separador, ya que éste fenómeno mantiene un descontrol en los niveles de separación, lo cual trae como consecuencia la cavitación de las bombas booster.

Actualmente se está consumiendo el producto químico antiespumante Exp 741 de la casa química Champion Technology, a muy altas dosis (más de 300 GPD), por lo cual se debe identificar el problema para mejorar las condiciones operacionales de estos procesos y tomar las medidas necesarias que conlleven a mantener el sistema de producción de crudo y gas bajo control, con un régimen de dosificación de

antiespumante que lo sitúen dentro de los parámetros económicos establecidos por la empresa Petrosucre, dado que el producto químico es un factor clave para alcanzar la confiabilidad, reducción de costos y seguridad en los procesos.

4.2. Descripción De Los Procesos De Producción De Crudo, Gas Y Agua En La Plataforma De Cabezales De Pozo

El fluido producido es enviado al sistema de procesamiento temporal (IPF) donde llegan en forma de mezcla (crudo-gas), con una producción diaria de 33 MBPD de crudo y 13.5 MMPCD de gas. Para permitir la explotación comercial del Campo Corocoro se cuenta con las siguientes áreas de proceso:

Los equipos de procesos que manejan la producción en la Plataforma de Cabezales de Pozo (WHP) son los siguientes:

- **Cabezales de Pozo:** Desde donde arranca la tubería de flujo de 8'' con un tendido aéreo, llega al múltiple de producción general, diseñada para recibir la producción de 9 pozos actualmente.
- **Múltiple de Producción y de Prueba:** Sistema de recolección en donde se integran todas las líneas de producción de los pozos productores del Campo Corocoro.
- **Múltiple de Inyección de Agua:** Sistema de recolección de agua de producción con agua de mar tratada, la cual fluye a través de dos líneas de 10'' de diámetro, la cual está formada por dos (02) cabezales de 16'' del cual se derivan ramales de 6''.

- **Múltiple de Inyección de Gas:** La inyección de gas a los pozos se realiza a través de una tubería de 6" con un volumen de inyección de 7,212 MMPCD, este es contabilizado a través de un medidor de flujo que se encarga de fiscalizar el gas a inyectar en el pozo. El gas proviene de los sistemas de compresión de alta el cual es alimentado del producto generado de los separadores de alta y media en la plataforma de procesamiento temporal (IPF).
- **Sistema de Inyección de Química:** Consiste en un sistema provisto de un tanque de almacenamiento que distribuye a través de una línea de ½", el cual está compuesto por una bomba dosificadora que surte las líneas de inyección por todos los sistemas de la plataforma, el suministro de los agentes químicos se realiza por medio de válvulas de inyección.

Los equipos que manejan el sistema de procesamiento de hidrocarburos en la Gabarra de Procesamiento Temporal (IPF) son los siguientes:

- **Sistema de Facilidades de Producción (Separadores):** En estas facilidades se recibe el fluido a una presión de 160 psig y se realiza una separación y medición de los componentes líquidos y gases. El sistema consta de un separador de alta presión, un separador de prueba y un separador de baja presión.
- **Sistema de Compresión:** En este sistema se comprime el gas hasta 2000 psig y es transmitido hacia el WHP para su inyección en pozos. Consta de dos compresores de gas a alta presión y uno de baja presión.
- **Sistema de Bombeo:** Este sistema de bombeo maneja 33000 BPD a 200 psig para transmitir, el petróleo procesado y el agua producida, desde el IPF hacia la WHP y desde allí hasta el FSO, localizado a 22 Km por una tubería de 12", para

su almacenamiento y utilización. Esta facilidad cuenta con un set de 2 bombas booster de 40 HP para un flujo de 33000 BPD a 70 Psig y otro de 2 bombas de transferencia de 250 HP para la misma cantidad de flujo a 230 sig.

- **Sistema de Generación:** Consiste en 3 turbinas a gas capaces de suplir la totalidad de los requerimientos eléctricos de la IPF, incluyendo respaldo del 100% y generación de emergencia para iluminación y equipos de seguridad.

En la Figura 4.1 se presenta un esquemático del proceso de producción y procesamiento de crudo y de compresión del gas del Campo Corocoro.

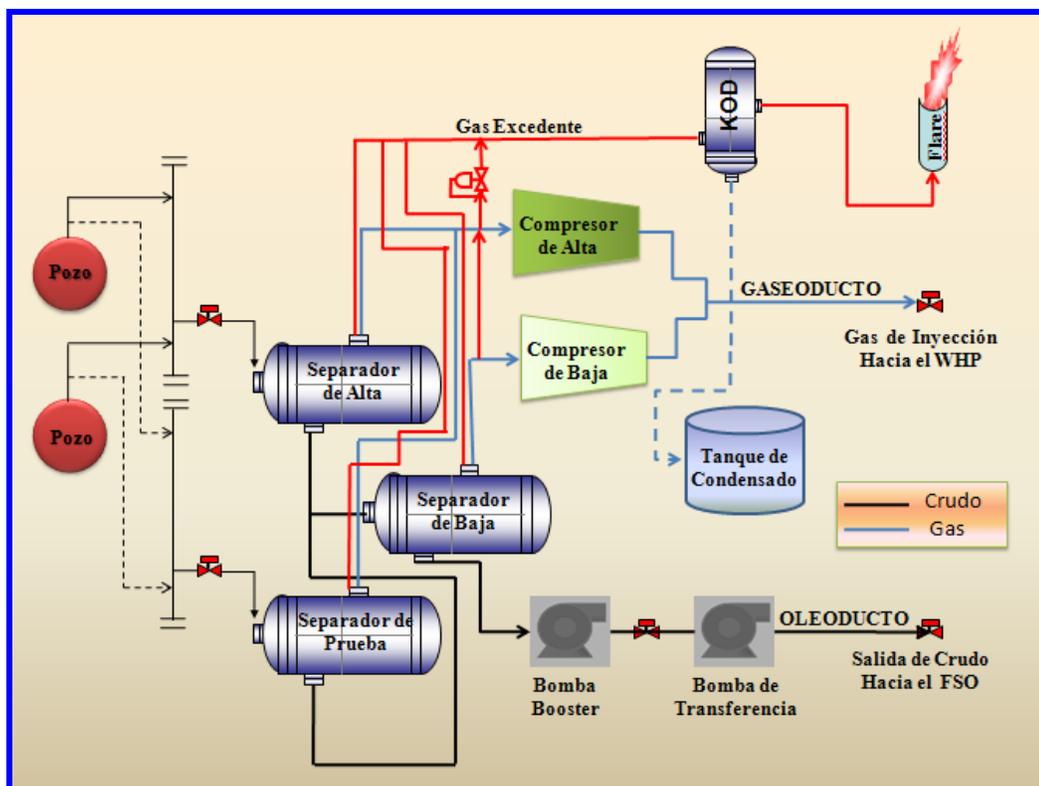


Figura 4.1. Proceso de Producción de Crudo y Gas del Campo Corocoro.

4.3. Diagnostico De Los Problemas Existentes

Durante esta etapa se ubicaron los pozos que presentaron mayor problema de generación de espuma y luego se procedió a la evaluación del sistema de producción tomando en cuenta los elementos de separación.

De los 9 pozos productores existen 2 con alta producción de crudo (BP-01/02), 2 con una producción promedio (AP-01/02), un pozo cerrado por problemas geológicos (BP-03), 3 pozos que presentan problemas por alta formación de espuma (AP-06, BI-01/03) los cuales poseen una gravedad API entre 18 y 19° menor respecto a los demás pozos caracterizándolos como crudo pesado. El pozo AP-05 es el último pozo abierto a producción, por poseer una gravedad API de 24° resulta un diluyente que ayuda a mejorar el proceso de separación. El manejo de producción en la Plataforma se observa en la siguiente tabla:

Tabla N° 4.1. Potenciales de Producción.

Pozo	Localiz.	Flujo (MBPD)	°API	Estatus
CGP-09	AP-02	2.219	24.6	Producción
CGP-14	BP-01	7.048	21.8	Producción
CGP-19	BI-03	4.240	19.2	Espumoso
CGP-06	AP-01	2.661	21.6	Producción
CGP-16	BP-02	7.344	24.8	Producción
CGP-15	BI-01	4.815	19.6	Espumoso
CGP-18	BP-03	---	0	Cerrado
CGP-20	AP-06	1.189	18.7	Espumoso
CGP-24	AP-05	1.727	24.6	Producción

Los principales problemas operativos que se presentan con el manejo del crudo espumoso son a nivel de separación y bombeo en el sistema de producción.

La mayor problemática presente en este campo radica en la cavitación de las bombas elevadoras de presión (Bombas Booster) y la diferencia de niveles en los tanques de almacenamiento del buque (FSO). Debido a que estos pozos están ubicados Costa Afuera el riesgo de seguridad presente por problemas de espuma es mayor ya que esto puede ocasionar un derrame y por ende contaminación ambiental.

Para evitar problemas operacionales es necesario que las bombas booster trabajen con un rango de presión mayor a 40 psi, lo ideal sería que se mantuviera por encima de 70 psi pero las condiciones del proceso por el tipo de crudo que se maneja no permiten mantener la presión de diseño.

La temperatura es un factor importante en la actuación de la química; los cambios climáticos que traen como consecuencia bajas temperaturas en el ambiente causan efecto en las operaciones, ya que al disminuir también disminuye la temperatura del proceso, lo que causa un efecto directo en la efectividad del antiespumante y por ende la baja presión de las bombas booster.

El tiempo de residencia para que actúe el antiespumante es muy corto por lo tanto se necesita una mayor distancia desde el punto de inyección para que el producto tenga en su recorrido mayor contacto con el crudo. Al igual que en los separadores, el tiempo de residencia es menor a los 30 segundos que dicta la norma API-12J (rango de tiempo de residencia 30 segundos a 3 minutos) lo cual no es suficiente para la separación de fluidos libre de espuma.

Además de las diferencias de presión, hay que tomar en cuenta el hecho que las tuberías por donde se transporta el crudo desde la Plataforma WHP hasta el IPF van por debajo del agua, es decir que las tuberías están sometidas a cambios de

temperatura ya que desde la superficie hasta el lecho marino hay 7 m y del lecho marino las tuberías están confinadas 5 m.

4.3.1. Análisis del Sistema de Bombeo

En la plataforma se tomaron los datos de las condiciones de operación a lo largo de todo el proceso de tratamiento en cuanto a las bombas booster y de transferencia, las cuales se resumen en la siguiente tabla:

Tabla N° 4.2. Condiciones de Operación del Sistema de Bombeo.

Fecha	Bombas Booster		Bombas Transferencia	
	Psuc (Psi)	Pdesc (Psi)	Pdesc (Psi)	Pdesc (Psi) FSO
14/01/09	33	37,5	160	290
15/01/09	33	36,5	190	300
16/01/09	23,6	38,1	194	320
17/01/09	32,5	40,3	209	365
20/01/09	32,8	38,1	198	355
21/01/09	33,3	37,4	215	329
22/01/09	34	43	210	371
23/01/09	35,3	46,8	190	390
24/01/09	32,7	44,7	386	206
25/01/09	33	46,2	376	214
26/01/09	32,7	48,8	378	206
27/01/09	32,9	50,6	375	225
28/01/09	32,7	49,8	376	234

29/01/09	32,1	42,6	365	228
----------	------	------	-----	-----

Como se puede constatar en esta tabla, para este período el comportamiento de presión de descarga de las Bombas Booster presentaron fluctuaciones que oscilaron entre 35 y 50 Psi, lo cual es debido a la variación de flujo ya que la succión de las bombas booster es directamente la descarga del separador de baja presión por lo tanto no se tiene un nivel estable.

4.3.2. Consumo del Producto Químico Antiespumante

Para el período comprendido entre los meses enero y febrero se tuvo una sobredosificación del sistema de hasta 300 GPD del producto químico antiespumante Exp-741 de la empresa Champion Technologies, dado que anteriormente la dosificación se realizaba entre un rango de concentración de 50-60 ppm, por lo cual hubo la necesidad de bajar el consumo entre el WHP – IPF hasta la mínima concentración por medio de maniobras de producción, lográndose optimizar hasta 106 ppm como se puede apreciar en la siguiente tabla:

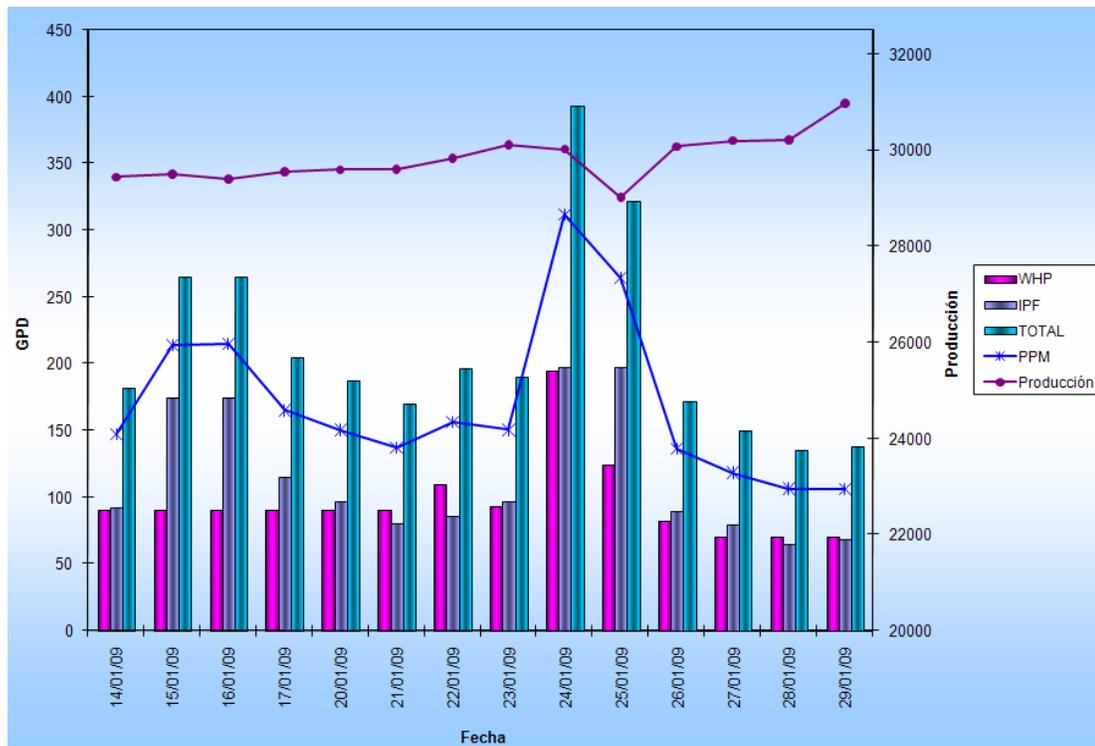
Tabla N° 4.3. Consumo de Antiespumante-Producción.

Fecha	WHP (GPD)	IPF (GPD)	Total Antiespum.	Producción (BPD)	Concentración (PPM)
14/01/09	90,2	92	182,2	29439	147
15/01/09	90,2	175	265,2	29501	214
16/01/09	90,2	175	265,2	29402	215
17/01/09	90,2	115	205,2	29558	165
20/01/09	90,2	97	187,2	29591	151
21/01/09	90,2	80,3	170,5	29609	137
22/01/09	110	86,3	196,3	29822	157
23/01/09	93,6	97	190,6	30108	151
24/01/09	195	198	393	30020	312
25/01/09	124	198	322	29014	264
26/01/09	81,9	90	171,9	30075	136
27/01/09	70,2	80	150,2	30196	118
28/01/09	70,2	65,1	135,3	30209	107
29/01/09	70,2	68,2	138,4	30977	106

Se debe tomar en cuenta que la inyección de antiespumante se inició luego de la apertura de los pozos BI-01 y BI-03 en mayo de 2008, y se venía dosificando con un rango de concentración entre 50-60 ppm; luego cuando se comenzó a producir el pozo AP-06 en noviembre 2008, se tuvo que aumentar la dosis para controlar y

mantener las condiciones en el sistema operacional debido al efecto de la espuma, a partir del mes de diciembre con el incremento de la producción y del fenómeno de la espuma, la inyección de antiespumante también comenzó a aumentar hasta 152 GPD, y de allí paulatinamente hasta los excesivos 300 GPD.

La siguiente grafica muestra las tendencias del consumo de antiespumante frente a la producción:



Gráfica N° 1. Consumo de Antiespumante Vs. Producción.

En general, estos pozos productores generan espuma debido a la surfactancia natural del crudo en combinación con la excesiva turbulencia del gas a través del proceso. Este fenómeno de la espuma producida causa problemas como arrastre de líquido en el gas separado, y como ya se mencionó anteriormente, el descontrol en los

niveles de fluidos en el separador y la cavitación en las bombas Booster y de transferencia de crudo.

4.4. Análisis De Muestras De Crudo De Los Pozos Que Mayor Problema Presentaron

La dosificación y el consumo diario de componentes químicos, en este caso el antiespumante, se hace en función a la carga que se transporta por las líneas de producción y prueba, para mantener la calidad del crudo.

El antiespumante se usa en los pozos espumosos precisamente para reducir la espuma, esto permite mantener a las bombas booster en un rango aceptable de 40-41 psi para el buen funcionamiento de la misma. La dosificación del antiespumante Exp-741 se proporciona tomando en cuenta la presión de la bomba booster, es decir que la presión de este sistema no debe bajar de 40 psi.

Para determinar la dosificación diaria de antiespumante se realiza el siguiente procedimiento:

1. En el patín de inyección de química, se abre la válvula de alimentación del kenco hasta que llene su nivel, luego se cierra la válvula de succión de la bomba.
2. Se hace observación directa en el kenco del nivel de antiespumante y se toma un punto referencial. En el kenco se puede hacer la medición en mililitros por día o galones por hora.
3. Por 1 minuto se cuantifican las líneas que se han consumido en ese periodo de tiempo.
4. Esa cantidad de líneas se multiplican por el factor el factor de corrección que se indica en el kenco, para este caso en particular el factor de corrección es 0,72.

5. Para saber el galonaje por día se utiliza la siguiente expresión:

$$GPD = \#Líneas * Factor de Corrección * 24 \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Nota: 24 no es una constante, se utiliza dependiendo del caso ya que se requiere expresar la dosificación por día.

4.4.1. Revisión de puntos de inyección

El sistema de inyección química consta de un tanque de almacenamiento que distribuye el producto a través de líneas de ½". El sistema de inyección está compuesto por bombas dosificadoras (Milton Roy) que surte las líneas de inyección por todos los sistemas de la plataforma.

Los puntos de dosificación dependen de las variables del proceso, las condiciones de flujo, la calidad de producto (antiespumante) con respecto a la temperatura y si el producto fue diseñado para el sistema gas-crudo. Por lo tanto se identificaron todas las variables implicadas en el tratamiento y condiciones operativas para el reconocimiento del sistema, como son:

- Tipo de crudo (°API, viscosidad)
- Temperaturas en el sistema.
- Presiones de trabajo ($P_{Línea}$, P_{cab} , $P_{Separador}$, P_{Iny}).
- Tiempos de residencia en los separadores.
- Producción de fluido (Tasa diaria de crudo y gas)
- Sistema de producción (flujo natural)
- Producto usado actualmente (Defoamer EXP 741)
- Dosis de producto usado actualmente (300 GPD)

Puntos de dosificación de química en la Plataforma de cabezales de pozo WHP se realiza de forma independiente, es decir, los pozos espumosos (BI-01; BI-03 y AP-06) reciben inyección de química en la línea de producción luego de la restricción o choke y esta es reforzada en el tren B del múltiple de producción general, lo que la hace independiente es el sistema de bombeo, el cual está comprendido por 4 bombas Milton Roy de flujo controlado, una para cada pozo espumoso y otra que bombea hacia el tren B de producción general entre un rango de presión de 180 a 200 Psi.

En el IPF se realiza la dosificación por medio de tres bombas dosificadoras instaladas en los siguientes puntos de inyección: en la entrada de la línea de producción y en la entrada de los separadores de alta, prueba y baja; la cual surte las líneas de inyección directamente desde un tótem tanque de 330 galones hasta los puntos de dosificación satélite. Las bombas dosificadoras son de tipo pistón y son accionadas de forma neumática, el suministro de los agentes químicos se realiza por medio de válvulas de inyección. En el anexo 6 se puede apreciar las condiciones de las bombas dosificadoras que se usan en el IPF.

El punto de inyección en el brazo de producción de los pozos BI-01; BI-03 y AP-06 es útil para reducir la tensión superficial del crudo y deben mantenerse activos.

El punto de inyección en la entrada de los separadores de alta, de prueba y de baja presión, son puntos críticos en las operaciones y deben ser mantenidos. El antiespumante será más efectivo si se inyecta a través de un difusor tipo quill (tipo aguja) para que haya más contacto de la química inyectada con el torrente de crudo ya que el que actualmente la distribución del antiespumante es en forma de dispersión. También se puede usar un sistema más complejo en forma de tobera que permita una atomización precisa del antiespumante.

4.4.2. Toma de muestras y ensayos de laboratorio

De los 8 pozos productores pertenecientes al Campo Corocoro, los pozos AP-06; BI-01 y BI-03 resultaron ser más espumosos. Para realizar el estudio de las muestras de crudo provenientes de estos pozos se procedió de la siguiente forma:

1-Se realizó toma de muestra de crudo en el cabezal de los pozos para luego hacerle sus respectivos análisis.

2-A cada pozo se le realizaron varias pruebas de desgasificación, y determinación de diferentes parámetros como: °API, % AyS, Viscosidad, Temperatura, entre otros.

Las pruebas de desgasificación consistieron en tomar un volumen inicial de una muestra de crudo directamente del cabezal del pozo la cual debe cumplir con los siguientes pasos:

1. Previamente se drena el toma muestra para obtener una muestra representativa.
2. Se coloca la muestra en cilindros de 500 ó 1000 ml y se activa el cronómetro.
3. Se espera el tiempo de dispersión de la espuma en dicha muestra hasta que la espuma se reduzca a cero.
4. Se desactiva el cronómetro y se toma el tiempo de desgasificación de la muestra.

5. Luego se toma el volumen final para saber el porcentaje de espuma con respecto al crudo.

Tomando en consideración los parámetros representados en la tabla N° 4.4, de las pruebas de desgasificación se obtuvieron los resultados reflejados en las siguientes tablas:

Tabla N° 4.4. Parámetros de producción de los Pozos Espumosos.

Parámetros	AP-06	BI-01	BI-03
Producción Actual (BPD)	1189	4815	4240
Presión de Fondo (Psi)	2572	2572	2625
Presión de Cabezal (Psi)	567	605	621
Presión de Línea (Psi)	167	181	181
Temp. De Fondo (°F)	153	154	155
Temp. De Cabezal (°F)	107	124	119
°API	18,5	19,6	19,2

Tabla N° 4.5. Desgasificación del Pozo AP-06

Pozo CGP-20 (AP-06)					
FECHA	Vo. (ml)	Vf (ml)	Tiempo	% Espuma	% Crudo
13/01/2009	500	285	38'	57	43
15/01/2009	500	250	47'	50	50
16/01/2009	500	245	48'	49	51
04/02/2009	500	235	43'	47	53
05/02/2009	500	255	45'	51	49

07/02/2009	500	240	49'	48	52
08/02/2009	500	245	46'	49	51

Tabla N° 4.6. Desgasificación del Pozo BI-01

Pozo CGP-15 (BI-01)					
FECHA	Vo. (ml)	Vf (ml)	Tiempo	% Espuma	% Crudo
13/01/2009	500	300	18'	60	40
15/01/2009	500	240	14'	48	52
16/01/2009	500	260	16'	52	48
04/02/2009	500	250	15'	50	50
05/02/2009	500	245	15'	49	51
07/02/2009	500	250	16'	50	50
08/02/2009	500	255	18'	51	49

Tabla N° 4.7. Desgasificación del Pozo BI-03.

Pozo CGP-18 (BI-03)					
FECHA	Vo. (ml)	Vf (ml)	Tiempo	% Espuma	% Crudo
13/01/2009	500	285	24'	57	43
15/01/2009	500	250	25'	50	50
16/01/2009	500	265	23'	53	47
04/02/2009	500	255	25'	51	49
05/02/2009	500	250	26'	50	50
07/02/2009	500	255	24'	51	49
08/02/2009	500	250	25'	50	50

Tabla N° 4.8. Tiempo de desgasificación en Separadores del IPF.

Separador	Vo. (ml)	Vf (ml)	Tiempo	% Espuma	% Crudo
Alta	500	240	7:21	52	48
Baja	500	330	6:53	34	66
Prueba	500	130	5:20	74	26

La prueba de desgasificación se hace con la finalidad de observar el tiempo de dispersión de la espuma y para obtener el % de espuma presente en la muestra de crudo. Se puede observar una proporción en porcentaje de líquido que predomina, pero el comportamiento de la espuma presenta una alta resistencia al rompimiento de las burbujas, dificultando las condiciones del proceso.

Por otra parte se realizó una segunda prueba (Desgasificación al vacío) utilizando química antiespumante Exp-741, específicamente en el pozo AP-06 en este caso el más problemático en este aspecto, mostrando un comportamiento más acelerado en la ruptura de la espuma y un tiempo menor de estabilización 16'23", esta prueba se realizó a 1 atm y 32 ° C. Es importante resaltar que la química está actuando de cierto modo pero observando el comportamiento aguas abajo (separadores), la espuma tiende a mostrar un tiempo de estabilización un poco mayor con respecto a pruebas anteriores antes de la apertura del pozo AP-06, este comportamiento es característico por cambios bruscos en el régimen del fluido ó cambios bruscos de perfiles en la temperatura. Unos de los factores que afecta esta condición es la ubicación de la línea de transferencia hacia el IPF que tiene un pase

marino y está confinada a cierta profundidad del lecho marino. Esta condición es propicia para cambios bruscos en la temperatura (ΔT) lo cual afecta directamente la eficiencia del químico y la condición de la espuma.

4.4.3. Determinación del %AyS

Se determinó el porcentaje de agua y sedimentos por el método de centrifugación ASTM D 96 en muestras crudo de los pozos BI-01, BI-03, AP-06 y la mezcla, donde se tomaron 50 ml de dicha muestra en dos tubos de centrifuga para diluir con 50 ml de tolueno, el cual fue utilizado como solvente.

Los dos tubos de centrifuga contenidos de las muestras con sus respectivos solventes fueron sometidos a un baño de circulación por 10 minutos para atemperar el líquido a 120 °F con el objeto de conseguir una mejor homogenización en la mezcla.

Luego fueron llevados a la centrifuga por 10 minutos para lograr la separación de la mezcla, debido a las distintas densidades de los componentes a causa de la fuerza centrífuga a una velocidad de 1500 rpm.

Esta prueba se realizó en dos oportunidades:

En el primer ensayo, luego de la centrifugación se observó que las muestras de crudo de los pozos BI-01, AP-06 y la mezcla presentaron un imperceptible porcentaje de agua y sedimentos por lo que no es representativo para efectos del análisis pero el pozo BI-03 presentó un 0.4% de agua y sedimentos, para lo cual fue necesario adicionarle de 4 gotas del demulsificante tetrolitre C-10 para romper la mínima cantidad de emulsión observada. Las lecturas determinadas del % de agua y sedimentos correspondiente se pueden observar en la siguiente tabla:

Tabla N° 4.9. Primer Ensayo de Centrifugación.

Primer Ensayo								
	BI-01		BI-03		AP-06		Mezcla	
Vol. Muestra (ml)	50	50	50	50	50	50	50	50
Vol. Solvente (ml)	50	50	50	50	50	50	50	50
Desmulsificante (gotas)	-	-	-	-	-	-	-	-
Vol. Agua (ml)	0	0	0,3	0,3	0	0	0	0
Vol. Sedimentos (ml)	0	0	0,1	0,1	0	0	0	0
Vol. Emulsión (ml)	0	0	0	0	0	0	0	0
Vol. AyS (ml)	0	0	0,4	0,4	0	0	0	0

En el segundo ensayo, las muestras de los pozos BI-01, AP-06 y la mezcla no presentaron variación con respecto a la primera corrida, sin embargo, el pozo BI-03 no presentó emulsión debido a la acción del demulsificante; en la centrifugación se observó un aumento del porcentaje de agua presentándose turbidez en la misma, producto de la mezcla de hidrocarburos que contiene, lo cual da indicios de que el tipo de emulsión fue agua en petróleo donde la fase dispersa era el agua y la fase continua fue el petróleo. Los valores obtenidos de agua y sedimentos fueron parecidos, como se observa en la siguiente Tabla N° 4.10, por lo tanto se tomaron como resultado final, originando así un valor de 0.45 % AyS para el pozo BI-03.

Tabla N° 4.10. Segundo Ensayo de Centrifugación.

Segundo Ensayo								
	BI-01		BI-03		AP-06		Mezcla	
Vol. Muestra (ml)	50	50	50	50	50	50	50	50
Vol. Solvente (ml)	50	50	50	50	50	50	50	50
Desmulsificante (gotas)	4	4	4	4	4	4	4	4
Vol. Agua (ml)	0	0	0,4	0,4	0	0	0	0
Vol. Sedimentos (ml)	0	0	0,1	0,1	0	0	0	0
Vol. Emulsión (ml)	0	0	0	0	0	0	0	0
Vol. AyS (ml)	0	0	0,5	0,5	0	0	0	0

4.4.4. Determinación de Densidad y Gravedad Específica

De los resultados obtenidos de las pruebas y análisis realizadas en campo en cuanto a la determinación de la gravedad °API, fue posible obtener de forma empírica la densidad del crudo y su gravedad específica a través de las siguientes ecuaciones:

$$\text{°API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

(Ec. 4.2)

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_{H_2O}}$$

(Ec. 4.3)

De lo cual se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla N° 4.11. Densidad y Gravedad Específica.

POZO	°API	γ_o	ρ_o (Lb/ft ³)	ρ_o (gr/cm ³)
BI-01	19,9	0,9346	58,3197	0,9342
BI-03	19,3	0,9377	58,5129	0,9373
AP-06	18,5	0,9433	58,8640	0,9429
Mezcla	23,3	0,9141	57,0388	0,9137

4.4.5. Determinación del Punto de Inflamación y Combustión

Se utilizó norma ASTM D 92 aplicado a las muestras de crudo de 18 a 23 °API de los pozos anteriormente mencionados, el método consistió en aplicarle calor continuo a las muestras de crudo para caracterizar la volatilidad de los componentes menos pesados permitiéndose conocer la temperatura en el punto de inflamación de los mismos en el momento en que fueron desprendidos de las muestras los vapores contenidos en ellas, lo cual es el indicativo de la probabilidad que existe de que el crudo se encienda; el punto de combustión se observó cuando dichos vapores

emanados por los componentes de las muestras fueron lo suficientemente rápido para soportar la combustión, presentándose así una llama continua, obteniéndose los valores reflejados en la tabla N° 4.12. Esta prueba es necesaria para conocer la seguridad en el transporte y almacenaje de los crudos y sus productos.

Tabla N° 4.12. Puntos de Inflamación y Combustión.

POZO	Punto de Inflamación (°F)	Punto de Combustión (°F)
BI-01	85	90
BI-03	98	115
AP-06	96	125
Mezcla	110	125

El hecho de que el crudo de transferencia haya alcanzado temperaturas mayores de inflamación y combustión en comparación a los pozos de referencia, se debe a que las muestras de los pozos BI-01, BI-03 y AP-06 son tomadas directamente desde el cabezal antes de hacer el recorrido por las líneas de 8” hasta el múltiple de producción y antes de los puntos de inyección de antiespumante, en cambio el crudo de transferencia es una mezcla de todos los pozos que ya ha sido sometida a procesamiento o etapas de separación e inyección del producto químico para la

desgasificación, por lo tanto es un crudo que viene separado, en cierta cantidad, de sus componentes más livianos y que es volátil a temperaturas mayores a 110 °F.

4.4.6. Punto de Fluidéz

Para conocer la cantidad relativa de parafina en el crudo se utiliza la determinación del punto de enturbiamiento y el de fluidéz ya que permiten seleccionar el proceso requerido para el crudo, cuando se deba trabajar a bajas temperaturas donde pueda ocurrir solidificación de las parafinas en los tanques, tuberías y otros equipos que puedan ocasionar serios problemas operacionales.

La prueba se realizó mediante la norma ASTM D 97, la cual consistió en colocar en un baño de hielo seco las muestras de crudo contenidas en un tubo de vidrio, observándose la temperatura a la cual el crudo dejó de fluir y el punto de solidificación, lo que evidencia la presencia de parafinas. El pozo BI-03 y la mezcla de crudo de transferencia registraron una temperatura de fluidéz menor a 0 °F producto de la red cristalina de la parafina dejando de fluir a -25 y -35 °F respectivamente. En la tabla N° 4.13 se muestran los valores obtenidos de la temperatura a la cual dejó de fluir la muestra de crudo de los pozos de referencia:

Tabla N° 4.13. Punto de Fluidéz.

POZO	PUNTO DE FLUIDEZ (°F)
BI-01	-5
BI-03	-25
AP-06	-12
Mezcla	-35

0	96	0	24	0	58	0	54
5	163	5	46	5	105	5	107
10	179	10	52	10	11	10	102
15	204	15	49	15	155	15	213
20	241	20	52	20	170	20	218
25	254	25	68	25	180	25	218
30	274	30	71	30	186	30	213
35	282	35	77	35	193	35	221
40	310	40	79	40	208	40	235
45	335	45	82	45	218	45	238
50	349	50	85	50	224	50	238
55	363	55	91	55	232	55	241
60	382	-	-	60	236	60	235
65	393	-	-	63	232	65	213
66	385	-	-	-	-	67	129

De acuerdo a las fracciones que se obtuvieron en el pozo AP-06 y el punto de mezcla el punto de ebullición se encuentra en el rango desde naftas liviana y pesada hasta residuo corto, a los cuales por medio de procesos de refinación primaria no tienen las propiedades necesarias para usarse en motores de combustión, éstas deben ser hidrotratadas y reformadas en sucesivos procesos de conversión, para obtener la calidad necesaria. En estas muestras se vaporizó la última fase líquida alcanzando el punto seco formándose coker. En la Tabla N° 4.15 se pueden observar los datos del destilado y el porcentaje de pérdidas:

Tabla N° 4.15. Destilado y Porcentaje de Pérdidas.

	AP-06	BI-01	BI-03	Mezcla

Punto Inicial de Ebullición (°F)	205	75	136	130
Punto Final de Ebullición (°F)	725	195	450	265
Volumen Recuperado (ml)	66	55	63	67
Residuo de Destilación (ml)	0,3	0,3	0,3	0,4
Pérdidas de Destilación (ml)	33,7	44,7	36,7	32,6
Volumen no Destilado (ml)	0*	0*	0*	0*

* Punto Seco.

Se pudo observar que la mezcla fue variando la temperatura presentándose el efecto cracking o craqueo térmico, lo cual explica que los componentes más livianos presentes en esta muestra fueron condensadas entonces las fracciones más pesadas comenzaron a expandirse y esto pudo haber sido originado porque posiblemente dentro de estas fracciones pesadas se encuentren fracciones livianas que a altas temperaturas no pueden condensar ya que no es su punto de ebullición. En la siguiente tabla se presenta la composición de los rangos de corte:

Tabla N° 4.16. Rangos de Corte Pozo AP-06

Pozo AP-06		
Rango de Volúmenes Destilados (ml)	Rangos de Ebullición (°C)	Cortes (Composición)

0 – 10	96 – 179	Nafta pesada
10 – 20	179 – 241	Kerosén
20 – 30	241 – 274	kerosén
30 – 40	274 – 310	Diesel
40 – 50	310 – 349	Diesel
50 – 60	349 – 382	Residuo largo
60 – 70	382 – 385	Residuo corto

Tabla N° 4.17. Rangos de Corte Pozo BI-01

Pozo BI-01		
Rango de Volúmenes Destilados (ml)	Rangos de Ebullición (°C)	Cortes (Composición)
0 – 10	23 – 52	Nafta liviana
10 – 20	52 – 52	Nafta liviana
20 – 30	52 – 72	Nafta liviana
30 – 40	72 – 79	Nafta liviana
40 – 50	79 – 85	Nafta liviana
50 – 60	85 – 91	Nafta pesada
60 – 70	23 – 52	Nafta liviana

Tabla N° 4.18. Rangos de Corte Pozo BI-03

Pozo BI-03

Rango de Volúmenes Destilados (ml)	Rangos de Ebullición (°C)	Cortes (Composición)
0 – 10	58 – 111	Nafta liviana
10 – 20	111 – 170	Nafta pesada
20 – 30	170 – 186	kerosén
30 – 40	186 – 208	kerosén
40 – 50	208 – 224	kerosén
50 – 60	224 – 236	kerosén
60 – 70	236 – 232	kerosén

Tabla N° 4.19. Rangos de Corte Mezcla

MEZCLA		
Rango de Volúmenes Destilados (ml)	Rangos de Ebullición (°C)	Cortes (Composición)

0 – 10	54– 102	Nafta liviana
10 – 20	102 – 218	Nafta pesada
20 – 30	218 – 213	kerosén
30 – 40	213 – 235	kerosén
40 – 50	235 – 238	kerosén
50 – 60	238 – 235	kerosén
60 – 70	235 – 129	kerosén

El factor de caracterización de Watson que permite identificar la naturaleza química del crudo, se encuentra aproximadamente en 10, y de acuerdo a su base se puede clasificar como un Hidrocarburo Aromático Puro, lo cual se puede apreciar en la siguiente tabla y mediante la fórmula que sigue:

$$K = \sqrt{\frac{T (^{\circ}R)}{\gamma_o}}$$

(Ec. 4.4)

Tabla N° 4.20. Caracterización del Crudo de Acuerdo a su Base.

CRUDO	T(°F)	T(°R)	γ_o	K
BI-01	75	534,67	0,9346	8,30
BI-03	136	595,67	0,9377	8,60
AP-06	205	664,67	0,9433	8,89
Mezcla	130	589,67	0,9141	8,64

4.4.8. Ensayo de Productos Químicos

Dado que el tratamiento químico es un factor clave para alcanzar confiabilidad, reducción de costos y seguridad en los procesos y con el objeto de reducir la mayor cantidad de espuma producida durante el proceso de producción a nivel de los separadores, ya que mantienen el descontrol de los niveles de separación debido a la cantidad de espuma, lo cual trae como consecuencia la cavitación de las bombas, se evaluaron diferentes formulaciones de antiespumantes a nivel de laboratorio recomendados por 4 casas químicas para seleccionar el producto alternativo al de uso corriente, capaz de reducir la espuma bajo las condiciones actuales de producción y procesamiento del crudo. Dichos productos se tienen en la siguiente tabla:

Tabla N° 4.21. Productos Químicos Comerciales.

CASA QUÍMICA	PRODUCTO	CONDICIÓN
	Exp-741	Uso Actual
	Exp-A ₁ Exp-A ₂	Propuesta
	Exp-B ₁ Exp-B ₂	Propuesta
	Exp-C ₁ Exp-C ₂	Propuesta
	Exp-D ₁ Exp-D ₂	Propuesta

Se debe tomar en cuenta que el antiespumante de la casa química Champion Technologies fue formulado para crudos espumoso medianos, como el caso de los pozos BI-01/03, el pozo AP-06 se caracteriza por tener una gravedad API de 18.5.

De la empresa Baker Hughes, se emplearon muestras de los productos químicos comerciales Exp-A₁ y Exp-A₂, los cuales fueron evaluados a concentraciones de 200 y 400 ppm para observar el comportamiento y la eficiencia del producto comparándolo con el antiespumante Exp 741.

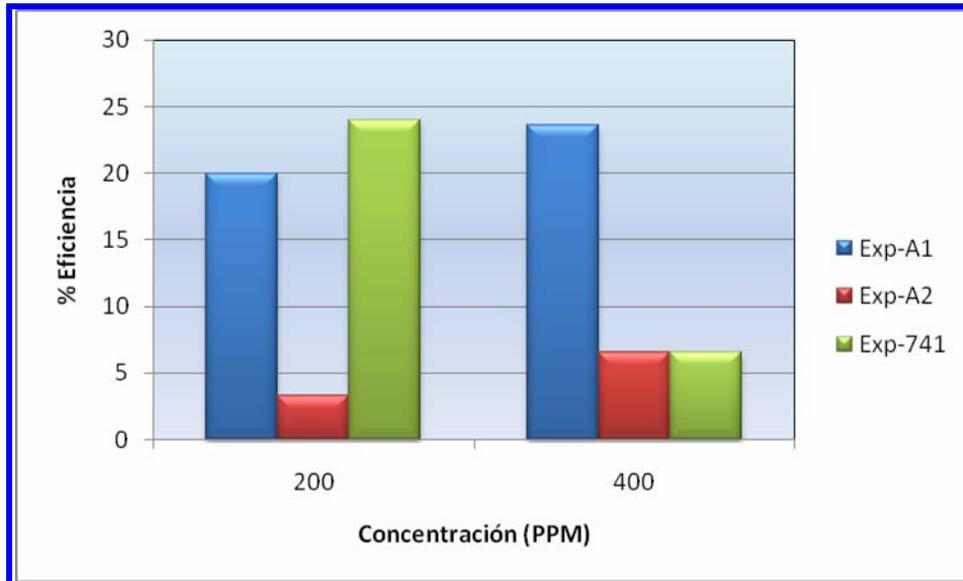
Se empleó la prueba de desgasificación en cilindros de 1000 ml a una mezcla compuesta de forma proporcional a la producción (40% BI-01, 40% BI-03 y 20% AP-06) a la cual se le adicionó cierta cantidad del producto (en microlitro) para luego sacar la dosificación y la concentración en ppm, con la finalidad de tomar el tiempo que tarda la espuma en desaparecer. El personal químico lleva los datos al laboratorio para realizar la formulación del producto y obtener el porcentaje de eficiencia.

La tabla que se muestra a continuación (4.22) refleja los valores obtenidos durante la evaluación de los productos antiespumantes de la casa química Baker Hughes en comparación con el producto actualmente usado en el sistema perteneciente a la casa química Champion Technologies:

Tabla N° 4.22. Evaluación de los Productos de la Casa Química Baker Hughes.

Productos	Dosis (ppm)	Vol Inic. (ml)	Vol Final (ml)	Tiempo (min/seg)	% Eficiencia
Exp-A ₁	400	1000	800	12:00	20
	200	1000	764	11:45	23,6
Exp-A ₂	400	1000	967	14:50	3,3
	200	1000	934	14:00	6,6
Exp-741	400	1000	760	11:40	24
	200	1000	934	14:00	6,6

De acuerdo a estos resultados se generó un grafico que muestra la eficiencia del producto frente a la dosis aplicada:



Gráfica N° 2. %Eficiencia Vs. Concentración.

La grafica N° 2 indica que el producto Exp-A₁ mantuvo un buen comportamiento, principalmente con una dosis de 200 ppm en el ensayo en comparación con el producto Exp 741, de acuerdo a estos resultados este producto se puede probar a otras concentraciones menores, como por ejemplo 100 y 75 ppm, ya que el producto dispó la misma cantidad de espuma a una concentración menor y más rápido.

La empresa General Electric Water & Process Technologies, seleccionó una serie de productos antiespumantes, aplicando pruebas de desgasificación en sitio a muestras de los pozos BI-01, BI-03 y AP-06, de lo cual se obtuvo que los productos Exp-B₁ y Exp-B₂ mostraron muy buen comportamiento en cuanto a las dosis aplicadas y en comparación con el antiespumante Exp-741.

De acuerdo al desarrollo de los ensayos con los antiespumantes Exp-B₁ y Exp-B₂, se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla N° 4.23. Ensayo de Productos en el Pozo BI-01

POZO BI-01			
Productos	Dosis (ppm)	Tiempo (min)	% Eficiencia
Exp-B ₁	40	4	90
	80	1	98,75
	120	2	98,3
Exp-B ₂	40	6	85
	80	6	92,5
	120	15	95
Exp-741	40	12	70
	80	15	81,25
	120	18	85

Tabla N° 4.24. Ensayo de Productos en el Pozo BI-03

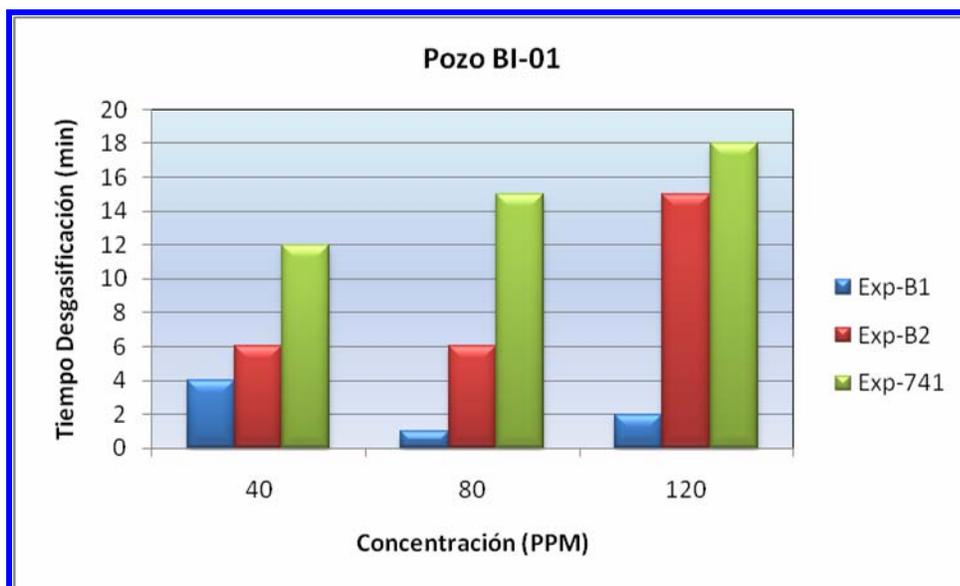
POZO BI-03			
Productos	Dosis (ppm)	Tiempo (min)	% Eficiencia
Exp-B ₁	40	9	77,5
	80	11	86,25
	120	12	90
Exp-B ₂	40	11	72,5
	80	11	86,25
	120	13	89,2
Exp-741	40	17	57,5
	80	18	77,5
	120	19	84,2

Tabla N° 4.25. Ensayo de Productos en el Pozo AP-06

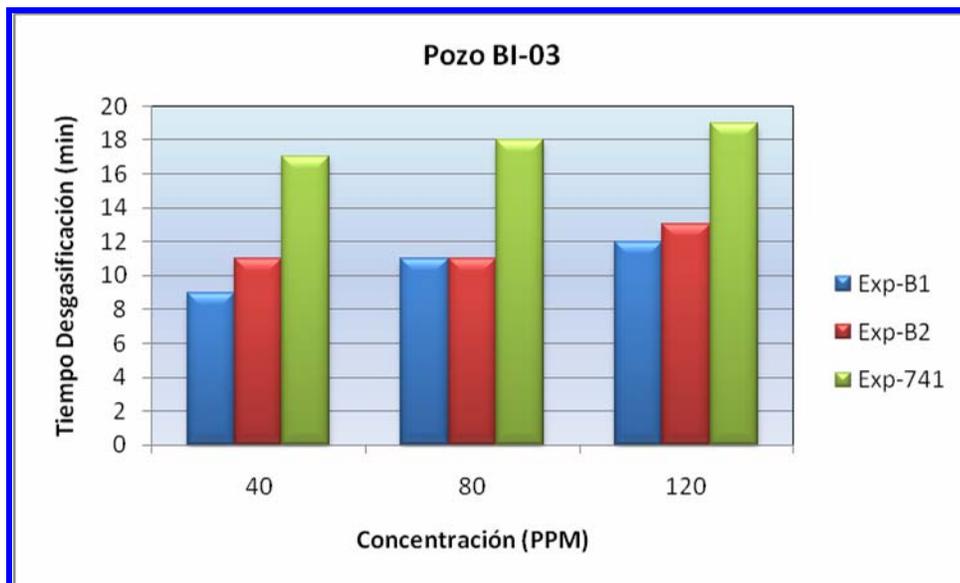
POZO AP-06			
Productos	Dosis (ppm)	Tiempo (min)	% Eficiencia

Exp-B ₁	40	11	72,5
	80	10	87,5
	120	13	89,2
Exp-B ₂	40	11	72,5
	80	12	85
	120	14	88,3
Exp-741	40	33	17,5
	80	31	61,25
	120	34	71,7

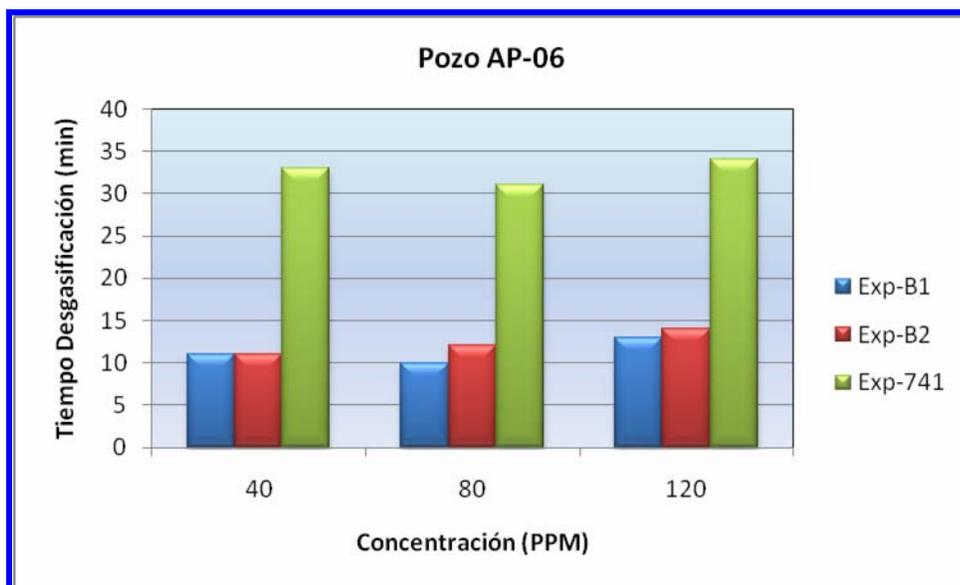
De los resultados obtenidos se generaron las siguientes graficas que reflejan la dosis de químico vs. Tiempo de desgasificación para cada producto:



Gráfica N° 3. Evaluación de Antiespumante en el Pozo BI-01.



Gráfica N° 4. Evaluación de Antiespumante en el Pozo BI-03.



Gráfica N° 5. Evaluación de Antiespumante en el Pozo AP-06.

Es de notar que el antiespumante Exp-B₁ logró una eficiencia en cuanto al tiempo de desgasificación en comparación al químico del sistema.

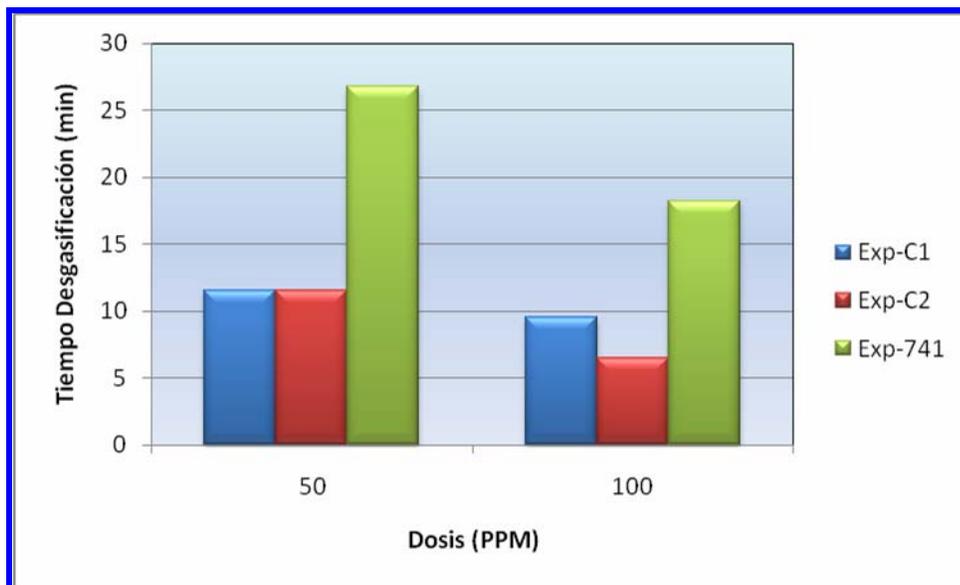
En la mezcla compuesta proporcionalmente a la producción (40% BI-01, 40% BI-03 y 20% AP-06) se pudo optimizar la dosis del antiespumante Exp-B₁ a 50 ppm para un tiempo de desgasificación en la que la espuma rompió a 2 minutos, dando como resultado final una dosis de 70 GPD.

La empresa LIPESA, seleccionó como alternativa para el control de espuma los productos Exp-C₁ y Exp-C₂ a base de silicona y fluorosilicona, para realizar las pruebas en campo a muestras provenientes de los pozos problemáticos y así comparar con el producto químico del sistema.

Dado que los costos de los antiespumantes varían de acuerdo a la tecnología se decidió usar en campo el producto Exp-C₁ a base de silicona, ya que el producto fluorosiliconado es base de una tecnología más costosa aunque es muy efectivo usando menores dosis, pero se demostró que el antiespumante Exp-C₁ es igual de efectivo pero requiere de mayor consumo aunque de menor consumo en comparación con el antiespumante del sistema. Se definió el pozo AP-06 para realizar las pruebas piloto y los resultados se muestran a continuación en las siguientes tablas y gráficas:

Tabla N° 4.26. Eficiencia de Productos Aplicado al Pozo AP-06.

Productos	Dosis (PPM)	Dosis (GPD)	Tiempo (min/seg)	% Eficiencia
Exp-C ₁	100	126	9:30	65
	50	63	15:30	66
Exp-C ₂	100	126	6:30	65
	50	63	11:30	65
Exp-741	100	126	18:10	26
	50	63	26:45	48



Gráfica N° 6. Eficiencia de Productos Aplicado al Pozo AP-06

Los productos químicos antiespumantes Exp-C₁ (base silicona) y Exp-C₂ (base fluosilicona) presentaron una alta eficiencia en control de espuma y los tiempos de ruptura fueron muy rápidos comparados con el producto del sistema.

La casa química Clariant, recomendó productos como el Exp-D₁ y Exp-D₂, ya que son antiespumantes en aceite de dimetilpolisiloxano, formulados en solventes alifáticos y aromáticos de baja viscosidad para su manejo directo en cuanto a las actividades de trasegado y condiciones de bombeo.

Las pruebas de desgasificación se llevaron a cabo igualmente en sitio, seleccionándose como puntos críticos los pozos mayormente generadores de espuma (BI-01, BI-03 y AP-06). A continuación se muestran los resultados con ambos productos y se establecen comparaciones de rendimiento en las siguientes tablas y graficas:

Tabla N° 4.27. Ensayo de Antiespumantes Exp-D₁ y Exp-D₂ al Pozo BI-01.

POZO BI-01

Productos	Dosis (PPM)	Vo (ml)	Vf (ml)	Tiempo (min)	% Eficiencia
Exp-D ₁	90	1000	567	6,4	43,3
	140	1000	618	2,6	38,2
Exp-D ₂	90	1000	404	6,1	59,6
	140	1000	390	4	61

Tabla N° 4.28. Ensayo de Antiespumantes Exp-D₁ y Exp-D₂ al Pozo AP-06.

POZO AP-06					
Productos	Dosis (PPM)	Vo (ml)	Vf (ml)	Tiempo (min)	% Eficiencia
Exp-D ₁	90	1000	583	9,5	41,7
	140	1000	553	5,1	44,7
Exp-D ₂	90	1000	596	11,2	40,4
	140	1000	555	9,4	44,5

Tabla N° 4.29. Ensayo de Antiespumantes Exp-D₁ y Exp-D₂ al Pozo BI-03.

POZO BI-03					
Productos	Dosis (PPM)	Vo (ml)	Vf (ml)	Tiempo (min)	% Eficiencia
Exp-D ₁	90	1000	527	6,4	57,3
Exp-D ₂	90	1000	527	7,1	52,7

Para el crudo del pozo BI-03 se realizó el ensayo sólo a la concentración de 90 ppm, para lo cual el producto Exp-D₁ redujo un 10% más rápido la espuma que la formulación Exp-D₂.

Ambas formulaciones resultaron efectivas a la concentración de 90 ppm, con una eficiencia aceptable para la total eliminación de la espuma en un tiempo de 6 minutos para los pozos BI-01 y BI-03 y entre 9-11 minutos para el pozo AP-06. El consumo estimado para una producción total de 33.000 BPD de crudo sería de 48 y 57 GPD de antiespumante en WHP e IPF respectivamente.

Luego de haber evaluado las propuestas de las casas químicas se decidió realizar la prueba en campo con el producto formulado por la casa química Lipesa (Exp-C₁) para verificar su potencialidad en el proceso de producción, como prueba inicial se realizó la dosificación de un lote del producto antiespumante dando resultados negativos en el proceso como:

- Presión de descarga de las bombas Booster por debajo de los 40 Psi, lo cual es una condición inestable en la fase de transferencia.
- Tiempos de dosificación en los separadores V-101, V-201 y V-301 por encima de los tiempos críticos de desgasificación.
- Alto nivel en el separador de despacho (separador de baja presión V-201).

Cabe destacar que en la dosificación de los antiespumantes, la temperatura, la cantidad del químico que se inyecta y el régimen de flujo juegan un papel fundamental en la efectividad del mismo, con respecto a este sistema en el cual se

tienen cambios bruscos de temperatura y régimen de flujo principalmente en la transferencia WHP-IPF.

En vista del descontrol en las operaciones causada por la baja efectividad del antiespumante, se procedió a realizar una segunda prueba con el mismo producto Exp-C₁ reforzado con el antiespumante perteneciente a la casa química Champion Technologies Exp-741, con una dosificación de 24 GPD en los separadores de IPF y 281 GPD en WHP, obteniéndose resultados favorables al sistema con presiones de descarga de las bombas Booster entre 45-68 Psi, como se puede apreciar en la Figura 4.2.

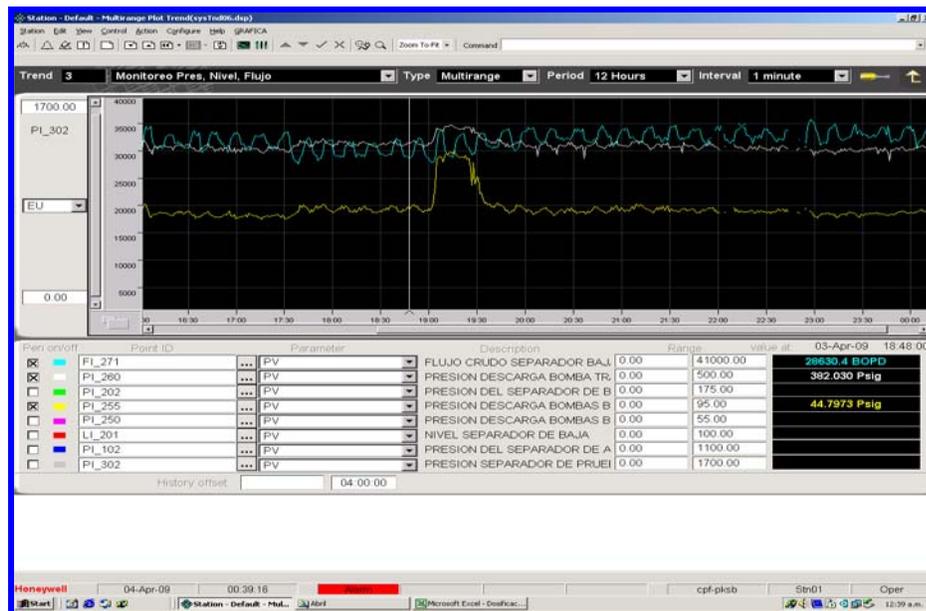


Figura 4.2. Tendencia Multirango (Presión, Nivel y flujo) del Sistema Experion.

La tendencia muestra la mejora en la descarga de la bomba booster (línea amarilla) y la bomba de transferencia (línea blanca) al momento de la inyección de la química reforzada pero también se observa una caída pronunciada de la presión de

descarga de la bomba Booster, a un promedio de 43,5 Psi, lo cual es un típico comportamiento característico de una sobredosificación en el sistema o la reacción inversa a la acción de la química. En las siguientes tablas se puede apreciar los tiempos de desgasificación de las pruebas que se realizaron a los pozos productores y generadores de espuma:

Tabla N° 4.30. Prueba de Desgasificación con el Producto L-7018.

Pozo	Vo (ml)	Vf (ml)	Tiempo (min/seg)
AP-06	500	260	13:38
BI-01	500	120	07:07
BI-03	500	180	15:15

Tabla N° 4.31. Prueba de Desgasificación con la Química Reforzada.

Pozo	Vo (ml)	Vf (ml)	Tiempo (min/seg)
AP-06	500	240	11:44
BI-01	500	110	06:39
BI-03	500	210	14:04

Tabla N° 4.32. Prueba de Desgasificación Antes y Después de la Dosificación.

Separador	Tiempo N° 1	Vf (ml)	Tiempo N° 2	Vf (ml)
-----------	-------------	---------	-------------	---------

	(antes)		(antes)	
Alta (V-101)	10:45	260	8:30	255
Prueba (V-301)	20:01	280	24:00	230
Baja (V-201)	14:00	400	14:00	355

4.5. Revisión De Los Elementos Mecánicos De Los Separadores Para La Desgasificación Y Control De Espuma

4.5.1. Primera Etapa de Separación (HP V-101)

Al separador de alta presión V-101 entra una línea bifásica con un volumen de líquido de 33.000 BPD y un volumen de gas de 13,5 MMPCD; separador del tipo horizontal convencional de dimensiones 72'' x 30'-0'' S/S, conectado en serie con el separador de baja presión. En la siguiente tabla se puede observar las especificaciones del diseño para las operaciones de este elemento de separación.

Tabla N° 4.33. Especificaciones de Diseño Separador V-101.

Especificaciones de Diseño	
Tipo Horizontal	2 fases
Presión de Operación	160 Psig
Temperatura de Operación	140 °F
Presión de Diseño	207 Psig @ 190 °F

Caudal de Gas @ 150 Psig	13,5 MMPCD ($\gamma_g = 0.82$)
Caudal de Líquido	33 MBPD (24 °API)
Medidores de Gas y Líquido	A la salida

Las condiciones operativas y de diseño le permiten al separador de alta V-101 realizar el proceso de separación con el único inconveniente de que dicho separador no fue diseñado para manejar espuma, ya que internamente está compuesto por:

- **Sección de Separación Inicial:** La corriente de entrada al separador posee una velocidad en la entrada de la boquilla de 87,11 ft/seg, por lo que se hace necesario el uso de dos baffles perforados dispuesto verticalmente a lo largo de separador con el fin de producir cambios en la aceleración, en la dirección del fluido y en la cantidad de movimiento.
- **Sección de Fuerzas de Gravedad:** La fuerza gravitacional es la que domina el proceso de separación. Las gotas de líquido están sometidas a la influencia de varias fuerzas, siendo las principales las de gravedad y originada por el movimiento del gas; en este caso la velocidad del gas se reduce apreciablemente a 0.8998 ft/seg (según las especificaciones de diseño de acuerdo a las normas PDVSA 90616.1.027) menor a la velocidad crítica para que las gotas de líquido caigan por efecto de gravedad y no sean arrastradas por el gas en la salida.
- **Sección de Retención de Líquido:** El líquido separado que se acumula en la parte inferior del recipiente es en base al tiempo de retención que permita la salida del gas atrapada en el líquido; según las especificaciones de diseño el tiempo de retención es de 3 minutos, el cual no es suficiente para permitir la

separación de las fases en este tipo de crudo (23,4 °API), ya que para un crudo menor a 25 °API el tiempo de residencia debe ser 5 minutos.

- **Sección de Extracción de Neblina:** Este dispositivo con el que cuenta el separador de alta es una malla metálica de 24'' y está dispuesto de manera que el líquido que pase por ellas encuentre numerosos obstáculos para hacer posible la remoción de las gotas de líquido contenidas en el gas.

En la Figura 4.3 se puede observar un esquemático de los elementos internos del separador de alta presión V-101.

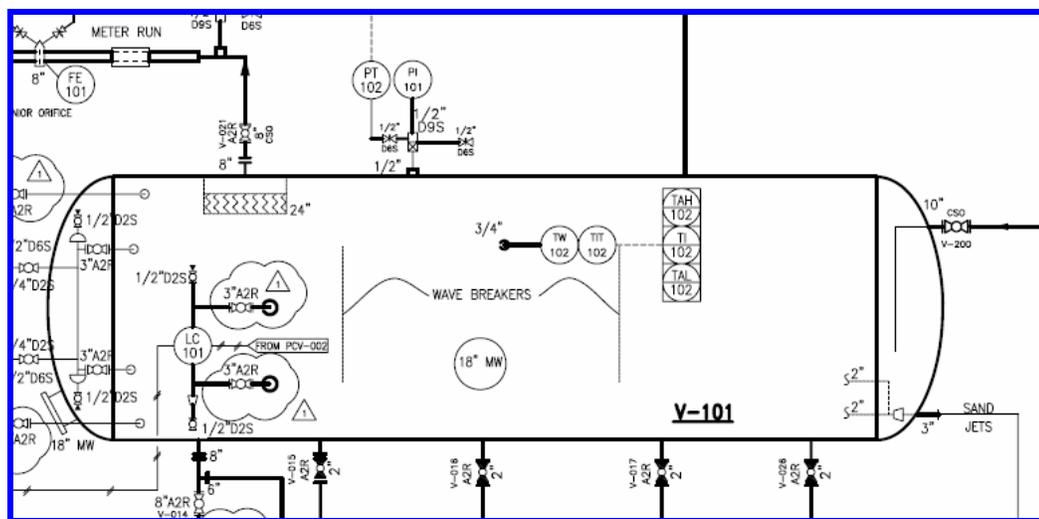


Figura 4.3. Esquemático del Separador de Alta Presión V-101.

El separador de alta proporcionara una línea monofásica (Gas) con un volumen de 10.7 MMPCND a una temperatura de 140 °F a la cual se le adiciona la línea proveniente del compresor de baja presión (monofásica) con un volumen de gas 2.8 y una presión de 160 psig; cuando se da el proceso de separación de prueba que debería ser gas a través de la línea de producción, a este se le incorpora la misma;

generándose así una línea pero en las mismas características ya que el gas proveniente del separador de prueba no debe afectar el proceso.

La cantidad de gas suministrada a los compresores de alta presión es fija por lo que el excedente es enviado al venteo por una línea bifásica que va al separador, el líquido es enviado al drenaje y el gas es obtenido se quema en el flare.

4.5.2. Segunda Etapa de Separación (LP V-201)

Diseñado para operar en un rango de presión de 0 a 30 psig, del tipo horizontal convencional y de dimensiones 72'' x 30'-0'' S/S. Al separador de baja llegan la línea 06 la cual es una línea bifásica que posee un volumen de líquido de 33.000 BPD y un volumen de gas de 2.8 MMPCND, estos a una presión de 30 psig a una temperatura de 140°F. En la tabla N° 4.34 se observan las especificaciones de diseño para este separador.

Tabla N° 4.34. Especificaciones de Diseño Separador V-201.

Especificaciones de Diseño	
Tipo Horizontal	2 fases
Presión de Operación	30 Psig
Temperatura de Operación	140 °F
Presión de Diseño	50 Psig @ 190 °F
Caudal de Gas @ 150 Psig	2,8 MMPCD ($\gamma_g = 0.82$)
Caudal de Líquido	33 MBPD (24 °API)
Medidores de Gas y Líquido	A la salida

El separador de baja tiene las mismas especificaciones de diseño que el separador de alta a excepción de la presión de operación y del caudal de gas que

maneja, pero internamente tienen la misma configuración. Y se puede constatar a través de la Figura 4.4.

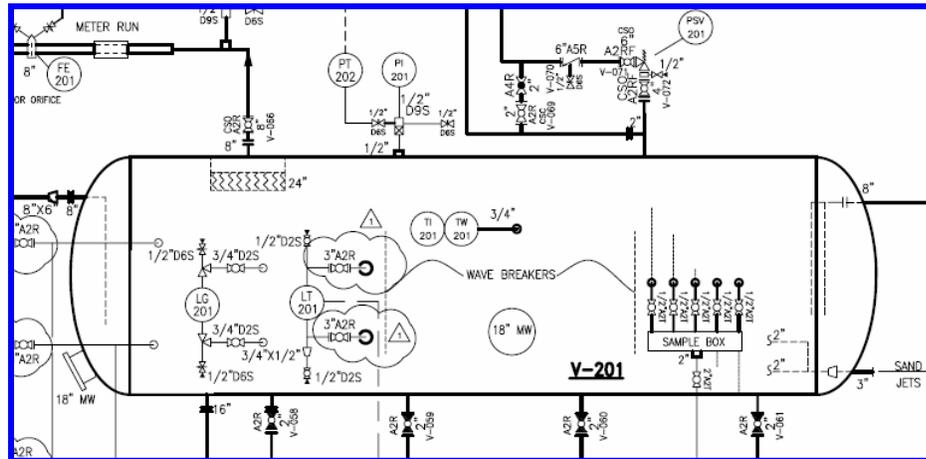


Figura 4.4. Esquemático del Separador de Baja Presión V-201.

Del separador de baja salen 2 líneas monofásicas una líquida y una gas, la línea líquida con 33.000 BPD a una presión de 30 psig y 140 °F, es enviada a la bomba booster para incrementar la presión del fluido y luego es enviado a las bombas de transferencia a una presión de 230 psig a la unidad de almacenamiento flotante (FSO) el flujos de gas va a los compresores de baja presión y este es devuelto a los compresores de alta presión, que salen de los separadores fluyen bajo régimen laminar debido a que las fluctuaciones que se generarían bajo este régimen provocan fluctuaciones y pérdidas de carga en el sistema, incrementándose los costos de transporte.

4.5.3. Separador de Prueba (V-301)

De tipo horizontal con capacidad de manejar de 1.000 a 15.000 BPD de crudo y 300 a 1500 BPD de agua con 3 minutos de tiempo de residencia. La línea de alimentación al separador de prueba es de carácter bifásico, está compuesta por un volumen de líquido de 16.500 BPD, 6.8 MMPCND de gas, a una presión de 160 psig y una

temperatura de 140°F. El separador de prueba permitirá un tiempo de retención para evaluar las condiciones del fluido, el cual de acuerdo a las dimensiones de diseño permitirá la separación y condiciones normales de operación para la separación del crudo. En la siguiente tabla se muestran las especificaciones de diseño del separador de prueba:

Tabla N° 4.35. Especificaciones de Diseño Separador V-301.

Especificaciones de Diseño	
Tipo Horizontal	3 fases
Presión de Operación	0 @ 160 Psig
Temperatura de Operación	140 °F
Presión de Diseño	207 Psig @ 190 °F
Caudal de Gas	6,8 MMPCD
Caudal de Líquido	16 MBPD
Medidores de Gas y Líquido	A la salida de gas, de agua y de crudo.

Una vez determinada las condiciones de separación, el flujo separado es enviado por medio de dos líneas las cuales son líneas monofásicas de interconexión con los otros separadores, la línea monofásica (gas) es enviada directamente a los compresores de acuerdo al requerimiento de este, el gas es enviado a la plataforma de

cabezales de pozo con un volumen de gas de 13.5 MMPCND a una presión de 2000 psig; por lo que el excedente de gas es enviado al separador de venteo.

La presión máxima del separador de prueba a la cual se puede operar es de 500 Lpca, por lo que tiene una condición de alarma de alto nivel de 450 Lpca, una condición mínima de 200 Lpca para una condición de alarma de bajo nivel. Las condiciones operativas del separador de prueba le permiten al separador cumplir con las condiciones operativas de separación. En la Figura 4.5 se aprecia un esquemático del separador de prueba V-301.

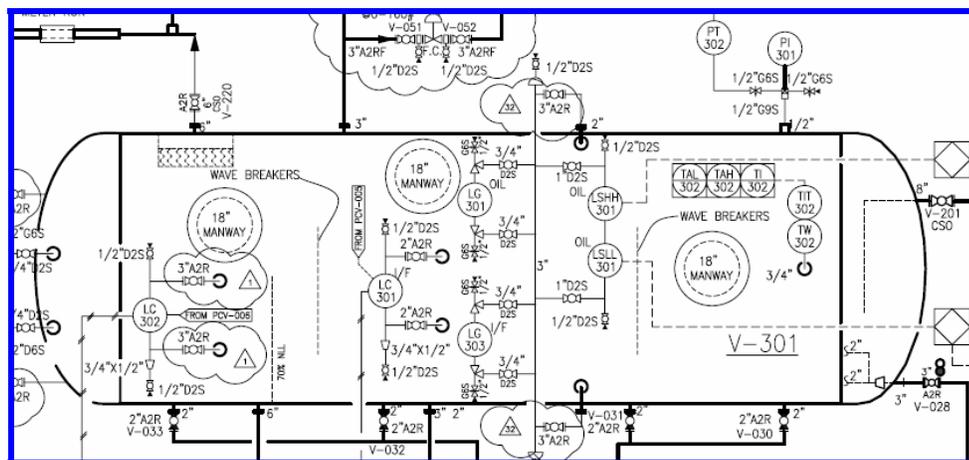


Figura 4.5. Esquemático del Separador de Prueba V-301.

El separador de baja no tiene los elementos necesarios para manejar la espuma ya que antes del diseño no se contaba con la actuación de la espuma en el sistema, y debido a que no está configurado internamente para manejar espuma, se requiere rediseñar y colocarle placas deflectoras y mallas de retención de rocío para que ayuden a la separación del gas.

La presencia de espuma es un problema crítico en la separación gas-líquido ya que limita enormemente la capacidad de separación, pues adicionalmente al tiempo

de residencia requerido para el líquido, se debe proporcionar un tiempo adicional para disolver el efecto de la espuma. Dado que este fenómeno ya es una característica de este crudo, la única forma de minimizar su efecto es diseñando elementos internos de alta eficiencia o reemplazando en su defecto el aditivo químico que actualmente se aplica.

La cantidad de fluido que entra al separador debe ser igual a la cantidad de materia que sale pese a que este se obtiene en diferentes fases. La presión en el separador sufre una caída de presión de 3 unidades; por lo que debe considerarse y evaluar un diseño más acorde y tomando en cuenta la variabilidad en el proceso.

Para verificar la capacidad nominal de estos equipos se utilizaron los parámetros recomendados de acuerdo a la Norma PDVSA MDP-03-S-01 “Manual de Diseño de Proceso. Separación Física. Tambores Separadores. Principios Básicos”, reflejados en el anexo 8.

4.6. Propuestas Para La Optimización Del Sistema De Tratamiento Químico Y Mejora Del Proceso De Producción

- Las líneas del separador de prueba y de alta son de 6” y 8” respectivamente, las cuales poseen placas de orificio con diámetro interno de 2 ¾” y 3 ¼”. Se recomienda aumentar el diámetro de las placas de orificio en la descarga o la salida de los separadores de alta y de prueba, en la línea que va hacia los compresores, ya que esto permite que entre mayor cantidad de líquido al separador de baja y la condición de separación será mayor sin la restricción.
- Uso de difusores o sistemas de inyección en forma de dispersión para permitir un mayor contacto del producto químico con el crudo. En el anexo 9 se pueden

observar algunos ejemplos de sistemas que permiten la distribución de química inyectada.

- Uso de bombas dosificadoras eléctricas para permitir la inyección continua, ya que las bombas que están en uso actualmente en el IPF son neumáticas y el antiespumante se inyecta en forma de baches por lo tanto se tendrán cantidades de crudo no tratada.
- Considerando que la mayoría de los pozos de este Campo aportan crudo mediano de entre 21 y 24 °API, la aplicación de tratamiento químico con reductores de viscosidad para los pozos altamente viscosos y de baja gravedad API, como es el caso de los 3 crudos espumosos de los pozos AP-06, BI-01 y BI-03 puede ayudar a mejorar las condiciones en el proceso e incrementar la producción; ya que a menor viscosidad mayor es el efecto de difusión de fluido dentro de otro. Por lo tanto si se logra reducir la viscosidad entonces se podrá optimizar el consumo de antiespumante.
- Cambiar el punto de inyección en el brazo opuesto a la línea donde se encuentra el regulador, puede garantizar que el producto actúe antes de la restricción de flujo por la turbulencia que se forma:

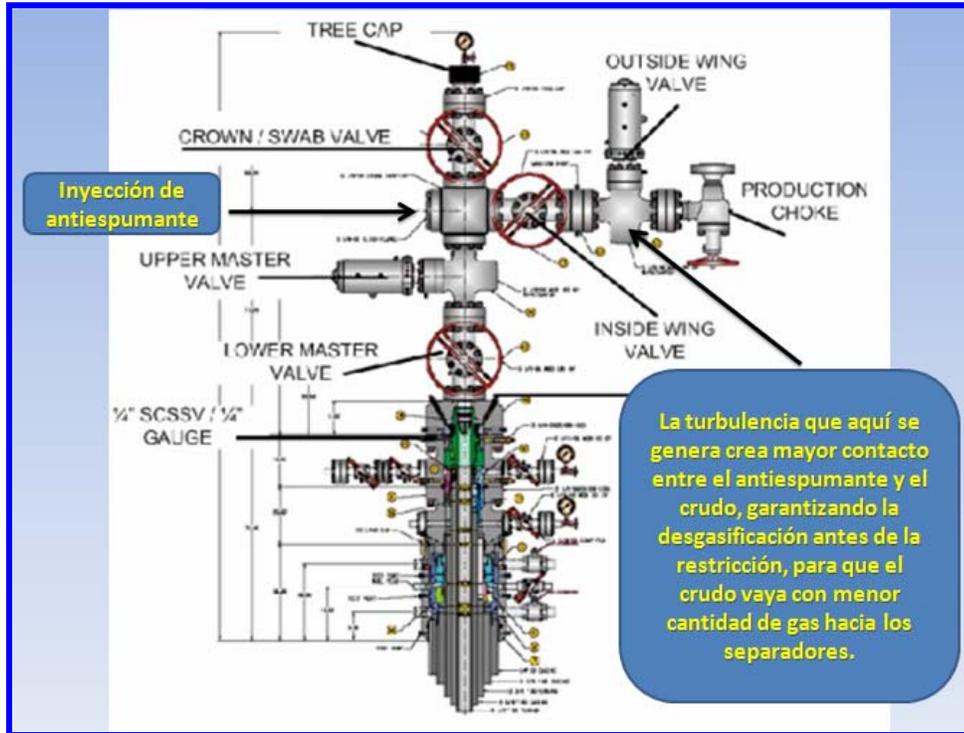


Figura 4.6. Propuesta para cambio de punto de inyección.

- Aplicar el uso de la tecnología ciclón o ciclones de admisión, los cuales permiten el bloqueo de gas y reciclaje secundario de espuma. Los separadores ciclónicos equipados de internos que permitan el manejo de espuma y separación de fases por efecto de fuerzas centrífuga y gravitatoria, ya que se ha comprobado que este tipo de separadores tiene las siguientes ventajas:
 - ✓ Reduce la presencia de líquidos en los gaseoductos.
 - ✓ Mejora la disponibilidad de espacio físico.
 - ✓ Reduce costos por concepto de fabricación.
 - ✓ Permite la separación de fluidos multifásicos libres de formación de espuma.
 - ✓ No es requerida la inyección de química antiespumante.
 - ✓ La velocidad de asentamiento de las gotas se incrementa en mayor grado haciéndose más efectiva la separación.

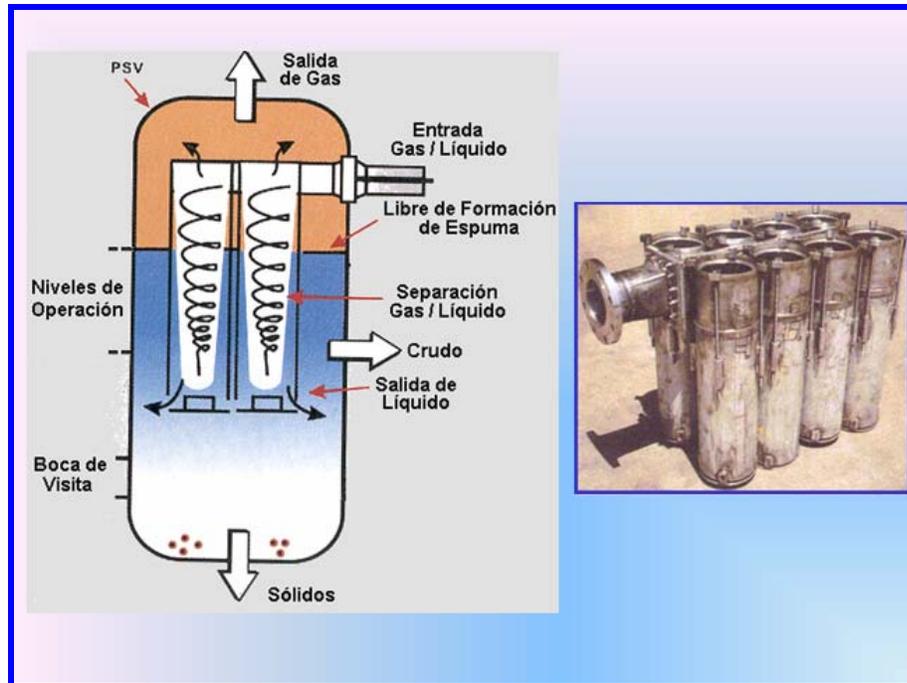


Figura 4.7. Elementos Internos de un Separador Ciclónico.

CONCLUSIONES

1. La cavitación de las bombas booster elevadoras de presión, es el principal problema que afecta las operaciones de separación debido a la formación de espuma en el sistema de producción.
2. El crudo que se produce en el Campo Corocoro es mediano de 23-24°API y de los 9 pozos productores analizados, existen 3 pozos espumosos, los cuales poseen características de un crudo pesado cuya gravedad API es de 18-19 °.
3. La eficiencia del producto antiespumante utilizado en el sistema (Exp-741) es notablemente baja, ya que el antiespumante fue formulado para crudos medianos de 24 °API, sin tomar en cuenta las características de un crudo pesado espumoso de 18 °API.
4. Los cambios bruscos de temperatura que ocurren en el ambiente afectan enormemente las operaciones de separación y directamente en la eficiencia del producto químico, alterando las propiedades físicas (viscosidad) de dicho producto.
5. La espuma encontrada en todo el sistema de producción es muy estable por lo tanto se requiere de altas dosis para lograr su resolución, lo que genera que en el sistema exista sobredosificación de antiespumante de 300 GPD.
6. De las pruebas de eficiencia de producto, realizadas a nivel de laboratorio, con el antiespumante de la empresa General Electric Exp-B₁ se logró optimizar la dosis entre 30-40% manteniendo un margen de eficiencia aceptable.

7. Los separadores de alta y de baja por ser bifásicos no son adecuados para manejar y controlar el efecto de la espuma en el sistema por la falta de elementos internos ya que sólo se provee de baffles en el separador de prueba.
8. El tiempo de retención en los separadores es menor a 3 minutos y la ausencia de baffles no provocan una mayor velocidad de coalescencia por agitación, lo cual dificulta la ruptura de la espuma.
9. La cantidad de antiespumante se proporciona tomando en cuenta la presión de las bombas booster; si la presión es baja genera un alto nivel en el separador y el crudo puede ir a los compresores generando un alto nivel en el Knockout drums (KOD) corriendo el riesgo de que el crudo sea arrojado al mar.
10. La distancia que hay entre la salida del separador de exportación (separador de baja presión V-201) y la succión de las bombas booster es muy corta por lo tanto no existe suficiente turbulencia que permita al producto antiespumante cumplir su función.
11. Las pruebas de producto antiespumante en los cilindros graduados no son representativas, ya que se observó que los productos que dieron buenos resultados en tipo de ensayo no fueron eficientes en la prueba de campo.

RECOMENDACIONES

- Aumentar el diámetro de las placas de orificio en la salida de gas de los separadores de alta y de prueba hacia los compresores para permitir la entrada de mayor cantidad de líquido al separador de baja, de esta manera la condición de separación será mayor sin la restricción.
- Utilizar reductores de viscosidad como refuerzo de la química antiespumante, debido a que a baja temperatura cambian la composición del producto químico y del crudo.
- Colocar un sistema de degasificación entre la salida del separador de baja y la succión de las bombas booster para garantizar que en la descarga se tenga un crudo más limpio, con menor cantidad de gas para que las bombas operen con una eficiencia mayor.
- Colocar puntos de inyección de antiespumante en el cabezal de los pozos espumosos antes de la válvula de restricción o choke para que se aproveche el efecto mecánico que permitirá homogenizar la mezcla entre el antiespumante y el fluido de formación. Esto a su vez le dará tiempo suficiente para que el antiespumante reaccione y penetre en la corriente de crudo.
- Realizar estrategias o rediseño en el sistema de inyección de química en forma de aguja (quill) pero perforada o un sistema más complejo en forma de tobera para lograr una atomización precisa de antiespumante.

- Usar bombas dosificadoras eléctricas para que la inyección sea continua ya que la acción del pistón de las bombas neumáticas actualmente en uso en el WHP-IPF se realiza en forma de baches por lo cual se tienen cantidades de crudo no tratadas.
- Aplicar el uso de la tecnología ciclón o ciclones de admisión que permitan el bloqueo del gas y el reciclaje de espuma, ya que este tipo de separadores están equipados internamente para separar o controlar el fenómeno de la espuma.
- Una mejora para el proceso de separación sería contar con un separador de baja presión que posea una capacidad mayor al que actualmente está operativo en el sistema, para lograr un mayor aporte de flujo y el incremento de la producción.
- Se recomienda hacer pruebas de campo antes de decidir o seleccionar el uso de determinado producto para así verificar la eficiencia de dicho producto frente al comportamiento del sistema de producción.

BIBLIOGRAFÍA

1. Código Geológico de Venezuela, PDVSA-Intevep (1998). Disponible en:
<http://www.pdvsa.com/lexico/camposp/cp057.htm>
2. Conoco Phillips. Golfo de Paria Oeste. **Desarrollo de Corocoro Fase 1.** Intranet de PDVSA Petrosucre. (2004).
3. Zapata, A. **“Informe Sobre Análisis de los Problemas Asociados a la Inyección de Antiespumantes en la Plataforma WHP”.** Operaciones en el Campo Corocoro. (2008).
4. **Espumas en Sistemas de Hidrocarburos. Origen, Consecuencias y Soluciones.** GPA. Estudios y Servicios Petroleros S.R.L. Nota Técnica N° 33. (2006)
5. **Filosofía de Operación y Control de la Plataforma de Cabezales de Pozo WHP, FSO, IPF.** PDVSA Petrosucre. (2007).
6. **Memoria Descriptiva de la Plataforma de Cabezales de Pozo del Campo Corocoro.** CONOCO-PHILLIS. (2005).
7. **Memoria Descriptiva de las Facilidades de Procesamiento Temporal (IPF) del Campo Corocoro.** CONOCO Venezuela, C.A. (2007).
8. Manual Oficial de Operaciones del Ingeniero. **FSO-Nabarima.** PDVSA Petrosucre. (2007)

9. <http://ingenieria-de-yacimientos.blogspot.com/2008/12/perforacin-de-pozos-en-aguas-profundas.html>. (2008)
10. Sistema de Conexión de Tuberías Submarinas. **Tecnología Subsea**. FMC Technologies. (2006).
11. <http://ingenieria-de-yacimientos.blogspot.com/2008/12/el-campo-corocoro.html>. (2008)
12. Maggiolo, R. **Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal-ESP OIL International Training Group**. Perú (2008).
13. Maggiolo R., **“Análisis Nodal y Flujo Multifásico”**, Editorial Maggiolo, Maracaibo, Venezuela, (2005).
14. <http://www.monografias.com/trabajos66/estaciones-flujo/estaciones-flujo2.shtml>
15. Fariñas J. Guía de Diseño de Procesos. **Separadores**. UDO-Anzoátegui. (2007).
16. Ken Arnold. **“Sistemas de Producción. Separadores”** Paragon Engineering Services, Inc. , Houston (2008)
17. López G. Edeluc. **“ESTABILIDAD DE EMULSIONES”**. Universidad de los Andes. (2004).
18. www.emulsionesquimicas.com/eqltda_productos.pdf. (2008)

19. Pinto Cleo. **“Guía de Usuario. Antiespumantes”** Lipesa (2005)

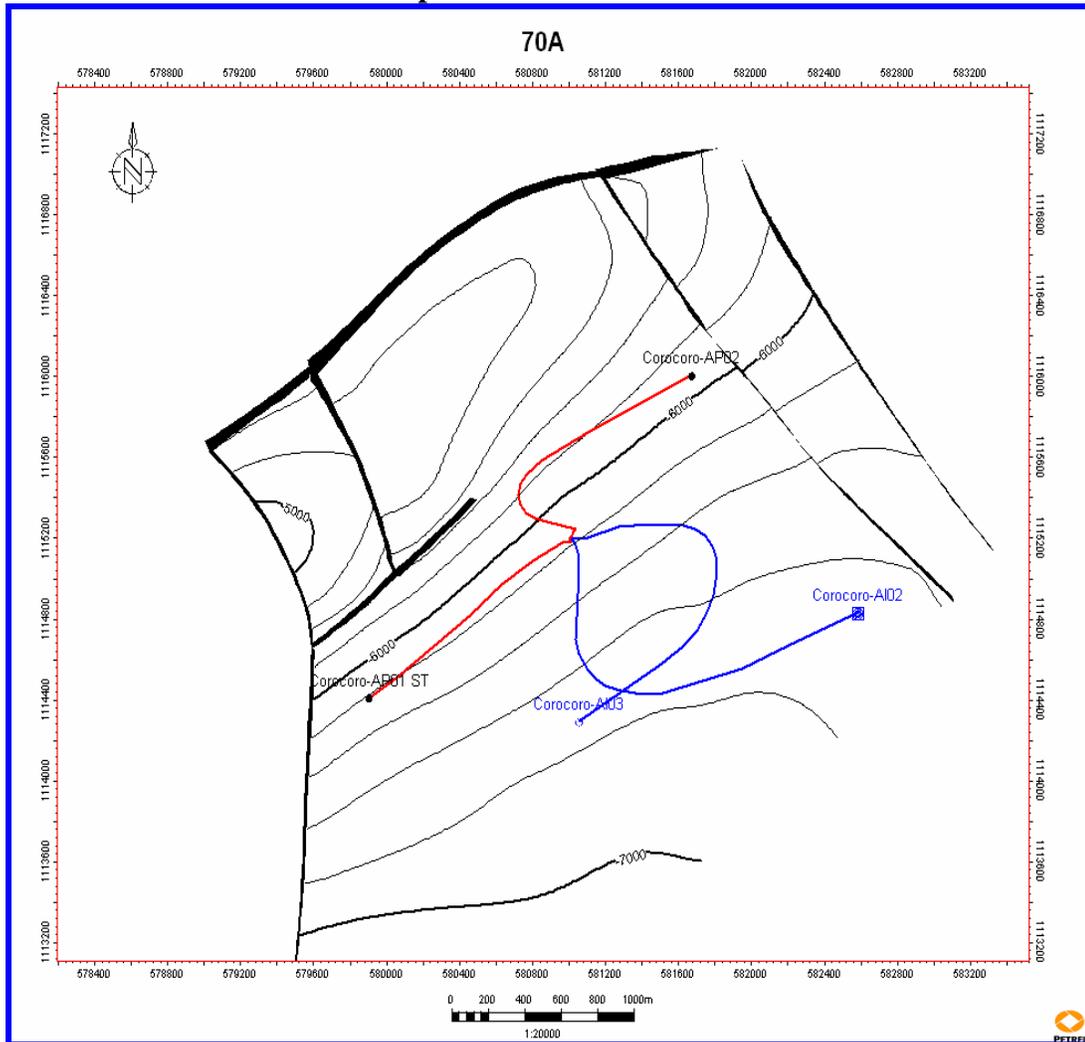
BIBLIOGRAFÍA ADICIONAL

- Corona Ender. **“Métodos de Producción de Pozos”** Curso Deshidratación de Crudos PETROSIVENSA. (2008).
- Corona Ender. **“Actividades Fundamentales de la Industria Petrolera”**. EMCO Training – Lecherías. (2008)
- Delgado J. **“Espumabilidad de los Crudos Venezolanos”** Artículo de Investigación. Revista Ciencia e Ingeniería. Vol. 29 N° 1. (2008)
- Unda Teresa. **“La Espumación”** Disponible en la página web: <http://depa.fquim.unam.mx/~tunda/Espum.html>. (2008)
- Astudillo L. **“Operaciones de Producción de Petróleo y Gas”** Global Management de Venezuela C.A. (2007)
- Manual Oficial de Operaciones del Ingeniero. **Sección N° 7 Top Side**. PDVSA Petrosucre. (2007)
- García Gabriel. **“Separadores”** Curso de Operaciones de Procesos de Producción. (2005).
- Astudillo Luis. **“Control de Pozos Submarinos”** Curso de Control de Pozos. (2003).

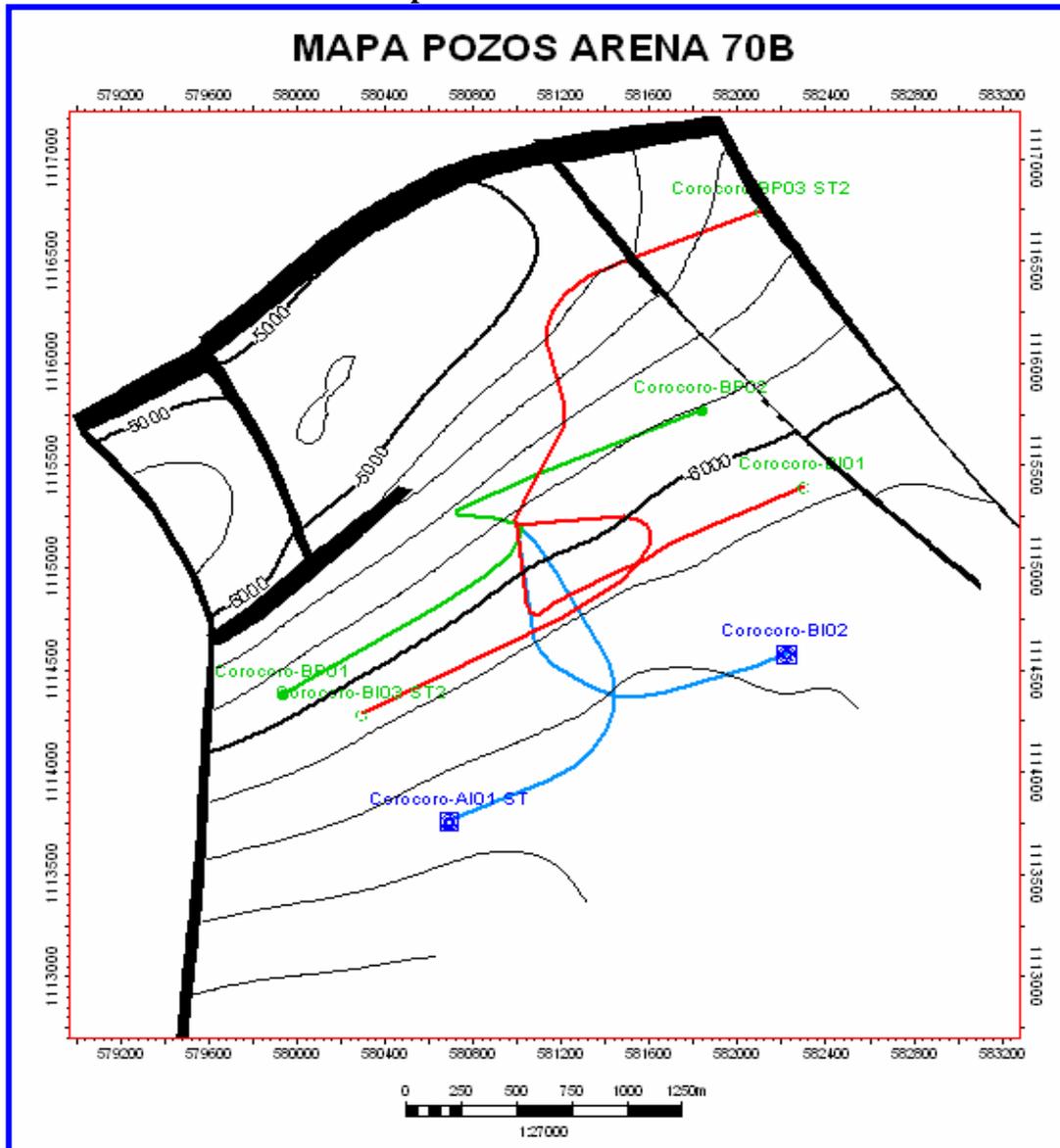
- **Andérez J, Forgiarini A, Salager J.L. “Influencia de la Formulación Sobre Las Espumas”** Cuaderno FIRP # 263. Universidad de los Andes. (1998).
- **Martínez, Marcias. “Diseño Conceptual de Separadores”**. Ing. Consultores S.R.L. Venezuela. (1996).

ANEXOS

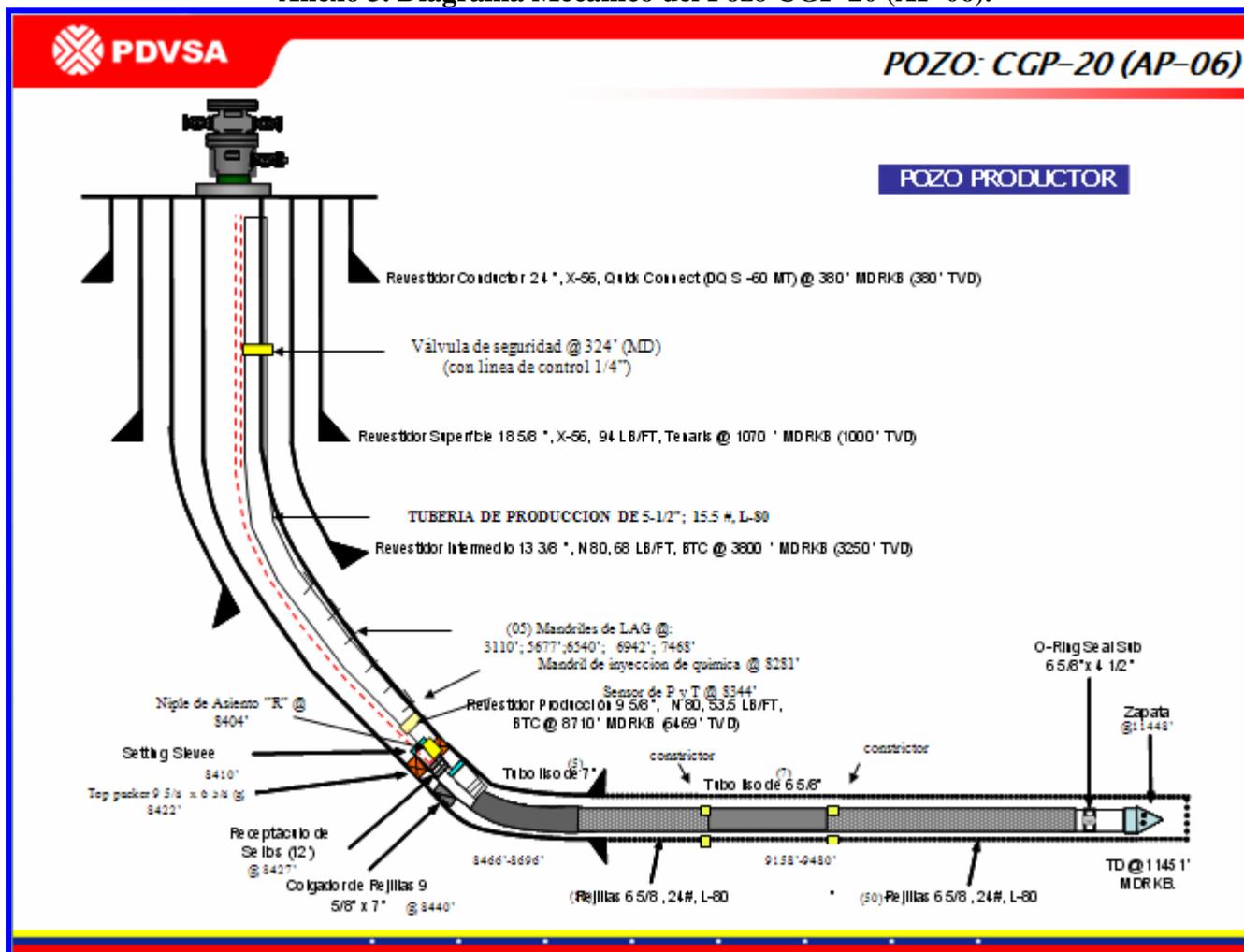
Anexo 1. Mapa Estructural de la Arena 70-A.



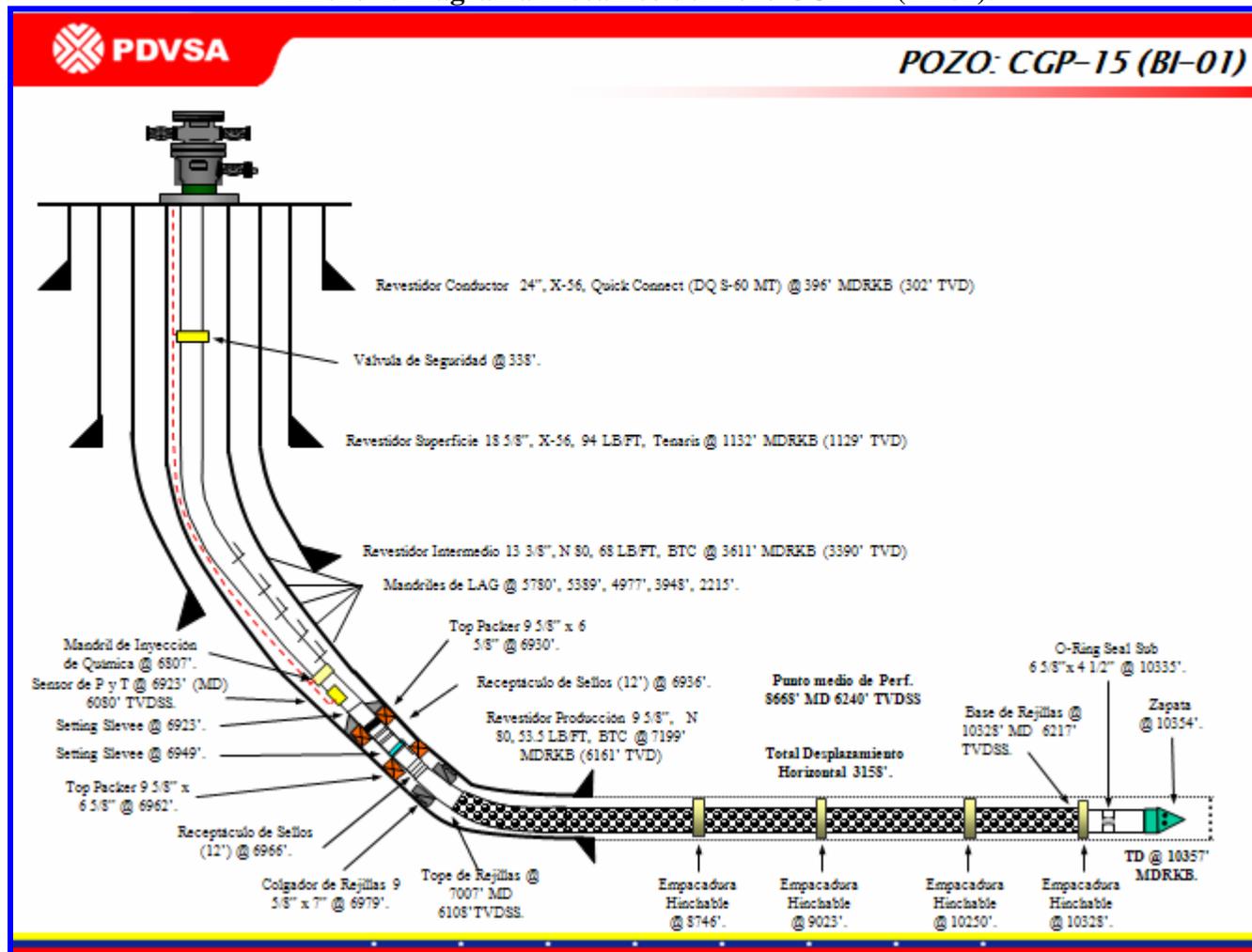
Anexo 2. Mapa Estructural de la Arena 70-B.



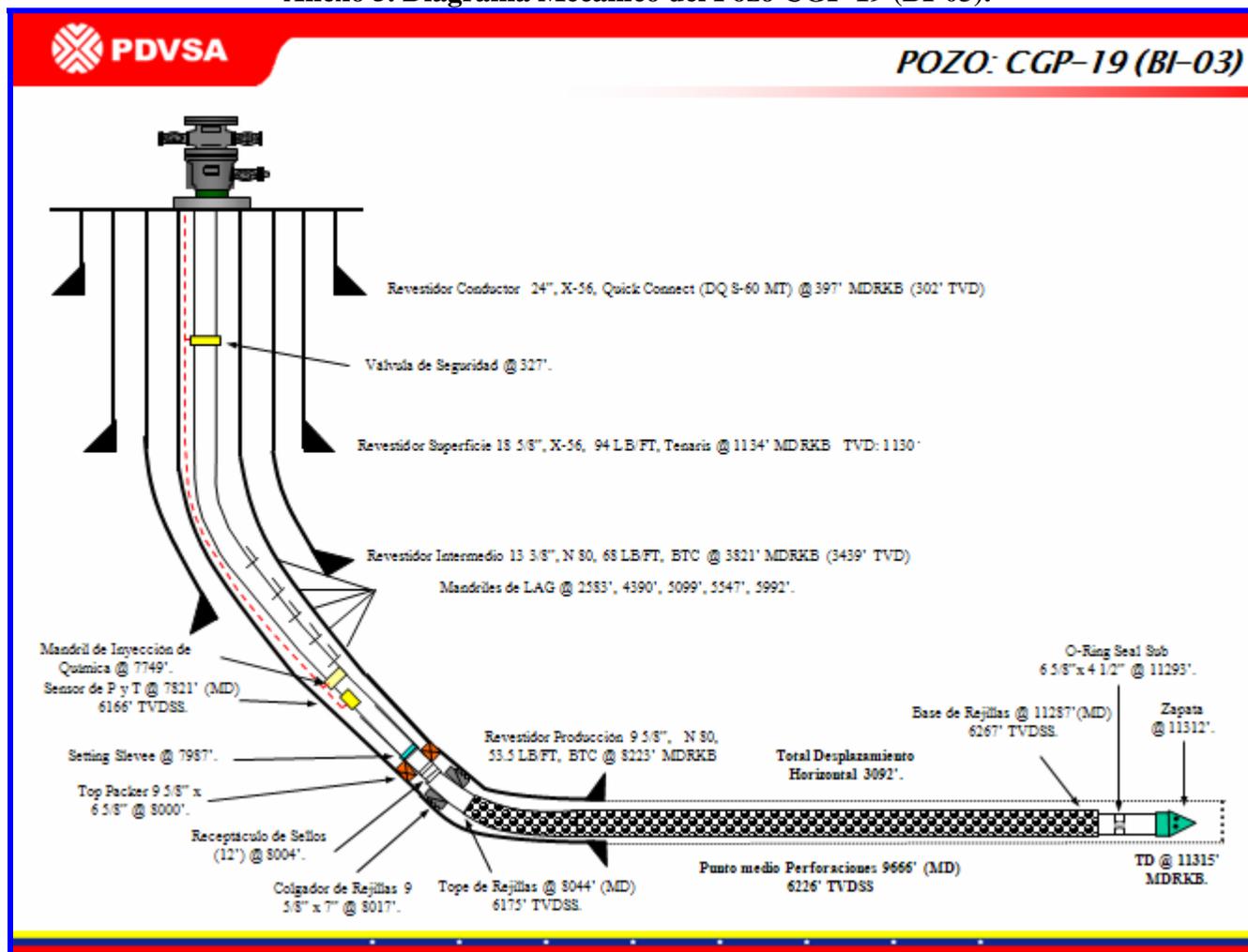
Anexo 3. Diagrama Mecánico del Pozo CGP-20 (AP-06).



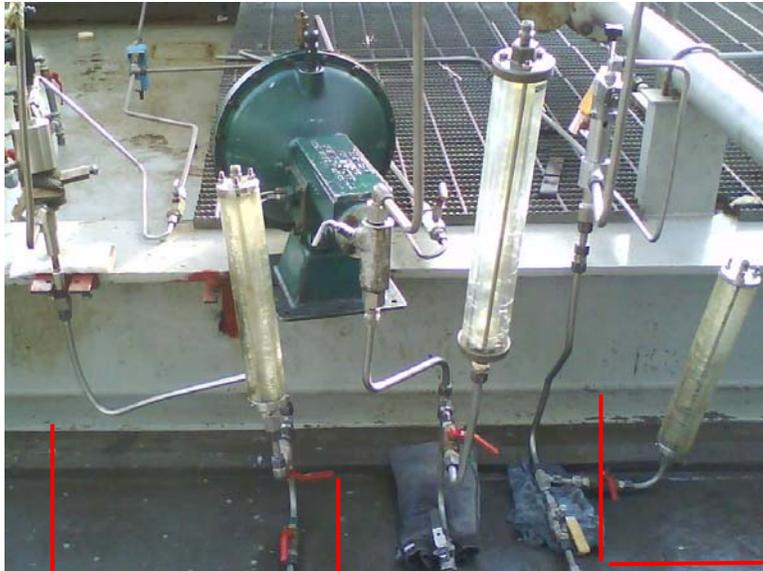
Anexo 4. Diagrama Mecánico del Pozo CGP-15 (BI-01).



Anexo 5. Diagrama Mecánico del Pozo CGP-19 (BI-03).



Anexo 6. Patín de Bombas Dosificadoras en el IPF.

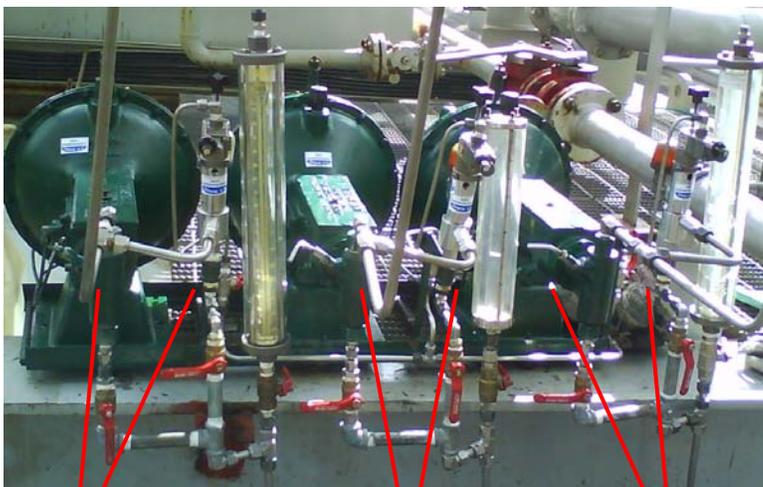


Bombas de inyección de química de antiespumante EXP-741, fuera de servicio.

Inyección hacia separador de baja presión

Inyección hacia separador de

Inyección hacia separador de alta



Patín de bombas instaladas el día 23 de Julio durante el tiempo de parada de planta.

Bomba de inyección hacia separador de alta presión y bomba

Bomba de inyección hacia separador de baja presión y bomba de

Bomba de inyección hacia separador de prueba y entrada de planta y bomba

Anexo 7. Tanques de Inyección de Antiespumante.



Paletas colocadas a los tanques de inyección de química para contrarrestar la diferencia de altura en relación a las bombas, ya que tomaban aire y dejaban de inyectar.

Anexo 8. Verificación de la Capacidad del SP-11V-01.

FLUJO VOLUMÉTRICO DEL SEPARADOR SP-11V-01

HORIZONTAL VESSEL RATING

Date: 07-29-2004

Project Name: REUBICACIÓN DE LA LÍNEA DE VENTEO DEL MECHURRIO M03/M06

Tag Number: SP-11V-01

INPUT PARAMETERS:

Vessel Specifics

Internal Diameter (inches) 82

Gas Row Length (feet) 29

Shell Thickness (inches) 5

Head Thickness (inches) 5

Specific Gravity

Gas (air = 1.0) 0.75

Oil (water = 1.0) 0.85

Water (water = 1.0) 1

Operating Pressure (psig) 30

Operating Temperature (Degrees F): 110

Design Pressure (psig) 150

Liquid Retention Time (min.) 2

Fraction of Vessel Liquid Filled: .25

Water/Liquid Volume Ratio 0.02

RESULTS - HORIZONTAL VESSEL RATING

Compressibility Factor = 0.992

Fluid Density, lb/ft3...

Gas = 0.16

Oil = 52.58

Water = 61.86

Gas Flow Area, ft2 27.51

Liquid Flow Area, ft2 9.17

Length to Diameter Ratio 4.24

Req. Shell Thickness, inches 0.479

Req. Ellips. Hd Thickness, inches . 0.478

Vessel Weight - Empty, k-lbs 15.72

Water Filled, k-lbs 81.51

	2 - Phase Vessel	3 - Phase Vessel
Flow Rate		
Gas, Mcf/d	20.754	20.754
Gas, Mcf/d	58.182	58.182
Oil, bbls/day	33414.4	27845.4
Water, bbls/day	681.9	688.3
Critical Gas Velocity, ft/sec	8.7	8.7

Flow Rate

Gas, Mcf/d 20.754 20.754

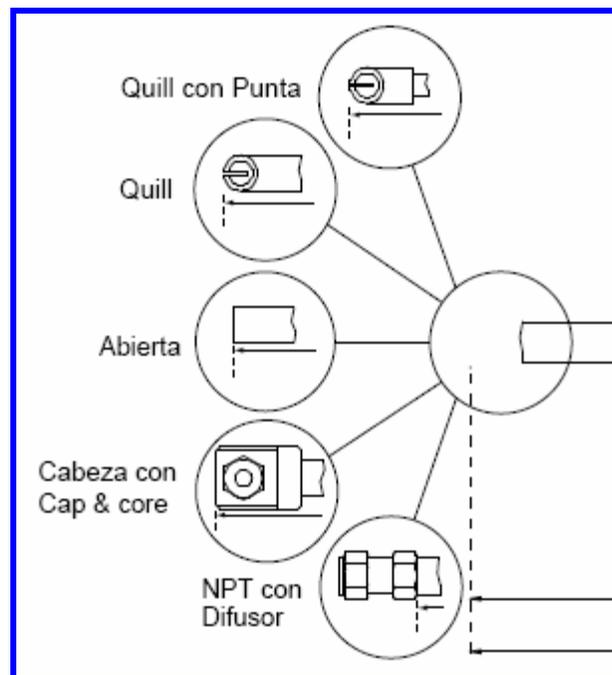
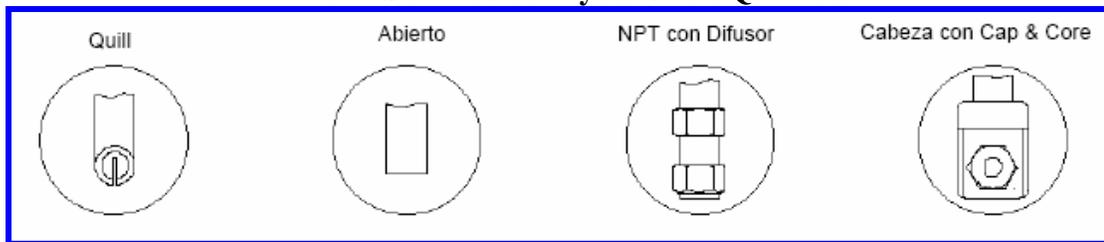
Gas, Mcf/d 58.182 58.182

Oil, bbls/day 33414.4 27845.4

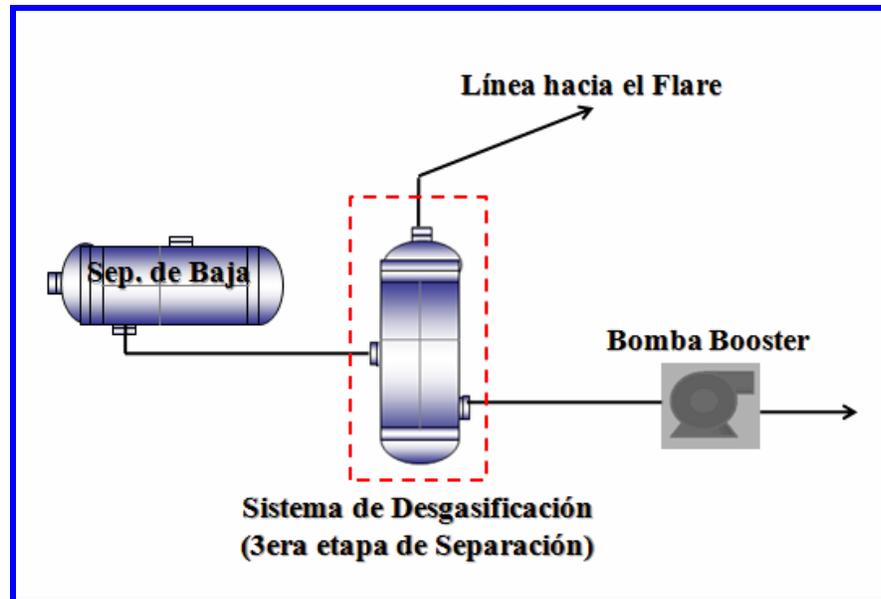
Water, bbls/day 681.9 688.3

Critical Gas Velocity, ft/sec 8.7 8.7

Anexo 9. Sistemas de Inyección de Química.



Anexo 10. Sistema de Desgasificación entre la salida del separador de baja y la succión de las bombas booster.



Anexo 11. Algunas Definiciones.

- **BAD** = Barriles de agua por día.
- **Baffles** = Placa deflector que puede ser también un plato esférico, un plato plano, un hierro angular, un cono o cualquier obstrucción que cumplirá con el objetivo de cambiar abruptamente la dirección y la velocidad del fluido.
- **Bombas Booster** = Es la bomba utilizada para incrementar la presión del fluido hasta la presión de succión de una segunda unidad (Bombas de Transferencia).
- **BPD** = Barriles por día.
- **Choke** = Estrangulador o reductor. Esta herramienta de productividad es un dispositivo que se instala en la entrada de la línea de flujo, en el cabezal del pozo, con el propósito de controlar su producción.
- **Desgasificación** = Es el proceso por el cual se extrae el gas del crudo.
- **Espuma** = Son dispersiones de gas-líquido, constituidas por un conjunto de burbujas gaseosas separadas por películas delgadas de líquido.
- **Flare** = Es un sistema de venteo o alivio y quema de gases para operaciones especiales de emergencia, que consta de un depurador llamado KOD (Knock Out Drum) en cuya salida se ubica una línea que lleva el gas al quemador.
- **FSO** = Floating Storage and Offloading. Embarcación flotante de almacén y descarga de petróleo.

- **FT** = Transmisor de flujo.
- **GPD** = Galones por día.
- **IPF** = Interim Processing Facility. Consiste en una barcaza flotante, anclada con pilotes, sobre la cual se encuentran instaladas las facilidades de procesamiento del crudo, de manera temporal.
- **Kenco** = Recipiente que se utiliza para dosificar la cantidad de producto químico que se consume en un tiempo determinado.
- **KOD** = Knock Out Drum. Es un recipiente utilizado para depurar la corriente de gas que va hacia el quemador. Por lo general, esta unidad posee poca capacidad para retención de líquidos.
- **Ppm** = Es una unidad de concentración en parte por millón que representa la cantidad o el volumen de producto químico presente en cada millón de barriles de crudo.
- **Quill** = Sistema de inyección de química, a través de un difusor en forma de aguja.
- **WHP** = Well Head Platform. Plataforma de cabezales de pozo.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	Optimización del Sistema de Tratamiento Químico a Pozos Productores, para la Desgasificación del Crudo en los Separadores y Plataforma de Cabezales de Pozo WHP. Ubicados en el Campo Corocoro.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Rodríguez M, María E.	CVLAC: 13.784.264 E MAIL: mariumosegui@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Espuma

Campo Corocoro

Antiespumante

Separadores

Cabezales de Pozo WHP

Desgasificación

Bombas Booster

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

RESUMEN (ABSTRACT):

El Campo Corocoro, en el Bloque Golfo de Paria Oeste produce alrededor de 33.000 barriles diarios de crudo (BPD), siendo éste un volumen considerable de petróleo; sin embargo, los problemas operativos en el área presentados por alta formación de espuma afecta tanto a separadores como al sistemas de bombeo de la estación de producción y pueden generar riesgos ambientales ó pérdidas de producción, citando como ejemplo el funcionamiento de los separadores de alta y de baja presión, ya que originalmente fueron diseñados como bifásicos, no son adecuados para separar crudos espumosos debido a la falta de ciertos dispositivos internos requeridos para la separación óptima del hidrocarburo. Como es notable, la química antiespumante en el sistema de producción es indispensable para mantener una tasa de producción entre 32.000 – 34.000 BPD como promedio y la apertura de los pozos con sus respectivos chokes nominales. Desde el inicio de las operaciones se han estado dosificando productos antiespumantes que han tenido un desempeño medianamente efectivo por lo cual se ha visto la necesidad de recurrir al cambio del sistema de

tratamiento químico, se propone reemplazar el antiespumante actualmente en uso por un producto de mayor efectividad que funcione desestabilizando la espuma y que reduzca la tensión superficial de la mezcla de los crudo de todos los pozos productores, con lo cual se espera que el producto reduzca el tiempo de degasificación y destruya la espuma, liberando el gas disuelto entrampado en la mezcla de crudo.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU X	JU
Suárez Daniel.	CVLAC:	9.981.650			
	E_MAIL	danielsuarezlongart@hotmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU X	JU
Guzmán C. Miguel A.	CVLAC:	12.438.049			
	E_MAIL	miguelangeling80@gmail.com			
	E_MAIL	guzmanmb@petrosucre.pdvsa.com			
	ROL	CA	AS	TU	JU X
Guerra Oly.	CVLAC:	3.733.796			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
Patiño Rayda.	CVLAC:	11.883.699			
	E_MAIL	raydapatino@hotmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2009	11	17
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Tesis. Optimización de tratamiento químico.doc	Application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L
M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1
2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: Dpto. de Ingeniería Producción PDVSA-Petrosucre (OPCIONAL)

TEMPORAL: 6 meses (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pre-grado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente. Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de trabajos de grado:

"Todos los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la universidad de oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al consejo universitario".

AUTOR

Rodríguez M, María E.

AUTOR

AUTOR

TUTOR

Suárez Daniel.

JURADO

Guerra Oly.

JURADO

Patiño Rayda.

POR LA SUBCOMISION DE TESIS

M.S.C Rayda Patiño.