

**GUÍA DE BUENAS PRÁCTICAS OPERACIONALES PARA EL MANEJO
DE PRODUCCIÓN DE CRUDO EN EL CPF CORCEL**

FREDY ANDRÉS NARVÁEZ BOHÓRQUEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2018**

**GUÍA DE BUENAS PRÁCTICAS OPERACIONALES PARA EL MANEJO DE
PRODUCCIÓN DE CRUDO EN EL CPF CORCEL**

FREDY ANDRÉS NARVÁEZ BOHÓRQUEZ

**MONOGRAFÍA PARA OPTAR AL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

**DIRECTOR
MAGISTER EN GESTIÓN DE LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS
JOSE BERNARDO CASTRO PERALTA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2018**

DEDICATORIA

El autor de la presente monografía desea dedicarlo sinceramente:

A Claudia Marcela, mi amada esposa, quien con su amor, comprensión y apoyo me ha demostrado que siempre hay tiempo para el amor, que siempre ha sido mi amiga fiel y mi orgullo como hombre, siempre serás la niña de mi vida.

A Roque Esteban y Juan Ángel, mis adorados hijos quienes son la inspiración en cada instante de mi vida, quienes llenan de alegría mi vida con su inocencia y amor puro y por quienes motivan cada acto de mi vida.

A mis padres, Humberto Narvárez Rivas y FlorAlba Bohórquez Pinto, quienes con su guía, enseñanzas y apoyo incondicional me enseñaron que con la ayuda de Dios no hay cosas imposibles, que el sacrificio es la mejor manera de alcanzar el éxito, que la humildad es la mejor virtud del ser humano.

A mis hermanos, Elizabeth, Liliana, Jhon Emiliano, Nora Constanza, Carlos Humberto y Diego Mauricio, quienes fueron, son y serán siempre mi mayor orgullo, mi punto de referencia. Este logro es de todos, porque en todo momento he encontrado en ellos la ayuda que he necesitado.

Por último y no menos importantes, a todos los que en cierto modo colaboraron en la consecución de este logro, para ustedes y por ustedes se materializa esta meta.

Fredy Andrés Narvárez Bohórquez

AGRADECIMIENTOS

El autor desea expresar sus más sinceros agradecimientos a:

Jose Bernardo Castro Peralta, Ingeniero de Petróleos, Superintendente de operaciones bloques Corcel-Guatiquia, Frontera Energy. y Director de la monografía, por su valiosa amistad, colaboración, enseñanzas y apoyo incondicional y quien con su experiencia aportó invaluable recomendaciones y sugerencias para el desarrollo del proyecto.

La compañía **FRONTERA ENERGY** en especial al grupo de ingeniería de producción de la **Superintendencia de operaciones livianos-mediados** de los bloques Corcel-Guatiquia por brindarme la oportunidad de realizar este proyecto y permitirme demostrar mis capacidades.

La **Universidad Industrial de Santander** y la **Escuela de ingeniería de petróleo**s, por permitirme desarrollar mis capacidades intelectuales e investigativas, así como brindarme la posibilidad de especializarme en producción de hidrocarburos y formarme tanto en lo personal como en lo profesional.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	17
1.DESCRIPCIÓN DE LOS BLOQUES CORCEL Y GUATIQUIA	18
1.1.DESCRIPCIÓN GENERAL BLOQUE CORCEL	18
1.1.1.Propiedades del yacimiento, roca, fluidos y estratigrafía.	19
1.2.DESCRIPCIÓN GENERAL BLOQUE GUATIQUIA	21
1.2.1.Propiedades del yacimiento, roca, fluidos y estratigrafía	22
1.3.CONDICIONES AMBIENTALES	24
1.4.SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	24
2.DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN DE CRUDO EN EL CPF CORCEL.....	26
2.1.LOCACIONES DE POZOS Y LÍNEAS DE FLUJO	26
2.1.1.Líneas de flujo campos Corcel A, BOA, C, D, E, Cobra.....	26
2.1.2.Líneas de flujo campos Candelilla, Yatay, Avispa, Ceibo, Ardilla	29
2.2.DESCRIPCIÓN DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	34
2.2.1.Recibo de fluidos	35
2.2.2.Sistema de separación.....	36
2.2.3.Deshidratación crudo	42
2.2.4.Almacenamiento de crudo	49
2.2.5.Venta de crudo.....	53
2.2.6.Cajas API	55
2.2.7.Aire de Instrumentos.....	56
2.2.8.Monitoreo remoto del CPF Corcel.....	57
2.2.9.Fiscalización de crudo.....	58
2.2.10.Liquidación diaria de producción de crudo.....	59
2.2.11.Reporte y análisis de la producción diaria de crudo.....	60
3.ANÁLISIS EQUIPOS INSTALADOS PARA MANEJO DE CRUDO A CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN	67
3.1.SEPARADORES CPF CORCEL	67
3.1.1.Capacidad de separación de gas.....	67
3.1.2.Capacidad de separación de líquido	70
3.1.3.Diseño separadores trifásicos horizontales.....	71
3.1.4.Cálculo tiempo de retención.....	79
3.1.5.Cálculo caudal de gas.....	80
3.2.GUN BARREL CPF CORCEL	82
3.2.1.Cálculo tiempo de retención.....	82
4.ARRANQUE	
CPF	
CORCEL	
.....	85

4.1.ALISTAMIENTO PARA EL ARRANQUE	85
4.1.1.GENERAL.....	85
4.1.2.TUBERIAS Y ACCESORIOS.....	86
4.1.3.EQUIPOS ROTATIVOS.....	86
4.1.3.1.Bombas y compresores	86
4.1.3.2.Motores.....	87
4.1.4.INSTRUMENTACIÓN	87
4.1.5.SERVICIOS INDUSTRIALES	87
4.2.ARRANQUE.....	88
4.2.1.SISTEMA DE RECIBO	89
4.2.2.SEPARADORES TRIFASICOS HORIZONTALES	89
4.2.3.BOTAS DE GAS Y GUN BARREL.....	90
4.2.4.TANQUE DE ALMACENAMIENTO	90
4.3.PARADA DE EMERGENCIA (ESD)	90
5.PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES PARA LOS EQUIPOS DE MANEJO DE CRUDO EN CPF CORCEL.....	92
6.CONCLUSIONES	93
BIBLIOGRAFIA.....	94
ANEXOS.....	95

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación Geográfica, Campos bloque Corcel.	18
Figura 2. Estratigrafía tipo, Campos bloque Corcel.	20
Figura 3. Ubicación Geográfica, Campos bloque Guatiquia.	21
Figura 4. Estratigrafía tipo, Campos bloque Guatiquia.	23
Figura 5. Sistemas de levantamiento artificial bloques Corcel y Guatiquia.	25
Figura 6. Esquema líneas de flujo campos Corcel A, BOA, C, D, E, Cobra a CPF Corcel	27
Figura 7. Manifold de producción en locaciones	28
Figura 8. Esquema líneas de flujo campos Candelilla, Yatay, Avispa, Ceibo, Ardilla a CPF Corcel	29
Figura 9. Medidores multifásicos locación Candelilla.	31
Figura 10. Medidores multifásicos locación Ceibo.	32
Figura 11. Manifold y válvulas selectoras multipuerto locación Ceibo.	33
Figura 12. Trampas de lanzamiento y recepción de raspadores.	34
Figura 13. Manifold de recibo CPF Corcel.	35
Figura 14. Diagrama esquemático manejo producción de crudo en el CPF Corcel.	37
Figura 15. Separador 100 SEP-102.	38
Figura 16. Separador 100 SEP-201.	40
Figura 17. Separadores 100 SEP-101 y 100 SEP-301.	43
Figura 18. Bota de gas 100 V-101 – Bloque Corcel y 100 V-102 – Bloque Guatiquia.	45
Figura 19. Bota de gas 100 V-102 – Bloque Guatiquia.	46
Figura 20. Gun Barrel 100 GB-101 – Bloque Corcel.	47
Figura 21. Gun Barrel 100 GB-201 – Bloque Guatiquia.	48
Figura 22. Tanques de almacenamiento de crudo para los campos Corcel A, BOA, C, D, E, Cobra.	50
Figura 23. Tanques de almacenamiento de crudo para los campos Candelilla, Yatay, Avispa, Ceibo y Ardilla.	51
Figura 24. Esquema del sistema de gas blanketing.	53
Figura 25. Cargadero de crudo en tracto camiones en el CPF Corcel.	54
Figura 26. Cajas API CPF Corcel.	55
Figura 27. Compresores aire de instrumentos CPF Corcel.	56
Figura 28. Monitoreo remoto equipos CPF Corcel.	58
Figura 29. Constante de diseño para capacidad de gas vs altura de líquido en un separador horizontal con llenado diferente al 50%.	69
Figura 30. Constante de diseño – relación de área (α) para tiempo de retención vs Relación de alturas (β) para un separador horizontal con llenado diferente al 50%.	72

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Estado de los pozos del bloque Corcel @ Diciembre de 2017	19
Tabla 2. Propiedades de yacimiento, roca y fluidos bloque Corcel.....	20
Tabla 3. Estado de los pozos del bloque Guatiquia @ Diciembre de 2017.	22
Tabla 4. Propiedades de yacimiento, roca y fluidos bloque Guatiquia.....	23
Tabla 5. Condiciones ambientales CPF Corcel.....	24
Tabla 6. Especificaciones de los medidores multifásicos campos Candelilla y Yatay.	30
Tabla 7. Especificaciones de los medidores multifásicos campos Avispa, Ceibo, Ardilla.....	32
Tabla 8. Características del separador trifásico horizontal de prueba 100 SEP-102.	39
Tabla 9. Características del separador trifásico horizontal 100 SEP-201.	41
Tabla 10. Características de los separadores trifásicos horizontales 100 SEP-101 y 100 SEP-301.	44
Tabla 11. Características de la bota de gas 100 V-101 – Bloque Corcel.....	44
Tabla 12. Características de la bota de gas 100 V-102 – Bloque Guatiquia.....	45
Tabla 13. Características del Gun Barrel 100 GB-101 - Bloque Corcel.	46
Tabla 14. Características del Gun Barrel 100 GB-201 – Bloque Guatiquia.	47
Tabla 15. Características de los tanques de almacenamiento bloque Corcel.....	49
Tabla 16. Características de los tanques de almacenamiento bloque Guatiquia...	50
Tabla 17. Características de las bombas de trasvase de crudo.	51
Tabla 18. Características de los compresores de instrumentos CPF Corcel.	57
Tabla 19. Métodos y técnicas para fiscalización de crudo.	59
Tabla 20. Tiempos de retención para el crudo.....	74
Tabla 21. Datos iniciales para diseño de separadores del CPF Corcel.	77
Tabla 22. Resultados para pasos 1 y 2 del procedimiento de diseño de separadores del CPF Corcel.....	77
Tabla 23. Resultados para pasos 3, 4 y 5 del procedimiento de diseño de separadores del CPF Corcel para el separador 100 SEP-102 – bloque Corcel.	78
Tabla 24. Resultados para pasos 3, 4 y 5 del procedimiento de diseño de separadores del CPF Corcel para el separador 100 SEP-201 – bloque Corcel.	78
Tabla 25. Resultados para pasos 3, 4 y 5 del procedimiento de diseño de separadores del CPF Corcel para el separador 100 SEP-101 – bloque Guatiquia.	78
Tabla 26. Resultados para pasos 3, 4 y 5 del procedimiento de diseño de separadores del CPF Corcel para el separador 100 SEP-301 – bloque Guatiquia.	79
Tabla 27. Resultados del cálculo de la relación de esbeltez de los separadores instalados en el CPF Corcel.	79

Tabla 28. Tiempo de retención de líquidos en separadores del CPF Corcel a las condiciones actuales de operación.....	80
Tabla 29. Caudal de gas calculado en separadores del CPF Corcel a las condiciones actuales de operación.....	81
Tabla 30. Tamaño de gota de líquido retirado del gas en los separadores del CPF Corcel a las condiciones actuales de operación.....	81
Tabla 31. Datos de entrada para el cálculo de tiempo de retención en los Gun Barrel del CPF Corcel.....	83
Tabla 32. Tiempos de retención calculados para los Gun Barrel de CPF Corcel. .	84
Tabla 33. Procedimientos operacionales para manejo de crudo en el CPF Corcel.	92

LISTA DE ANEXOS

- ANEXO A. Operación en manifold de producción
- ANEXO B. Prueba de potencial de producción de pozos
- ANEXO C. Puesta y sacada de operación de separador trifásico horizontal
- ANEXO D. Drenaje de separador trifásico horizontal para control de sólidos
- ANEXO E. Operación de separador trifásico horizontal
- ANEXO F. Puesta y sacada de operación de Gun Barrel
- ANEXO G. Operación de Gun Barrel
- ANEXO H. Alineación de tanques de almacenamiento de crudo
- ANEXO I. Transferencia de crudo entre tanques de almacenamiento de crudo
- ANEXO J. Alineación de tanques de almacenamiento de crudo a cargadero de crudo
- ANEXO K. Cargue de crudo a través de traco-camiones
- ANEXO L. Recirculación de fluidos a manifold de recibo
- ANEXO M. Medición estática de tanques de almacenamiento de crudo
- ANEXO N. Fiscalización estática de tanques de almacenamiento de crudo

GLOSARIO

LIT: Transmisor indicador de nivel.

LLL: Bajo-bajo nivel.

LSH: Switch indicador de nivel para detectar un nivel alto en un recipiente y que puede iniciar un apagado o enclavamiento automático

LSHH: Switch indicador de nivel para detectar un nivel alto-alto en un recipiente y que puede iniciar un apagado o enclavamiento automático

LSL: Switch indicador de nivel para detectar un nivel bajo en un recipiente y que puede iniciar un apagado o enclavamiento automático

LSLL: Switch indicador de nivel para detectar un nivel bajo-bajo en un recipiente y que puede iniciar un apagado o enclavamiento automático.

LT: Transmisor de nivel.

Manifold: Representa un sistema de recibo al cual llegan las líneas de flujo de cada uno de los pozos productores asignados a esa estación. El múltiple facilita el manejo de la producción total de los pozos y son utilizados para recolectar la producción de distintos pozos y direccionar un pozo para ser probado en forma individual o estar en producción junto a otros pozos.

PIT: Transmisor indicador de presión.

PSE: Escotilla de emergencia.

PV: Válvula de control de presión.

PVV: válvula de presión y vacío.

Scada: Supervisión, Control y Adquisición de Datos. Software de computación que permite controlar y supervisar procesos a distancia.

TIT: Transmisor indicador de temperatura.

Válvula selectora multipuerto: Sistema selector de pozos de prueba, que funciona como un manifold compacto ofreciendo una manera sencilla y segura de seleccionar los pozos que se desean conectar con el medidor multifásico o con el separador de Prueba. Posee ocho (8) entradas para conectar los pozos de producción, y dos (2) salidas: una común para producción y una salida seleccionable para prueba. Con esta configuración se pueden conectar hasta siete (7) pozos, ya que una de las entradas se reserva para el reajuste del sello en campo, y para evitar tener en todo momento un pozo conectado a prueba. De esta manera, usando el sistema de posicionamiento Manual o Inteligente del rotor, se puede enviar individualmente cada uno de los pozos a la salida de prueba, mientras los seis restantes siguen produciendo por la salida de grupo.

VRU: Unidad recuperadora de vapor. Recuperación de vapores a baja presión para regresarlos al proceso.

RESUMEN

TITULO: GUÍA DE BUENAS PRÁCTICAS OPERACIONALES PARA EL MANEJO DE PRODUCCIÓN DE CRUDO EN EL CPF CORCEL *

AUTOR: FREDY ANDRÉS NARVÁEZ BOHÓRQUEZ**

PALABRAS CLAVES: BUENAS PRÁCTICAS, CPF CORCEL, ESTANDARIZACIÓN, OPERACIONES DE CRUDO.

El desarrollo de esta guía de buenas prácticas operacionales tiene como propósito brindar soporte a los operadores del CPF Corcel en la operación de los equipos utilizados para el manejo del crudo teniendo en cuenta las condiciones actuales de operación de los campos de los bloques Corcel y Guatiquia, estandarizando y unificando procedimientos en el desarrollo de sus actividades diarias y que estas actividades cumplan con los parámetros de calidad de acuerdo a la normatividad legal y técnica vigente, permitiendo realizar cada actividad de manera confiable, segura y oportuna.

Se realiza una descripción del proceso y los equipos instalados en el CPF Corcel para el manejo de la producción de crudo de los bloques Corcel y Guatiquia, enfatizando que el manejo de crudo para cada uno de estos bloques se realizan de manera independiente cumpliendo con lo establecido por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Con las condiciones actuales de operación de los pozos se realiza un análisis de los equipos instalados para manejo de crudo en el CPF Corcel con el fin de verificar que estos tengan la capacidad de manejar los caudales actuales de producción. Se realiza diseño de los separadores, se calcula el tiempo de retención de líquidos y el caudal de gas con los que actualmente operan los separadores de la estación. Adicionalmente se calcula el tiempo de retención del crudo en los Gun Barrels.

Se realiza descripción del procedimiento de arranque de la estación Corcel y se actualizan los procedimientos operativos de los equipos utilizados para manejo de crudo con el fin de estandarizar estos procedimientos en el CPF Corcel, de igual manera se solicita codificación de estos procedimientos en el sistema integral de gestión de calidad de Frontera Energy.

* Monografía Especialización en Producción de Hidrocarburos.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de petróleos, Director: José Bernardo Castro Peralta.

ABSTRACT

TITLE: GUIDE OF GOOD OPERATIONAL PRACTICES FOR OIL PRODUCTION IN THE CPF CORCEL*

AUTHOR: FREDY ANDRÉS NARVÁEZ BOHÓRQUEZ**

KEYWORDS: GOOD OPERATIONAL PRACTICES, CPF CORCEL, STANDARDIZATION, OIL OPERATIONS.

The purpose of the development of guide of good operational practices is to provide support to the Corcel CPF operators in the operation of the equipments used for the management of crude oil production, taking into account the current operating conditions of the fields of the Corcel blocks and Guatiquia, standardizing and unifying procedures in the development of their daily activities and that these activities comply with quality parameters in accordance with current legal and technical regulations, allowing each activity to be carried out reliably, safely and in a timely manner.

A description of the process and the equipment installed in the Corcel CPF for the management of the crude oil production of the Corcel and Guatiquia blocks is made, emphasizing that the management of crude oil production for each of these blocks is carried out independently complying with the provisions of the National Hydrocarbons Agency, ANH.

With the current conditions of operation of the wells, an analysis of the equipment installed for handling crude oil production at CPF Corcel is carried out in order to verify that these have the capacity to handle the current production flows. The design of the separators is carried out, the liquid retention time and the gas flow rate with which the station separators currently operate are calculated. Additionally, the retention time of crude oil in the Gun Barrels is calculated.

A description is made of the start-up procedure of the Corcel station and the operating procedures of the equipments used to handle crude oil are updated with the purpose of to standardize these procedures in the Corcel CPF, in the same way it is requested to codify these procedures in the integral system of quality management of Frontera Energy.

* Monography of Specialization in Hydrocarbon Production.

** Faculty of Physical-Chemical Engineering, Petroleum School, Director: José Bernardo Castro Peralta.

INTRODUCCIÓN

El CPF Corcel fue construido en el año 2007 para el control de fluidos producidos del bloque Corcel, posteriormente hacia el año 2010 fue ampliado para unificar operativamente el manejo de los fluidos producidos por los pozos de los bloques Corcel y Guatiquia en cuanto al manejo de agua y gas aprovechando las instalaciones instaladas en el CPF pero manteniendo independiente el manejo de crudo producido por dichos bloques.

Con el desarrollo acelerado de los bloques Corcel y Guatiquia no se ha actualizado el manejo documental de las operaciones en el CPF y actualmente no se cuenta con una guía de buenas prácticas operacionales para el manejo de crudo.

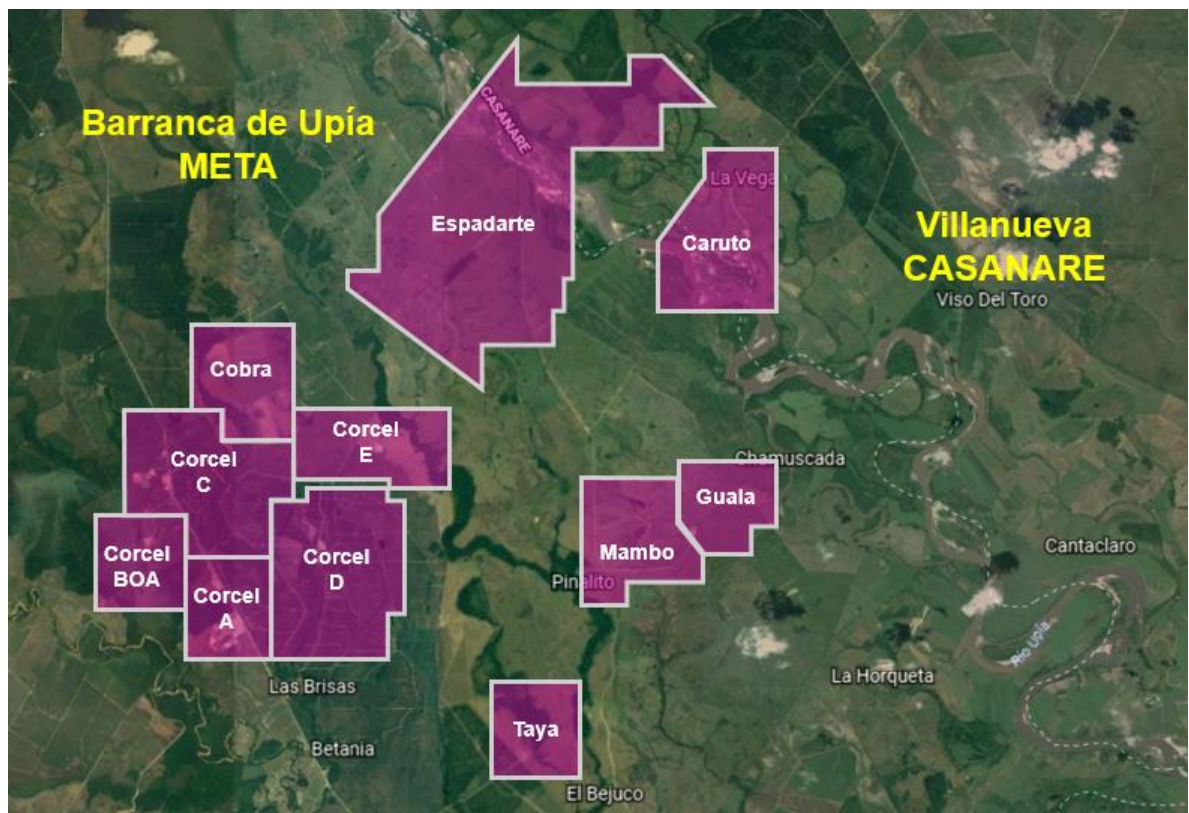
El desarrollo de buenas prácticas operacionales para el manejo de crudo pretende brindar una guía a los operadores del CPF Corcel en cuanto a la operación de los equipos utilizados para el manejo del crudo teniendo en cuenta las condiciones actuales de operación de los campos de cada uno de los bloques, garantizando que se estandaricen procedimientos y se unifiquen criterios al momento de desarrollar sus actividades diarias, y que estas actividades cumplan con los parámetros de calidad de acuerdo a la normatividad legal y técnica vigente, permitiendo realizar cada actividad de manera confiable, segura y oportuna. Adicionalmente, con el la guía de buenas prácticas operacionales se busca dar cumplimiento con el sistema de gestión integral de Frontera Energy, en cuanto al control documental del CPF Corcel.

1. DESCRIPCIÓN DE LOS BLOQUES CORCEL Y GUATIQUIA

1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL BLOQUE CORCEL

El bloque Corcel está ubicado en el municipio de Barranca de Upía - Meta, tiene 11 áreas de explotación con 5.620,65 Ha, está ubicado a 22 Kms aprox. en la vía de Barranca de Upía a Cabuyaro - Meta en la vereda Hijo. El contrato de exploración y producción tiene vigencia del 2 de junio de 2015 al 02 de junio de 2038.

Figura 1. Ubicación Geográfica, Campos bloque Corcel.



Fuente: Modificada. Gerencia de Yacimientos, Frontera Energy. 2016.

En este Bloque se encuentran los campos Corcel A, BOA, C, D, E, Cobra, Espadarte, Guala, Mambo, Taya y Caruto. En la actualidad existen 12 locaciones distribuidas en el bloque para recolectar los fluidos, de las cuales en cuatro (4) de estas se pueden recolectar, tratar, almacenar, fiscalizar, vender y/o disponer la producción de estos campos. En la locación de Corcel A se encuentra el CPF Corcel que maneja la producción de los pozos de los campos Corcel A, BOA, C,

D, E y Cobra. En la locación Guala se encuentra el EPF Guala (set de testing) donde se maneja la producción de los campos Guala y Mambo; en la locación Taya se encuentra el EPF Taya (set de testing) donde se maneja la producción del campo Taya; en la locación Caruto se encuentra el EPF Caruto (set de testing) donde se maneja la producción del campo Caruto; en la locación Camoruco se encuentra el pozo inyector de agua disposal donde se dispone la producción de agua del campo Caruto.

El Bloque tiene terminado oficialmente 40 pozos distribuidos por campo como se muestra en la Tabla 1, de los cuales 5 están cerrados temporalmente, 13 están abandonados, 11 son inyectores disposal de agua y 11 están activos en producción.

Tabla 1. Estado de los pozos del bloque Corcel @ Diciembre de 2017

CAMPO	POZOS PERFORADOS	ESTADO			
		PRODUCTOR	INYECTOR	CERRADO	ABANDONO
Corcel A	8	1	2	1	4
Corcel C	6	2	2	0	2
Corcel D	6	2	3	0	1
Corcel E	6	1	1	0	4
BOA	3	0	2	1	0
Cobra	2	2	0	0	0
Guala	1	0	0	1	0
Mambo	1	0	0	1	0
Taya	2	0	0	1	1
Espadarte	3	2	0	0	1
Caruto	2	1	1	0	0
Total general	40	11	11	5	13

Productores	CO-A2ST, CO-C2, CO-C3, CO-D2ST, CO-D4, CO-E1ST, COBRA-01, COBRA-02ST, ESPADARTE-01, ZURAL-01, CARUTO-01
Inyectores agua disposal	ASWD2, ASWD3, CSWD2, CSWD3, DSWD1, DSWD2, CO-D1, ESWD1, BSWD1, CO-BOA2A, CAMORUCO-01
Cerrados temporalmente	ASWD1, CO-BOA-1, GUALA-01ST, MAMBO-01, TAYA-01ST
Abandonados	CO-A1, CO-A2, CO-A3, CO-A4, CSWD1, CO-C1, CO-D3, CO-E1, CO-E2, CO-F1, CELESTE-01, TAYA-02, ESPADARTE-02

1.1.1 Propiedades del yacimiento, roca, fluidos y estratigrafía.

Las propiedades promedio del yacimiento, la roca y los fluidos de los campos del bloque Corcel se relacionan en la Tabla 2 y la estratigrafía tipo de estos pozos en la Figura 2.

Tabla 2. Propiedades de yacimiento, roca y fluidos bloque Corcel.

GENERAL	Corcel C	Corcel D	Corcel E
Formación	Lower Guadalupe	Upper Mirador	Lower Sand 1
PROPIEDADES DEL YACIMIENTO, ROCA Y FLUIDO			
Profundidad promedio (ft)	-11490	-10850	-11400
Espesor promedio (ft TVT)	120	80	109
Temperatura de yacimiento (F)	264	240	-
Presión inicial de yacimiento (psi)	5030	4474	-
Presión punto de burbuja (psi)	207	120	-
Saturación inicial de agua (%)	23	19	22
Porosidad promedio (%)	17	16	17
Gravedad API del crudo	17,5	19,7	16,6
Viscosidad de aceite y/o gas (cp)	13,16	2.727 @ 240 °F	-
Relación solubilidad gas-aceite Rsi (scf/stb)	54	-	-
Contacto agua-aceite (ft)	-11777	-	-11745

Fuente: Gerencia de Yacimientos, Frontera Energy. 2016.

Figura 2. Estratigrafía tipo, Campos bloque Corcel.

Formación	Litología dominante	
Necesidad	Arenisca y Shale no diferenciado	
Guayabo		
León	Shale	
Carbonera	C1	Arenisca
	C2	Shale
	C3	Arenisca
	C4	Shale
	C5	Arenisca
	C6	Shale
	C7	Arenisca
	C8	Shale
Mirador	Arenisca	
Los Cuervos	Shale	
Barco	Arenisca	
Guadalupe	Arenisca	
Gachetá	Shale	
Une	Arenisca	

Formación Mirador:

Porosidad promedio: 15,5%.
26-28° API.

Formación Paleocene Barco (Guadalupe)

Porosidad promedio: 15%.
16-20° API.

Formación Cretaceous Guadalupe (Lower Sand 1)

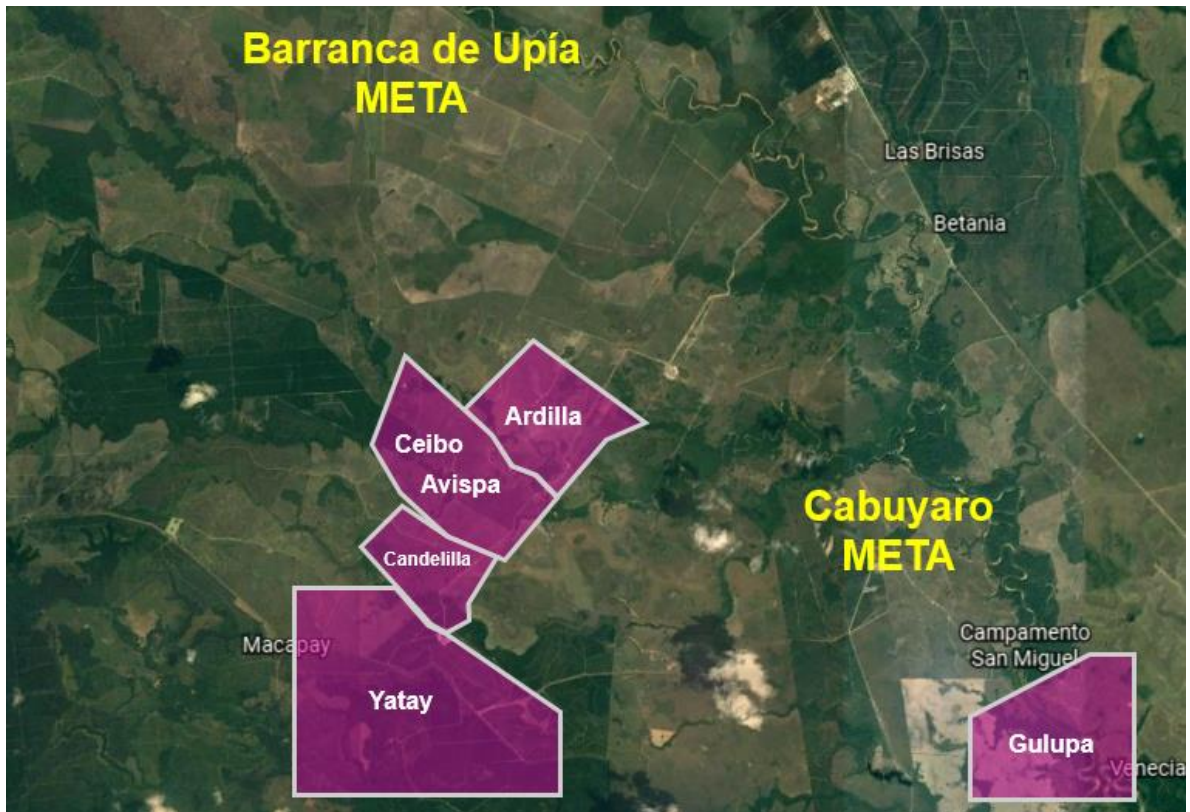
Porosidad promedio: 15-16%.
15-30° API.

Fuente: Modificada. Gerencia de Yacimientos, Frontera Energy. 2016.

1.2 DESCRIPCIÓN GENERAL BLOQUE GUATIQUEIA

El bloque Guatiquia está ubicado en el municipio de Cabuyaro - Meta, tiene 4 áreas de explotación con 1.888,88 Ha, está ubicado a 30 Kms aprox. en la vía de Barranca de Upía a Cabuyaro pasando por el CPF Corcel. El contrato de exploración y producción tiene vigencia del 28 de agosto de 2007 al 25 de junio de 2038.

Figura 3. Ubicación Geográfica, Campos bloque Guatiquia.



Fuente: Modificada. Gerencia de Yacimientos, Frontera Energy. 2016.

En este Bloque se encuentran los campos Candelilla, Yatay, Avispa, Ceibo, Ardilla, Alligator y Gulupa. En la actualidad existen 5 locaciones distribuidas en el bloque para recolectar los fluidos, en el CPF Corcel (locación de Corcel A) se recolectan, tratan, almacenan, fiscalizan, venden y/o disponen la producción de los campos Candelilla, Yatay, Avispa, Ceibo y Ardilla, aunque en caso de requerirse se pueden direccionar estos fluidos a una locación satélite donde se encuentra el EPF Percherón.

En el EPF Percherón se encuentra la facilidad para tratamiento y bombeo de agua de producción para realizar waterflooding a los pozos de los campos Avispa, Ceibo y Ardilla.

En la locación Gulupa se encuentra el EPF Gulupa (set de testing) donde se maneja la producción del campo Gulupa; en la locación Alligator se encuentra el EPF Alligator (set de testing) donde se maneja la producción del campo Alligator; en la locación Ardilla se encuentra el pozo inyector de agua con el cual se realiza waterflooding a los pozos de los campos Avispa, Ceibo y Ardilla.

El Bloque tiene terminado oficialmente 28 pozos distribuidos por campo como se muestra en la Tabla 3, de los cuales 4 están cerrados temporalmente, 2 están abandonados, 1 es inyector disposal de agua y 21 están activos en producción.

Tabla 3. Estado de los pozos del bloque Guatiquia @ Diciembre de 2017.

CAMPO	POZOS PERFORADOS	ESTADO			
		PRODUCTOR	INYECTOR	CERRADO	ABANDONO
Candelilla	7	4	0	2	1
Yatay	2	2	0	0	0
Azalea	1	0	0	0	1
Avispa	10	10	0	0	0
Ceibo	2	2	0	0	0
Ardilla	4	2	1	1	0
Alligator	1	1	0	0	0
Gulupa	1	0	0	1	0
Total general	28	21	1	4	2

Productores	Candelilla-03ST, 04, 05, 06, Yatay-01, 02, Avispa-01, 02, 03ST, 04, 05, 06, 07ST2, 08, 12, 14, Ceibo-01, 02, Ardilla-01, 03, Alligator-01
Inyectores agua disposal	Ardilla-04
Cerrados temporalmente	Candelilla-01, 02, Ardilla-02, Gulupa-01
Abandonados	Candelilla-03, Azalea-01

1.2.1 Propiedades del yacimiento, roca, fluidos y estratigrafía

Las propiedades promedio del yacimiento, la roca y los fluidos de los campos del bloque Guatiquia se relacionan en la Tabla 4 y la estratigrafía tipo de estos pozos en la Figura 4.

Figura 4. Estratigrafía tipo, Campos bloque Guatiquia.

Formación		Litología dominante
Necesidad		Arenisca y Shale no diferenciado
Guayabo		
León		Shale
Carbonera	C1	Arenisca
	C2	Shale
	C3	Arenisca
	C4	Shale
	C5	Arenisca
	C6	Shale
	C7	Arenisca
	C8	Shale
Mirador		● Arenisca
Los Cuervos		● Shale
Barco		● Arenisca
Guadalupe	Guadalupe	● Arenisca
	Lower Sands 1	● Arenisca
	Gachetá Lower Sands 2	● Shale
Une Lower Sands 3		● Arenisca

Formación Guadalupe:

Porosidad promedio: 13,8%.
18-20° API.

Formación Lower Sands 1

Porosidad promedio: 16,4%.
18-19° API.

Formación Lower Sands 3

Porosidad promedio: 16,8%.
43° API.

Fuente: Modificada. Gerencia de Yacimientos, Frontera Energy. 2016.

Tabla 4. Propiedades de yacimiento, roca y fluidos bloque Guatiquia.

GENERAL	Candelilla	Yatay	Avispa	Ceibo	Ardilla
Formación	Guadalupe	Lower Sand 3	Lower Sand 1	Guadalupe	Guadalupe
PROPIEDADES DEL YACIMIENTO, ROCA Y FLUIDO					
Profundidad promedio (ft)	-10600	-10860	-10940	-10800	-10800
Espesor promedio (ft TVT)	70	200	65	60	60
Temperatura de yacimiento (F)	262	243	250	252	252
Presión inicial de yacimiento (psi)	4843	5159	4358	3869	3869
Presión punto de burbuja (psi)	276	276	581	859	859
Saturación inicial de agua (%)	21.75%;	16.65%;	28.45%;	30.65%;	30.65%;
Saturación de aceite residual (%)	0,41	0,18	0,25	0,38	0,38
Porosidad promedio y rango (%)	13.9%;	16.05%;	16.6%;	12.95%;	12.95%;
Permeabilidad promedio y rango (mD)	341.11 mD;	1961.18 mD;	1174.39 mD;	266.33 mD;	266.33 mD;
Gravedad API de aceite	17,7	36,8	20,2	18	18
Gravedad específica del gas	0,93	0,7	1,37	1,26	1,26
Viscosidad de aceite y/o gas (cp)	9.040 @ 4547 psig y 262 °F	0.51 @ 4843 psig y 243 °F	8.453 @ 4358 psig y 250 °F	5.318 @ 3869 psig y 252 °F	5.318 @ 3869 psig y 252 °F
Relación solubilidad gas-aceite Rsi (scf/stb)	67	115	118	138	138
Contacto agua-aceite (ft)	-10800	-10923	-11219	-10898	-10898

Fuente: Gerencia de Yacimientos, Frontera Energy. 2016.

1.3 CONDICIONES AMBIENTALES

El CPF Corcel se encuentra localizado en la cuenca sedimentaria de los Llanos orientales en la vereda Hijoja del municipio de Barranca de Upía (departamento del Meta) a 22 km del casco urbano, vía Cabuyaro.

Tabla 5. Condiciones ambientales CPF Corcel.

PARAMETRO	VALOR
Precipitación	441 - 417 mm
Humedad relativa	64% (Mín) / 90% (Máx) / 80% (Prom)
Viento	10,8 km/h NE
Elevación	182 msnm
Presión barométrica	14,4 psia
Temperatura	76°F (Mín) / 85°F (Máx)
Radiación solar	88 brillo h/día (Mín) / 270 brillo h/día (Máx)
Conductividad del terreno	80 BTU/hr-ft-°F (1)

(1) Se asume suelo tipo arcilloso húmedo como el que se presenta en la zona

Fuente: PETROMINERALES COLOMBIA LTDA. Ingeniería aplicada ampliación de la estación de producción Corcel. 2011.

1.4 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

El principal mecanismo de empuje de los yacimientos de los bloques Corcel y Guatiquia es el empuje por acuífero activo, es decir la presión del yacimiento y el caudal de fluidos totales en la mayoría de los pozos se mantienen casi constante, lo que varía con el tiempo es la cantidad de agua, aceite y gas de producción. A pesar que la presión de yacimiento se mantiene esta no es suficiente para que el pozo fluya naturalmente, es decir, que los fluidos del pozo lleguen a superficie, por lo que se hace necesario el uso de sistemas de levantamiento artificial para extraer los fluidos del pozo a superficie.

Los diseños de los diferentes sistemas de levantamiento artificial se realizan teniendo en cuenta las condiciones de los pozos y de los yacimientos como son la desviación del pozo, el índice de productividad del yacimiento, el caudal de producción esperado del pozo, la presión estática del yacimiento, la profundidad de los perforados, el mecanismo de empuje de la formación y el nivel de fluidos en el pozo.

Los sistemas de levantamiento artificial instalados en los pozos de los bloques Corcel y Guatiquia son bombeo electrosumergible (BES) y bombeo mecánico (BM) con unidades se superficie tipo rotaflex.

Figura 5. Sistemas de levantamiento artificial bloques Corcel y Guatiquia.



2. DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN DE CRUDO EN EL CPF CORCEL

El CPF Corcel recibe la producción de los bloques Corcel y Guatiquia para realizar su separación, tratamiento, almacenamiento, fiscalización, cargue, despacho y/o disposición final, según el caso, de los fluidos de producción cumpliendo con los parámetros de calidad de acuerdo a la normatividad legal y técnica vigente, permitiendo realizar cada actividad de forma confiable, segura y oportuna.

Para el bloque Corcel recibe la producción de los campos Corcel A, BOA, C, D, E y Cobra, y para el bloque Guatiquia recibe la producción de los campos Candelilla, Yatay, Avispa, Ceibo y Ardilla. El manejo de la producción de crudo de campos anteriormente mencionados en el CPF Corcel se describe a continuación.

2.1 LOCACIONES DE POZOS Y LÍNEAS DE FLUJO

En cada locación donde hay pozos productores, los fluidos extraídos de cada pozo mediante el uso del sistema de levantamiento artificial instalado según el caso (BES, BM) fluyen desde cabeza de pozo por líneas de flujo independientes hacia manifold de producción instalado en cada locación, cada manifold está conformado por dos colectores, un colector de producción general y un colector de prueba. Una vez en el manifold los fluidos se mezclan y fluyen conjuntamente por línea de flujo troncal hasta llegar a la estación de producción central en el CPF Corcel.

A los pozos se les adicionan productos químicos para la deshidratación y tratamiento del crudo (rompedor directo, rompedor inverso, dispersantes de parafina, antiespumante, entre otros) y para tratamiento down hole de inhibición de incrustaciones.

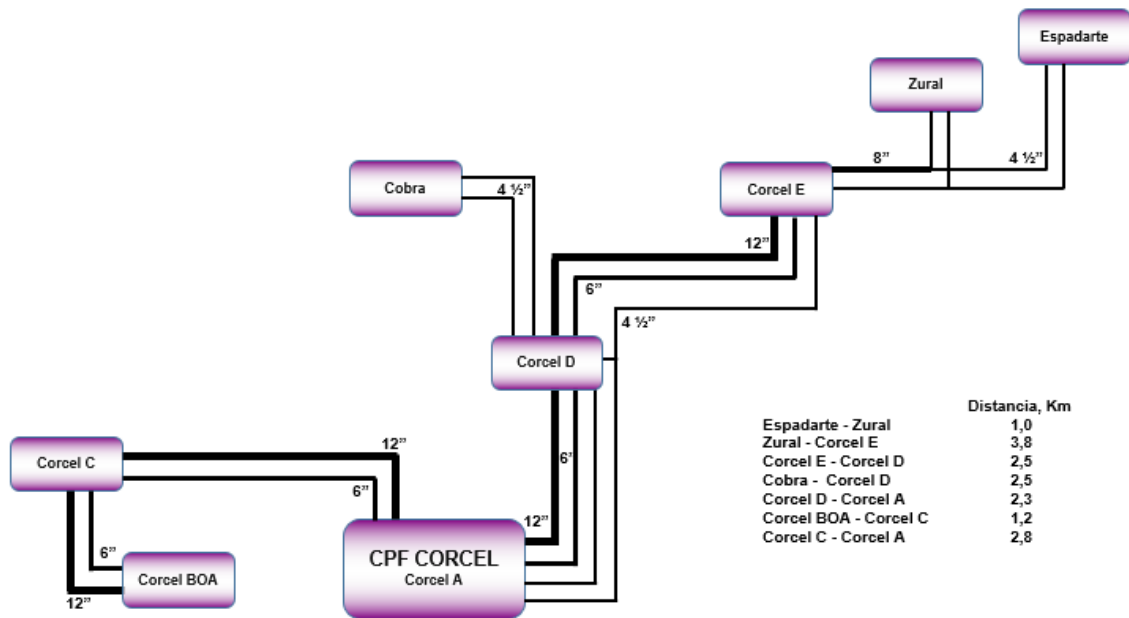
2.1.1 Líneas de flujo campos Corcel A, BOA, C, D, E, Cobra

En la locación Corcel A se encuentran los pozos CO-A1, CO-A2, CO-A3 y CO-A4 que están abandonados, el pozo CO-A2ST que opera con BES y los pozos inyectoras de agua disposal ASDW1 (Cerrado, monitor de presión), ASWD2 y ASWD3. Los fluidos producidos por el pozo CO-A2ST fluyen por línea de flujo de 4" hacia el manifold de la locación donde se encuentra el CPF Corcel.

En la locación Corcel BOA se encuentra el pozo CO-BOA-01 (Cerrado temporalmente) y los pozos inyectoras de agua disposal BSDW1 (Cerrado,

monitor de presión) y CO-BOA2A. Los fluidos producidos por el pozo CO-BOA-01 pueden fluir por línea de flujo de 6" o 12" hacia el manifold de la locación Corcel C para posteriormente fluir por línea de flujo de 6" (línea de prueba) o 12" (línea de producción general) hacia el manifold del CPF Corcel en la locación Corcel A.

Figura 6. Esquema líneas de flujo campos Corcel A, BOA, C, D, E, Cobra a CPF Corcel



En la locación Corcel C se encuentran los pozos CO-C2 y CO-C3 que operan con BES, el pozo CO-C1 que está abandonado y los pozos inyectoros de agua disposal CSWD1 (Abandonado), CSDW2 y CSWD3. Los fluidos producidos por los pozos CO-C2 y CO-C3 fluyen por línea de flujo de 6" hacia el manifold de la locación Corcel C donde posteriormente fluyen por línea de flujo de 6" (línea de prueba) o 12" (línea de producción general) hacia el manifold del CPF Corcel en la locación Corcel A.

En la locación Corcel D se encuentran los pozos CO-D2ST y CO-D4 que operan con BES, el pozo CO-D3 que está abandonado y los pozos inyectoros de agua disposal DSWD1, DSDW2 y CO-D1. Los fluidos producidos por los pozos CO-D2ST y CO-D4 fluyen por línea de flujo de 6" hacia el manifold de la locación Corcel D donde posteriormente fluyen por línea de flujo de 6" (línea de prueba) o

12" (línea de producción general) hacia el manifold del CPF Corcel en la locación Corcel A.

En la locación Corcel E se encuentra el pozo CO-E1ST que opera con BES, los pozos CO-E1, CO-E2, CO-F1, Celeste-01 que están abandonados y el pozo inyector de agua disposal ESWD1. Los fluidos producidos por el pozo CO-E1ST fluyen por línea de flujo de 6" hacia el manifold de la locación Corcel E donde posteriormente fluyen por línea de flujo de 6" (línea de prueba) o 12" (línea de producción general) hacia el manifold de la locación Corcel D, desde donde fluyen por línea de flujo de 6" (línea de prueba) o 12" (línea de producción general) hacia el manifold del CPF Corcel en la locación Corcel A.

En la locación Cobra se encuentran los pozos Cobra-01 que opera con BES y Cobra-02ST que opera con BM. Los fluidos producidos por los pozos Cobra-01 y Cobra-02ST fluyen por dos líneas de flujo de 4 ½" hacia el manifold de la locación Corcel D donde posteriormente fluyen por línea de flujo de 6" (línea de prueba) o 12" (línea de producción general) hacia el manifold del CPF Corcel en la locación Corcel A.

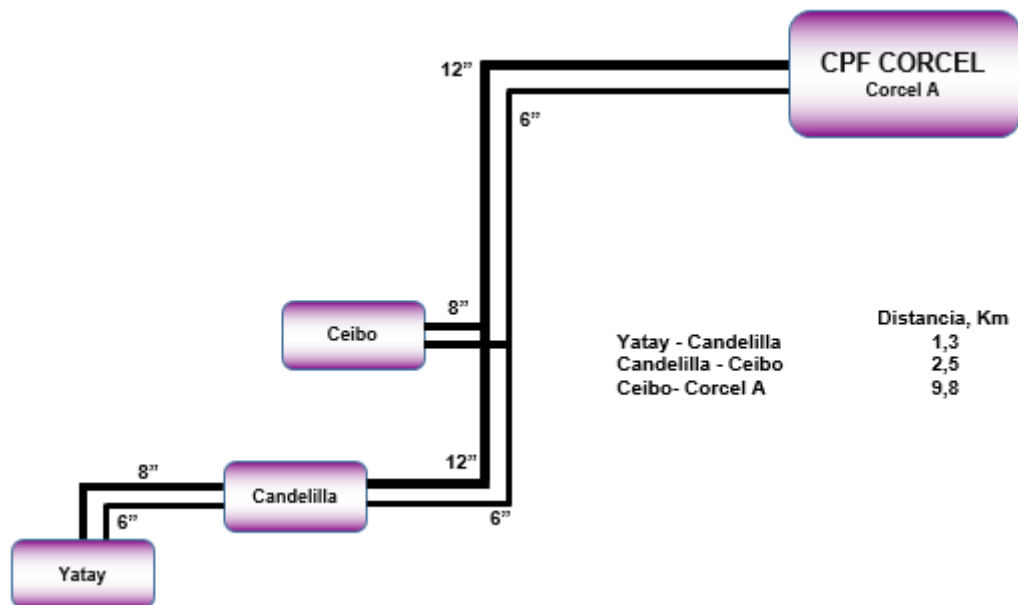
Figura 7. Manifold de producción en locaciones



2.1.2 Líneas de flujo campos Candelilla, Yatay, Avispa, Ceibo, Ardilla

En la locación Yatay se encuentran el pozo Azalea-01 que está abandonado, los pozos Candelilla-05, Yatay-01 y Yatay-02 que operan con BES. Los fluidos producidos por los pozos Candelilla-05, Yatay-01 y Yatay-02 fluyen por línea de flujo de 6" hacia el manifold de la locación el cual tiene 2 colectores, uno de prueba de 6" y otro de producción general de 8" para posteriormente fluir por líneas de flujos de 6" (línea de prueba) o 8" (línea de producción general) hacia el manifold de la locación Candelilla.

Figura 8. Esquema líneas de flujo campos Candelilla, Yatay, Avispa, Ceibo, Ardilla a CPF Corcel



En la locación Candelilla se encuentran el pozo Candelilla-03 que está abandonado, los pozos Candelilla-01 y Candelilla-02 (Cerrados temporalmente) y los pozos Candelilla-03ST, Candelilla-04 y Candelilla-06 que operan con BES. Los fluidos producidos por los pozos Candelilla-03ST, Candelilla-04 y Candelilla-06 fluyen por línea de flujo de 6" hacia el manifold de la locación el cual tiene 4 colectores, uno de prueba de 6", dos de producción general de 6" y 12", y uno de 10" para totalizar fluidos.

Las pruebas de potencial de producción de los pozos pertenecientes a los campos Candelilla y Yatay se realizan a través de medidores multifásicos en línea, uno de

29 mm y otro de 88 mm con tecnología Schumberger de fuentes radioactivas fijas. Su principio de funcionamiento es medición de caudal por efecto Venturi (fluido en movimiento dentro de un conducto cerrado que disminuye su presión cuando aumenta la velocidad al pasar por una zona de sección menor) mediante presión diferencial y la asignación de producción por fases (agua, crudo y gas) mediante atenuación de rayos gama entre emisor y receptor de los mismos en el medidor, dicha atenuación se referencia periódicamente para cada fluido de cada pozo y de esta manera se obtiene el potencial del pozo. De igual manera la producción general de los pozos de los campos Candelilla y Yatay (incluyendo el pozo que pasa por el medidor de prueba) se direccionan hacia el medidor de 88 mm para ser totalizados antes de seguir su camino hacia el CPF Corcel por líneas de 6" y/o 12".

Tabla 6. Especificaciones de los medidores multifásicos campos Candelilla y Yatay.

EQUIPO (TAG)	PW Vx 29 mm	PW Vx 88 mm
Serial medidor	1078	812
Tamaño Venturi, mm	29	88
Máxima presión de operación, psi	5.000	5.000
Temperatura de operación, °F	- 4 a 302	- 4 a 302
Temperatura ambiente de operación, °F	- 4 a 185	- 4 a 185
Peso, Kg	210	398
Viscosidad de líquido (condiciones de línea), cP	0,1 a 2.000	0,1 a 2.000
Repetibilidad, % (Rata total másica)	1	1
Resolución, % (Rata total másica)	0,1	0,1
Relación Agua/Líquido (WLR)	0 a 100%	0 a 100%
Fracción volumétrica del gas (GVF)	0 a 98%	0 a 98%
Máxima capacidad de líquido a bajos caudales de gas, BFPD	12.900	112.000
Máxima capacidad de gas a cero caudal de líquido, MMSCFD	10	323
Serial fuente radioactiva	GBa3.061.4/80.11	Ba133.204.08
Radionúclido	Ba - 133	Ba - 133
Fabricante	Ritverc	Ritverc
Actividad fuente	370 MBq / 10 mCi	370 MBq / 10 mCi
Fecha referencia	22-feb.-11	5-ago.-08

Fuente: PhaseWatcher Vx Data Sheet, Schlumberger, 2006.

En la locación Ceibo se encuentran los pozos Avispa-01, Avispa-02, Avispa,03ST, Avispa-04, Avispa-05, Avispa-06, Avispa-08, Avispa-12, Avispa-14, Ceibo-01, Ceibo-02, Ardilla-01, Ardilla-02 y Ardilla-03 que operan con BES y el pozo Avispa-07ST2 que opera con BM. Los fluidos producidos por los pozos de los campos Avispa, Ceibo y Ardilla fluyen por línea de flujo de 6" y/o 4" hacia los manifold's de la locación, dos de estos manifold's reciben la producción de los pozos de los campos Avispa y Ceibo y el otro manifold recibe la producción del campo Ardilla. Cada una de las flautas de 3" de los manifold se conecta con una posición de la

válvula selectora multipuerto. Cada manifold tiene su válvula selectora multipuerto de 8 posiciones.

Figura 9. Medidores multifásicos locación Candelilla.



Las válvulas selectoras multipuerto cuentan con dos salidas, una línea de prueba de 3" para alinear un pozo al medidor multifásico de prueba de 29 mm y una línea de producción general que recibe el fluidos de los demás pozos del campo y los une la salida del medidor de prueba para que sean medidos en el medidor multifásico totalizador de 65 mm y/o 29 mm. Cabe mencionar que los campos Avispa y Ceibo se miden independientemente del campo Ardilla. Es decir los campos Avispa y Ceibo tiene un totalizador de 65 mm y el campo Ardilla tiene un totalizador de 29 mm.

Las válvulas selectoras multipuerto posibilitan la alineación remota y automática a través de sistema scada de los de los pozos de los campos Avispa, Ceibo y Ardilla para realizar las pruebas de potencial de producción en los medidores multifásicos instalados en la locación. El principio de funcionamiento de los medidores multifásicos de la locación Ceibo es similar al explicado anteriormente en los medidores multifásicos de la locación Candelilla.

Una vez totalizados y medidos los fluidos de los campos Avispa, Ceibo y Ardilla fluyen por líneas de 8" donde interceptan fuera de la locación a las líneas de 6" y 12" que vienen desde locación Candelilla hasta el CPF Corcel.

Tabla 7. Especificaciones de los medidores multifásicos campos Avispa, Ceibo, Ardilla.

EQUIPO (TAG)	PW Vx 29 mm (Prueba)	PW Vx 29 mm (Ardilla)	PW Spectra 65 mm
Serial medidor	14969	14966	60030
Tamaño Venturi, mm	29	29	65
Máxima presión de operación, psi	5.000	5.000	5.000
Temperatura de operación, °F	- 4 a 302	- 4 a 302	- 50 a 250
Temperatura ambiente de operación, °F	- 4 a 185	- 4 a 185	- 40 a 185
Peso, Kg	210	210	990
Viscosidad de liquido (condiciones de línea), cP	0,1 a 2.000	0,1 a 2.000	0,1 a 2.000
Repetibilidad, % (Rata total másica)	1	1	Mejor a 1
Resolución, % (Rata total másica)	0,1	0,1	Mejor a 0,1
Relación Agua/Líquido (WLR)	0 a 100%	0 a 100%	0 a 100%
Fracción volumétrica del gas (GVF)	0 a 98%	0 a 98%	0 a 100%
Máxima capacidad de líquido a bajos caudales de gas, BFPD	12.900	12.900	55.000
Máxima capacidad de gas a cero caudal de liquido, MMSCFD	10	10	130
Serial fuente radioactiva	AB-9534	GBa3.061.4/210.11	34.15
Radionúclido	Ba - 133	Ba - 133	Ba - 133
Fabricante	Eckert & Ziegler	Ritverc	Ritverc
Actividad fuente	370 MBq / 10 mCi	370 MBq / 10 mCi	370 MBq / 10 mCi
Fecha referencia	27-ene.-14	25-ene.-12	24-mar.-15

Fuente: PhaseWatcher Vx Data Sheet, Schlumberger, 2006.

Figura 10. Medidores multifásicos locación Ceibo.



Figura 11. Manifold y válvulas selectoras multipuerto locación Ceibo.



En cada locación en la cabeza de pozo se realiza la inyección de los siguientes químicos para mejorar el tratamiento de los fluidos:

- Rompedor Directo.
- Dispersante de Parafinas.
- Inhibidor de Incrustaciones.
- Inhibidor de corrosión

Las líneas de flujo cuentan con protección catódica y con trampas de lanzamiento y recepción de raspadores para realizar limpieza de las mismas, las primeras trampas se disponen para limpiar las líneas de flujo de 6" y 8" desde locación Yatay a locación Candelilla y las otras trampas se disponen para limpiar las líneas de flujo de 6" y 12" desde locación Candelilla a CPF Corcel.

Figura 12. Trampas de lanzamiento y recepción de raspadores.



2.2 DESCRIPCIÓN DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

La producción de fluidos de los campos Corcel A, BOA, C, D, E, Cobra del bloque Corcel y la de los campos Candelilla, Yatay, Avispa, Ceibo y Ardilla del bloque Guatiquia es recolecta, tratada, almacenada, fiscalizada, vendida y/o dispuesta en el CPF Corcel.

La producción de agua y gas separada de la producción total de los pozos es manejada conjuntamente en el CPF Corcel mediante el uso de instalaciones comunes con aprobación de la ANH.

La producción de crudo de los bloques Corcel y Guatiquia se maneja por separado en el CPF Corcel mediante el uso exclusivo por campo de equipos instalados en la facilidad.

A continuación los procesos a los que son sujetos estos fluidos.

2.2.1 Recibo de fluidos

Los fluidos de producción del bloque Corcel provenientes de las diferentes locaciones a través de las líneas de flujo ingresan al manifold de producción del CPF Corcel, el cual está conformado por las líneas de prueba en 6" y las líneas de proceso en 12". Cada una de las líneas está dedicada al recibo de los fluidos provenientes de un pozo o línea de flujo troncal específica.

Los fluidos de producción provenientes del bloque Guatiquia de las diferentes locaciones a través de las líneas de flujo ingresan al manifold de producción del CPF Corcel en un tercer colector, el cual está conformado por las líneas de flujo de 6" y 12". En el CPF Corcel las líneas de 6" y 12" ingresan al manifold principal y los fluidos de los campos Candelilla, Yatay, Avispa, Ceibo y Ardilla son direccionados por colector de 12" hacia los separadores trifásicos horizontales para iniciar el proceso de separación.

Las líneas de recibo cuentan con toma muestras independientes y elementos de medición local de temperatura y presión para el monitoreo de la operación.

Figura 13. Manifold de recibo CPF Corcel.



Los colectores principales de 12" conducen los fluidos a los separadores trifásicos horizontales, llevando el manejo independiente de la producción de los bloques Corcel independiente de la producción del bloque Guatiquia.

En estos colectores se realiza la inyección de los siguientes químicos para mejorar el tratamiento de los fluidos:

- Rompedor Inverso.
- Rompedor Directo.
- Dispersante de Parafinas.
- Inhibidor de Incrustaciones.

2.2.2 Sistema de separación

El sistema de separación de fluidos en el CPF Corcel se realiza mediante el uso de separadores trifásicos horizontales, desde esta etapa del proceso de los fluidos producidos, el CPF Corcel cuenta con equipos independientes para el manejo de la producción de crudo de cada bloque por separado.

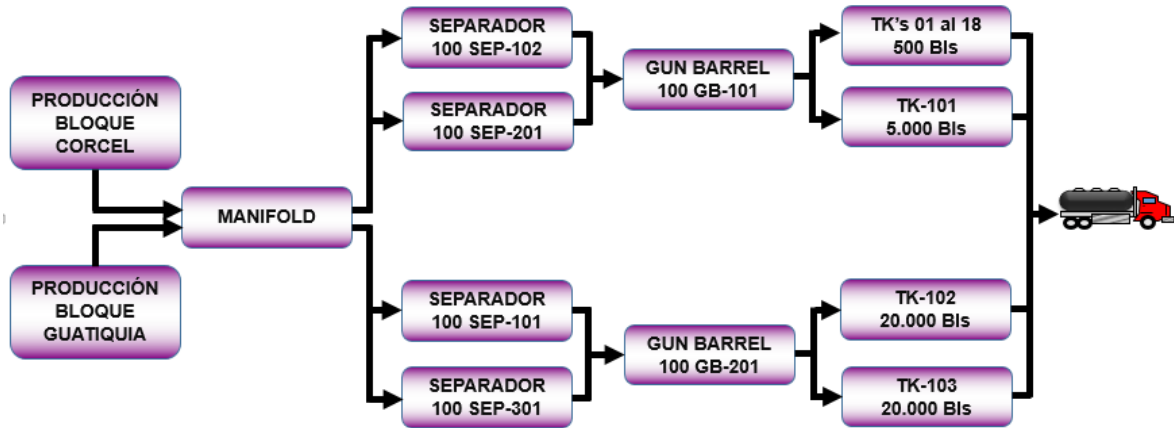
Para el manejo de la producción de los pozos del bloque Corcel, El CPF Corcel cuenta con 2 separadores trifásicos horizontales para realizar la separación de los fluidos de producción en crudo, agua y gas. Un separador para manejar la producción general de los campos (100 SEP-201) y otro para realizar la prueba de potencial de producción los pozos (100 SEP-102). Para el manejo de la producción de los pozos del bloque Guatiquia, El CPF Corcel cuenta con 2 separadores trifásicos horizontales de producción general para realizar la separación de los fluidos de producción en crudo, agua y gas (100 SEP-101 y 100 SEP-301). Una vez los fluidos de los pozos pasan por los separadores se dividen para su tratamiento en sistemas de crudo, agua y gas.

En la figura 14 se muestra el diagrama esquemático general del manejo de la producción de crudo de los bloques Corcel y Guatiquia.

2.2.2.1 Separador de prueba (100 SEP-102)

Con el propósito de medir la producción de crudo, agua y gas de cada uno de los pozos, se dispone de un colector de prueba de 6" en el manifold de recibo del CPF Corcel conectado al separador de prueba 100 SEP-102, con el cual se cuantifica la producción real y se establecen parámetros de declinación del campo.

Figura 14. Diagrama esquemático manejo producción de crudo en el CPF Corcel.



El separador 100 SEP-102 cuenta con toma muestras, 1 válvula de shut down (SDV 101021) en la línea de entrada de 6", 3 transmisores indicadores de nivel (LIT): 2 de cámara lateral (un transmisor de interface en la cámara de agua LIT-101025, y un transmisor de nivel en la cámara de crudo LIT-101024) y 1 tipo radar (para medición de nivel total LIT-101023), interruptores de alto-alto (LSHH-101021), alto nivel (LSH-101021), bajo (LSL-101021) y bajo-bajo nivel (LSLL-101021), interruptores de alto nivel (LSH-101025) y bajo nivel (LSL-101025) en la cámara de crudo; 2 transmisor indicadores de presión (PIT-101026 y PIT-101027), 1 manómetro, 1 transmisor indicador de temperatura (TIT-101022), 2 visores de nivel (LG), 2 válvulas PSV balanceadas, 3 transmisores indicadores de flujo (FIT): uno en cada salida (crudo de 3" FIT-101024, agua de 4" FIT-101023 y gas de 4" FIT-101021), 1 válvula de control de presión (PV-101026) en la salida del gas, y dos válvulas de control de nivel (LV): una en la salida del crudo (LV-101024) y otra en la salida del agua (LV-101023).

Cuando se realiza la prueba del pozo, el gas es medido por el medidor tipo coriolis de 3" FIT-101021 y luego es enviado al Scrubber (V-111), el agua es medida por el medidor magnético de 6" FIT-101023 para dirigirse después hacia los Skimming Tank SK-101 y/o SK-102 o hacia los tanques de 500 bls para verificar la medida por medición estática y el crudo es medido por medidor tipo Coriolis de 6" FIT 101024 y luego es dirigido a tanques de 500 bls para realizar medición estática. Los datos oficiales de la prueba se obtienen de los datos obtenidos en los diferentes medidores de cada línea de salida del separador.

Cuando no se estén realizando pruebas de potencial de producción, el separador 100 SEP-102 se comporta como separador de proceso, es decir puede recibir la producción de más de un pozo.

Figura 15. Separador 100 SEP-102.

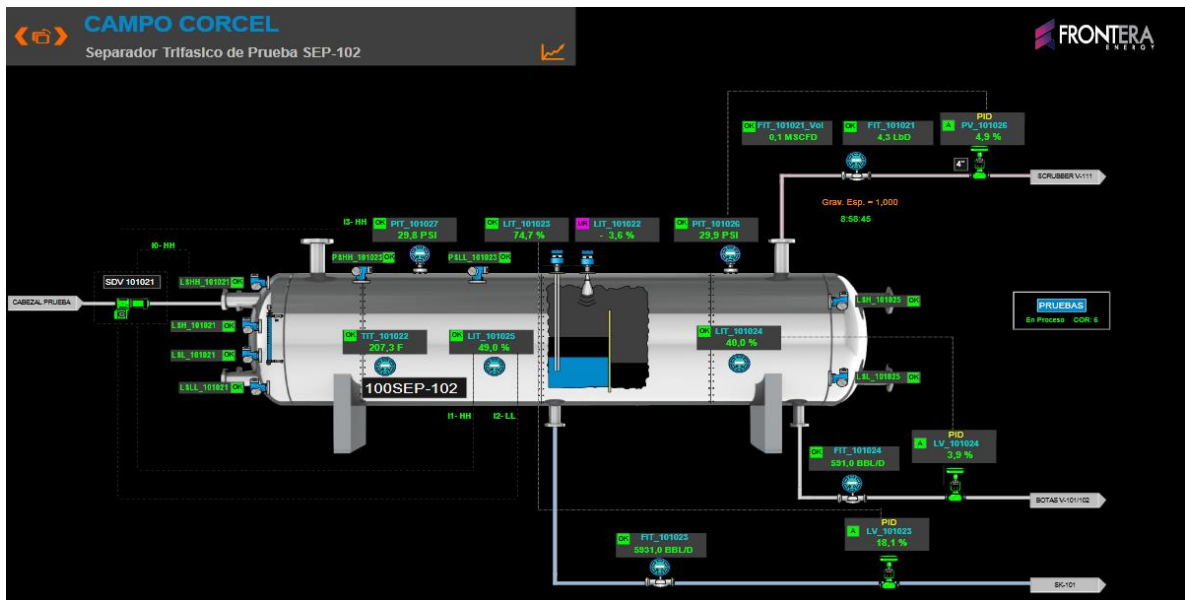


Tabla 8. Características del separador trifásico horizontal de prueba 100 SEP-102.

EQUIPO (TAG)	100 SEP-102
Diametro, ft	8,5
Longitud, ft	45
Presión diseño, psi	70
Temperatura diseño, °F	250
Capacidad nominal, Bls	468
Rango de Operación SDV:	H: 50 psi / L: 22 psi
Porcentaje De Rebose:	46%
Porcentaje Interfase:	80%
Capacidad tratamiento de fluidos, BFPD	30.000

Fuente: Modificada. PETROMINERALES COLOMBIA LTDA. Ingeniería aplicada ampliación de la estación de producción Corcel. 2011.

2.2.2.2 Separador de proceso Corcel (100 SEP-201)

El CPF Corcel tiene un equipo de separación trifásica de proceso para el manejo de la producción general de los campos Corcel A, BOA, C, D, E, Cobra, el separador 100 SEP-201.

El separador cuenta con toma muestras, 2 válvulas de shut down (SDV-102011 y SDV-102012) en la línea de entrada de 12", 3 transmisores indicadores de nivel (LIT): 2 de cámara lateral (un transmisor de interface en la cámara de agua LIT-102016, y un transmisor de nivel en la cámara de crudo LIT-102014) y un radar (para medición de nivel total LIT-102013), interruptores de alto-alto (LSHH-102011), alto nivel (LSH-102011), bajo (LSL-102011) y bajo-bajo nivel (LSLL-102011) interruptores de alto-alto (LSHH-102015), alto nivel (LSH-102015) y bajo nivel (LSL-102015) en la cámara de crudo; 2 transmisores indicadores de presión (PIT-102011, PIT-102016), 1 indicador de temperatura (TIT-102013), 2 visores de nivel (LG), 2 válvulas PSV balanceadas, 3 transmisores indicadores de flujo (FIT): uno en cada salida (crudo de 6" FIT-102014, agua de 8" FIT-102013 y gas de 6" FIT-102011), 2 válvulas de control de presión (PV-102016 y PV-102017) en la salida del gas, y dos válvulas de control de nivel (LV): una en la salida del crudo (LV-102014) y otra en la salida del agua (LV-102013).

En esta etapa del proceso el crudo disminuye su contenido de agua (BSW) del 97% a 1%, es medido por medidor tipo Coriolis de 6" FIT-102014 y conducido por tubería de 10" a la bota de gas para separar los volátiles disueltos, el agua es medida por el medidor magnético de 8" FIT-102013 para dirigirse después hacia los Skimming Tank SK-101 y/o SK-102 y el gas es medido por el medidor tipo Vortex de 6" FIT-102011 y luego es enviado al Scrubber (100 V-111).

Figura 16. Separador 100 SEP-201.

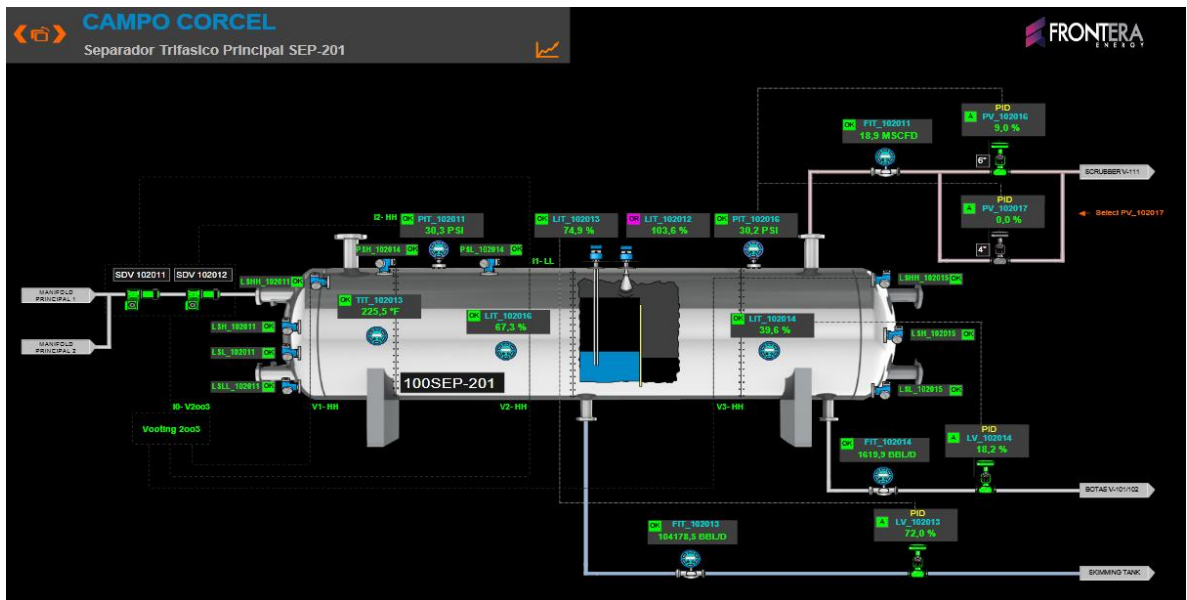


Tabla 9. Características del separador trifásico horizontal 100 SEP-201.

EQUIPO (TAG)	100 SEP-201
Diametro, ft	12
Longitud, ft	60
Presión diseño, psi	135
Temperatura diseño, °F	250
Capacidad nominal, Bls	1.235
Rango de Operación SDV:	H: 50 psi / L: 27 psi
Porcentaje De Rebose:	67%
Porcentaje Interfase:	75%
Capacidad tratamiento de fluidos, BFPD	80.000

Fuente: Modificada. PETROMINERALES COLOMBIA LTDA. Ingeniería aplicada ampliación de la estación de producción Corcel. 2011.

2.2.2.3 Separadores de proceso Guatiquia (100 SEP-101 y 100 SEP-301)

Con el propósito de medir la producción de crudo, agua y gas de los fluidos del bloque Guatiquia, se dispone de línea de flujo de 12" que conecta el manifold a los separadores de proceso 100 SEP-101 y 100 SEP-301, con los cuales se cuantifica la producción y se establecen parámetros de declinación del campo.

El separador 100 SEP-101 cuenta con toma muestras, 2 válvulas de shut down (SDV-101011 y SDV-101012) en la línea de entrada de 10", 3 transmisores indicadores de nivel (LIT): 2 de cámara lateral (un transmisor de interface en la cámara de agua LIT-101015, y un transmisor de nivel en la cámara de crudo LIT-101014) y un radar (para medición de nivel total LIT-101013), interruptores de alto-alto (LSHH-101011) y bajo-bajo nivel (LSLL-101011), interruptores de alto-alto (LSHH-101015) y bajo nivel (LSL-101016) en la cámara de crudo, 2 transmisores indicadores de presión (PIT-101012, PIT-101018), 1 indicador, 2 visores de nivel (LG), 2 válvulas PSV balanceadas, 3 transmisores indicadores de flujo (FIT): uno en cada salida (crudo de 6" FIT-101014, agua de 8" FIT-101018 y gas de 4" FIT-101011), 2 válvulas de control de presión (PV-101017 y PV-101018) en la salida del gas, y dos válvulas de control de nivel (LV): una en la salida del crudo (LV-101014) y otra en la salida del agua (LV-101013).

En el separador 100 SEP-101 el gas es medido por el medidor tipo coriolis de 4" FIT-101014 y luego es enviado al Scrubber (V-111), el agua es medida por el medidor magnético FIT-101018 para dirigirse después hacia los Skimming Tank SK-101 y/o SK-102 y el crudo es medido por medidor tipo coriolisi de 6" FIT-

101014 y conducido por tubería de 10" a la bota de gas para separar los volátiles disueltos.

El separador 100 SEP-301 cuenta con toma muestras, 2 válvulas de shut down (SDV-103011 y SDV-103012) en la línea de entrada de 12", 3 transmisores indicadores de nivel (LIT): 2 de cámara lateral (un transmisor de interface en la cámara de agua LIT-103016, y un transmisor de nivel en la cámara de crudo LIT-103014) y un radar (para medición de nivel total LIT-103012), interruptores de alto-alto (LSHH-103011), interruptores de alto-alto (LSHH-103015), alto nivel (LSH-103016) y bajo nivel (LSL-103016) en la cámara de crudo; 2 transmisores indicadores de presión (PIT-103012, PIT-103016), 1 indicador de temperatura (TIT-103013), 2 visores de nivel (LG), 2 válvulas PSV balanceadas, 3 transmisores indicadores de flujo (FIT): uno en cada salida (crudo de 4" FIT-103012, agua de 6" FIT-103013 y gas de 6" FIT-103011), 1 válvula de control de presión (PV-103018) en la salida del gas, y dos válvulas de control de nivel (LV): una en la salida del crudo (LV-103014) y otra en la salida del agua (LV-103013).

En el separador 100 SEP-301 el gas es medido por el medidor tipo coriolis de 4" FIT-103012 y luego es enviado al Scrubber (V-111), el agua es medida por el medidor magnético de 6" FIT-103013 para dirigirse después hacia los Skimming Tank 100SK-101 y/o 100SK-102 y el crudo es medido por medidor tipo coriolis de 6" FIT-103011 y conducido por tubería de 10" a la bota de gas para separar los volátiles disueltos.

En esta etapa del proceso el crudo disminuye su contenido de agua (BSW) del 97% a 2%. Cabe mencionar que los fluidos del bloque Guatiquia a separar se distribuyen en los separadores con un 25% hacia el separador 100 SEP-101 y un 75% hacia el separador 100 SEP-301.

2.2.3 Deshidratación crudo

2.2.3.1 Botas de gas

El crudo separado en los separadores de proceso del bloque Corcel, es direccionado por tubería de 10" a la bota de gas 100 V-101 con el fin de separar los volátiles disueltos que aún puedan estar presentes en el crudo. De igual manera el crudo separado en los separadores de proceso del bloque Guatiquia, es direccionado por tubería de 10" a la bota de gas 100 V-102 con el fin de separar los volátiles disueltos que aún puedan estar presentes en el crudo.

Figura 17. Separadores 100 SEP-101 y 100 SEP-301.

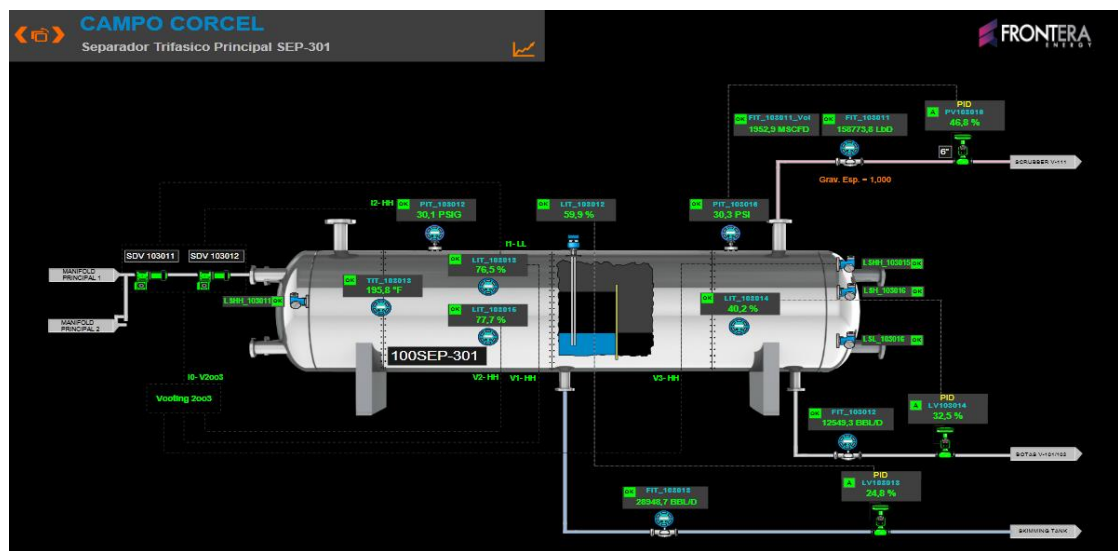
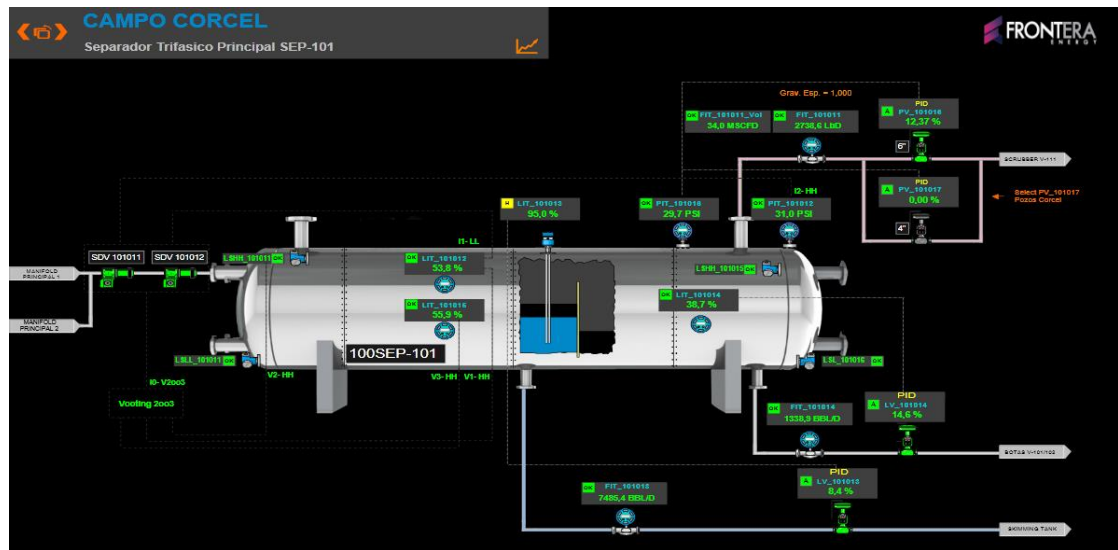


Tabla 10. Características de los separadores trifásicos horizontales 100 SEP-101 y 100 SEP-301.

EQUIPO (TAG)	100 SEP-101	100 SEP-301
Diametro, ft	10	12,0
Longitud, ft	60	60
Presión diseño, psi	135	135
Temperatura diseño, °F	250	250
Capacidad nominal, Bls	839	1.235
Rango de Operación SDV:	H: 50 psi / L: 27 psi	H: 50 psi / L: 22 psi
Porcentaje De Rebose:	72%	62%
Porcentaje Interfase:	95%	75%
Capacidad tratamiento de fluidos, BFPD	45.000	80.000

Fuente: Modificada. PETROMINERALES COLOMBIA LTDA. Ingeniería aplicada ampliación de la estación de producción Corcel. 2011.

Las botas de gas cuentan con un transmisor de presión (PIT), un interruptor de alto nivel (LSH), un interruptor de alto- alto nivel (LSHH), un interruptor de bajo-bajo nivel (LSLL) y un transmisor de presión diferencial (PDIT) para el Demister.

En la entrada de cada una de las botas de gas existe una válvula SDV (Shut Down Valve) tipo compuerta de 12", la cual cuenta con indicación de posición abierta o cerrada en el sistema de control para garantizar ruta de flujo. El cierre de esta válvula está configurado para activarse como acción de emergencia por alta presión en la entrada de las Unidades Recuperadoras de Vapor (URV-102 A / B). En la entrada de cada bota de gas también existe un indicador de presión (PG) que permite al operador monitorear localmente y remotamente la presión del equipo.

Tabla 11. Características de la bota de gas 100 V-101 – Bloque Corcel.

EQUIPO (TAG)	BOTA GAS 100 V-101
Diametro, inch	54
Longitud, ft	42
Presión diseño, psi	50
Presión vacío, psi	-1,5
Temperatura diseño, °F	250
Capacidad nominal, Bls	90
Capacidad tratamiento de fluidos, BFPD	30.000

Fuente: Modificada. PETROMINERALES COLOMBIA LTDA. Ingeniería aplicada ampliación de la estación de producción Corcel. 2011.

Figura 18. Bota de gas 100 V-101 – Bloque Corcel y 100 V-102 – Bloque Guatiquia.

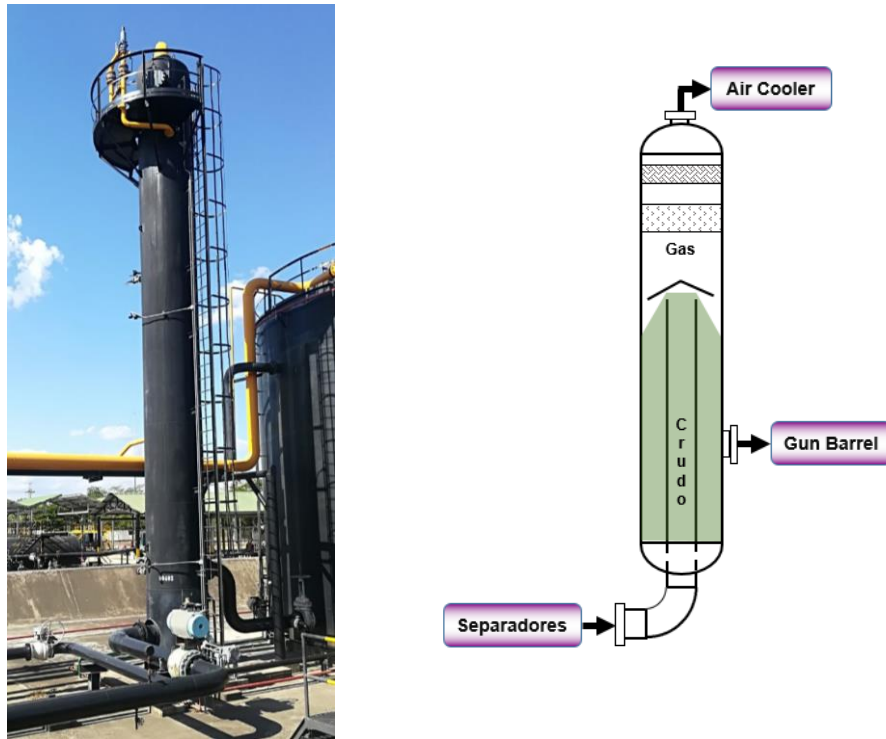
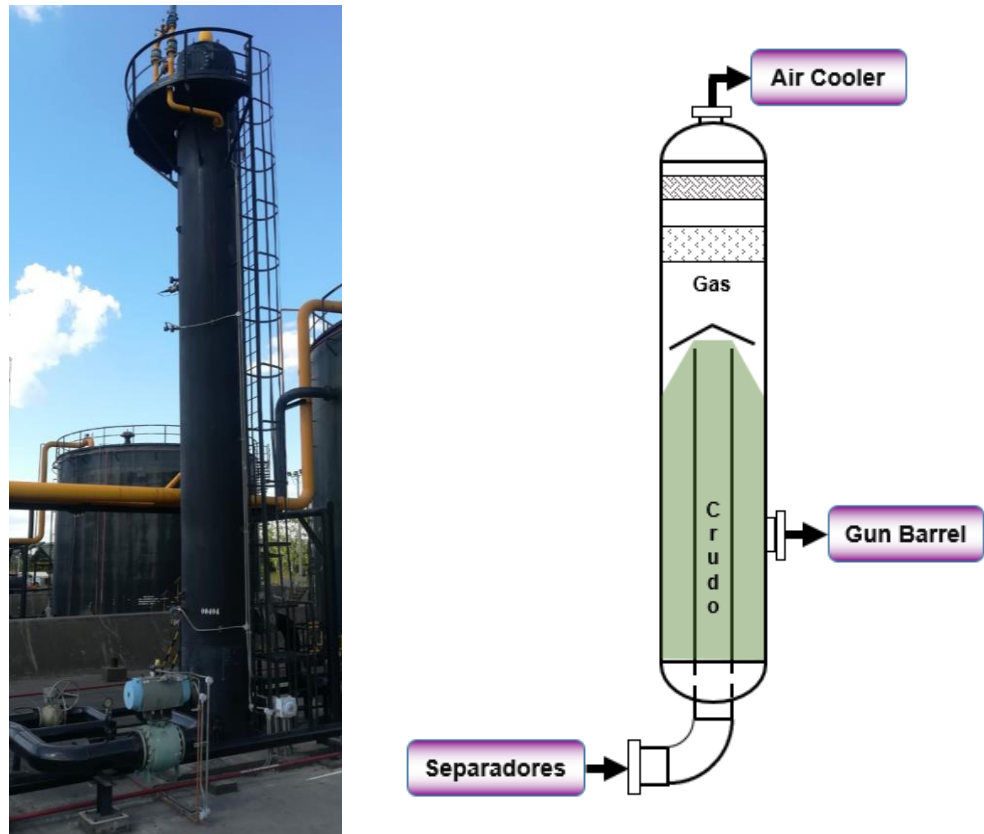


Tabla 12. Características de la bota de gas 100 V-102 – Bloque Guatiquia.

EQUIPO (TAG)	BOTA GAS 100 V-102
Diametro, inch	54
Longitud, ft	42
Presión diseño, psi	50
Presión vacío, psi	-1,5
Temperatura diseño, °F	250
Capacidad nominal, Bls	90
Capacidad tratamiento de fluidos, BFPD	30.000

Fuente: Modificada. PETROMINERALES COLOMBIA LTDA. Ingeniería aplicada ampliación de la estación de producción Corcel. 2011.

Figura 19. Bota de gas 100 V-102 – Bloque Guatiquia.



2.2.3.2 Gun Barrel

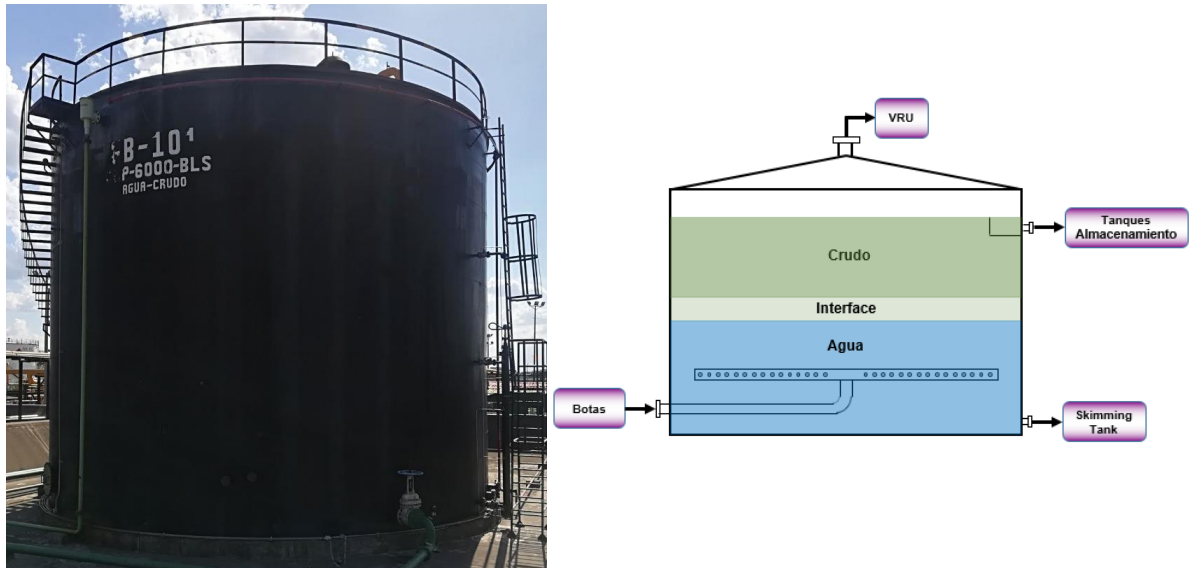
El crudo proveniente de la botas de gas es llevado al tanque Gun Barrel 101 (100 GB-101) para el crudo del bloque Corcel y al tanque Gun Barrel 201 (100 GB-201) para el crudo del bloque Guatiquia, donde se realiza la separación agua – crudo por acción de la diferencia de densidades entre el crudo y el agua.

Tabla 13. Características del Gun Barrel 100 GB-101 - Bloque Corcel.

EQUIPO (TAG)	GUN BARREL 100 GB-101
Diametro, ft	38,66
Longitud, ft	30
Presión diseño, psig/mmH2O	50 / -25
Temperatura diseño, °F	250
Capacidad nominal, Bls	6.000

Fuente: Modificada. PETROMINERALES COLOMBIA LTDA. Ingeniería aplicada ampliación de la estación de producción Corcel. 2011.

Figura 20. Gun Barrel 100 GB-101 – Bloque Corcel.



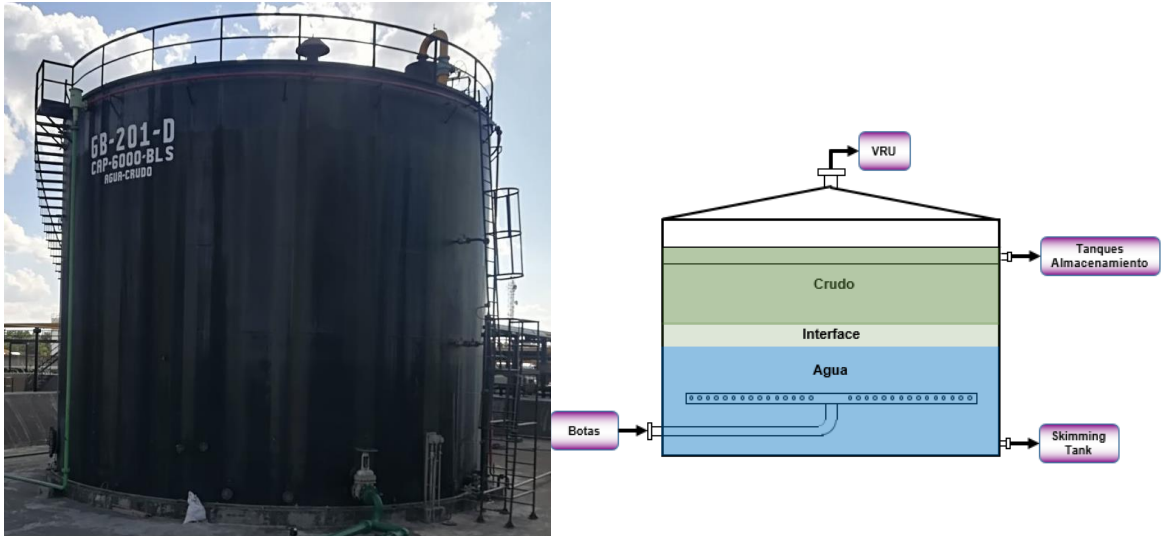
La mezcla bifásica crudo-agua ingresa por la parte inferior del tanque Gun Barrel donde existe un colector central de 10" con brazos radiales de 6" que distribuyen el producto en corrientes de bajo caudal con el fin de romper la emulsión crudo-agua. El crudo deshidratado sale por la parte superior de los tanques Gun Barrel donde existe un colector perimetral en su interior y es dirigido a los tanques de almacenamiento. El gas desprendido durante la separación es conducido desde la parte superior del tanque hacia las unidades de recuperación de Vapor URV-101 A / B.

Tabla 14. Características del Gun Barrel 100 GB-201 – Bloque Guatiquia.

EQUIPO (TAG)	GUN BARREL 100 GB-201
Diametro, ft	38,66
Longitud, ft	30
Presión diseño, psig/mmH2O	50 / -25
Temperatura diseño, °F	250
Capacidad nominal, Bls	6.000

Fuente: Modificada. PETROMINERALES COLOMBIA LTDA. Ingeniería aplicada ampliación de la estación de producción Corcel. 2011.

Figura 21. Gun Barrel 100 GB-201 – Bloque Guatiquia.



Los tanques Gun Barrel cuentan con interruptores de alto-alto, alto y bajo nivel (LSHH, LSH y LSL), un transmisor de nivel (LT) en cámara lateral para la medición de la interface, dos transmisores indicadores de nivel (LIT) de los cuales uno es de tecnología radar y el otro es de cámara lateral ambos para la medición del nivel total del Gun Barrel, un transmisor indicador de temperatura (TIT) en la parte baja del tanque, un transmisor indicador de presión (PIT) en el techo del tanque, 2 escotillas de emergencia (PSE) con set de 45 mm H₂O y una válvula de presión y vacío (PVV) con set de 40 mm H₂O para presión y -22 mm H₂O para vacío. Adicionalmente, cuenta con un sistema de gas blanketing para inertizar el espacio que ocupan los volátiles disminuyendo la presencia de Oxígeno (agente comburente), y garantizar una presión mínima de operación de 15 mm H₂O.

El control de nivel en los tanques Gun Barrel se realiza mediante un interlock operativo conformado por la señal de nivel de interface y el comando de encendido/apagado de la bomba que evacuan el agua de producción hacia los skimming tank 100SK102 y/o 100SK102. El sistema cuenta con una segunda bomba Back up para esta operación. El comando de las bombas puede realizarse de manera manual o remota. Existe también un interlock de emergencia que apoya la bomba en caso de bajo-bajo nivel (LLL).

2.2.4 Almacenamiento de crudo

Luego de la deshidratación del crudo en los Gun Barrel 100 GB-101 y 100 GB-201, se direcciona por línea de rebose del Gun Barrel de 8" que cuenta con un tomamuestras, hacia los tanques de almacenamiento. Para el manejo de la producción de crudo de los campos Corcel A, BOA, C, D, E y Cobra, el CPF Corcel cuenta con 18 tanques horizontales de 500 BIs debidamente aforados (TK-CO-01 a TK-CO-18) los cuales son puntos oficiales de fiscalización de la producción de crudo de estos campos. Adicionalmente se tiene un tanque vertical de 5.000 BIs (TK-101) debidamente aforado el cual no es punto de fiscalización, se utiliza para realizar mezclas de crudos ya fiscalizados buscando mejorar la calidad API del crudo para la venta. Para el manejo de la producción de crudo de los campos Candelilla, Yatay, Avispa, Ceibo y Ardilla el CPF Corcel cuenta con 2 tanques verticales de 20.000 BIs debidamente aforados (TK-102 y TK -103) los cuales son puntos oficiales de fiscalización de la producción de crudo de estos campos.

En los tanques de almacenamiento la producción de crudo es dejada en reposo por un periodo de 1 a 2 horas con el objetivo de finalizar la separación de agua que aún pueda tener el crudo por diferencia de densidad y la actuación de los químicos que se le han adicionado previamente para tal fin, luego el agua separada es drenada de los tanques buscando que el contenido de agua en el crudo para venta cumpla con los parámetros de calidad establecidos (BSW < 0,5%).

Una vez drenados los tanques de almacenamiento son medidos y fiscalizados para contabilizar la producción neta de crudo de los campos del bloque Corcel (Corcel A, BOA, C, D, E y Cobra) y la producción neta de crudo de los campos del bloque Guatiquia (Candelilla, Yatay, Avispa, Ceibo y Ardilla) mediante la aplicación del manual de medición de Frontera Energy.

Tabla 15. Características de los tanques de almacenamiento bloque Corcel.

EQUIPO (TAG)	TK's 500 BIs	TK 101
Cantidad	18	1
Tipo	Cilindrico Horizontal	Vertical techo cónico
Diametro, ft (promedio)	9,82	38,66
Longitud, ft (promedio)	36,44	24,00
Presión diseño, mmH ₂ O	-	+ 50 / - 25
Temperatura diseño, °F	-	250,00
Capacidad nominal, BIs	500	5.000

Fuente: Modificada. PETROMINERALES COLOMBIA LTDA. Ingeniería aplicada ampliación de la estación de producción Corcel. 2011.

Figura 22. Tanques de almacenamiento de crudo para los campos Corcel.



La entrada a cada tanque de almacenamiento de 20,000 Bls cuenta con una válvula motorizada (MOV-251022 y MOV-251031), la cual tiene indicación de posición en el sistema de control. Existe también un interlock de emergencia con comando de cierre de estas válvulas motorizadas en caso de alto-alto nivel (HHL) en el tanque respectivo. La salida de los tanques de 20,000 Bls se realiza en tubería de 16" hacia un cargadero de tracto camiones. Para esta operación, la línea de salida de cada tanque cuenta con una válvula motorizada (MOV) con indicación de posición en el sistema de control. Existe también un interlock de emergencia con comando de cierre de estas válvulas motorizadas en caso de bajo-bajo nivel (LLL) en el tanque respectivo.

Tabla 16. Características de los tanques de almacenamiento bloque Guatiquia

EQUIPO (TAG)	TK 102	TK 103
Cantidad	1	1
Tipo	Techo conico	Techo conico
Diametro, ft (promedio)	89,00	89,00
Longitud, ft (promedio)	18,00	19,00
Presión diseño, mmH2O	+50 / -25	+50 / -25
Temperatura diseño, °F	250,00	250,00
Capacidad nominal, Bls	20.000	20.000

Fuente: Modificada. PETROMINERALES COLOMBIA LTDA. Ingeniería aplicada ampliación de la estación de producción Corcel. 2011.

Figura 23. Tanques de almacenamiento de crudo para los campos Candelilla, Yatay, Avispa, Ceibo y Ardilla.



Los tanques de almacenamiento tienen un sistema de recirculación y trasvase hacia el tanque Gun Barrel y/o de nuevo al manifold de recibo de producción conformado por 2 bombas centrífugas con las características presentadas en la Tabla No. 17. Normalmente opera una bomba y la segunda es back up de la primera.

Tabla 17. Características de las bombas de trasvase de crudo.

EQUIPO (TAG)	P-202A	P-202A
Tipo	Centrífuga	Centrífuga
Capacidad nominal, GPM	500	500
Presión descarga, psi	30	30
Presión diseño, psi	50	50
Temperatura diseño, °F	250	250

Fuente: Modificada. PETROMINERALES COLOMBIA LTDA. Ingeniería aplicada ampliación de la estación de producción Corcel. 2011.

La operación de recirculación debe realizarse cuando el crudo del tanque de almacenamiento se encuentre fuera de especificación de venta ($BSW > 0,5\%$). Por esta razón el crudo es devuelto al tanque Gun Barrel para realizar nuevamente la separación.

La operación de trasvase consiste en transferir producto de un tanque a otro con el propósito de realizar mezclas o completar volúmenes para despacho.

Los primeros 12 tanques horizontales de almacenamiento de 500 Bls cuentan con indicadores de nivel (LIT) tipo radar. TK-01 a TK-03 LIT-250011, TK-04 a TK-06 LIT-260041, TK-07 a TK-09 LIT-260081, TK-10 a TK-12 LIT-260101. El tanque vertical de almacenamiento de 5.000 Bls (TK-101) cuenta con un transmisor indicador de temperatura (TIT-261011), un transmisor indicador de presión (PIT-261011) en el techo del tanque, escotillas de emergencia (PSE) con set de 45 mm H₂O, válvula de presión y vacío (PVV) con set de 40 mm H₂O para presión y -22 mm H₂O para vacío, 2 transmisores indicadores de nivel (LIT) de los cuales uno es de tecnología radar (LIT-261012) y el otro es de cámara lateral (LIT-261011), e interruptores de alto-alto, alto y bajo-bajo nivel (LSHH-251013, LSH-251013 y LSLL-251013) para la generación de las alarmas respectivas.

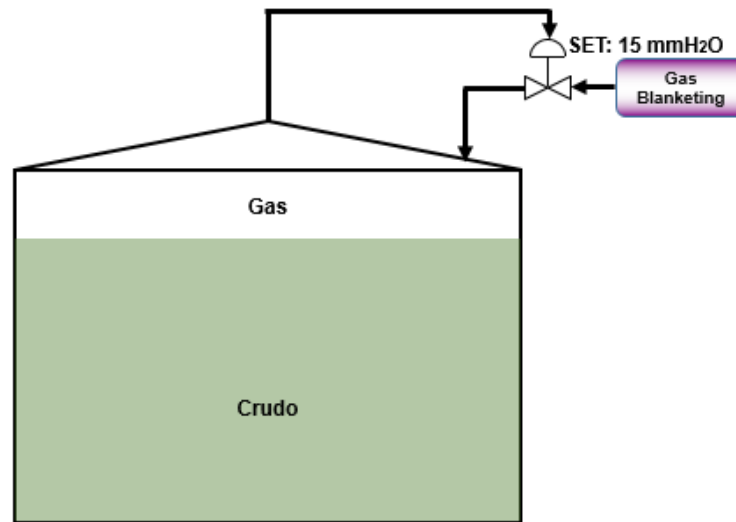
Los tanques verticales de almacenamiento de 20.000 Bls (TK-102 y TK-103) cuentan cada uno con un transmisor indicador de temperatura (TIT-251021 y TIT-261031), un transmisor indicador de presión (PIT-261021 y PIT-261031) en el techo del tanque, escotillas de emergencia (PSE) con set de 45 mm H₂O, válvula de presión y vacío (PVV) con set de 40 mm H₂O para presión y -22 mm H₂O para vacío, 2 transmisores indicadores de nivel (LIT) de los cuales uno es de tecnología radar (LIT-261021 y LIT-261031) y el otro es de cámara lateral (LIT-251022 y LIT-261032), e interruptores de alto-alto, alto y bajo-bajo nivel (LSH-251023, LSH-251033 y LSL-251023, LSL-251033) para la generación de las alarmas respectivas.

Adicionalmente, cada tanque cuenta con un sistema de gas blanketing para inertizar el espacio que ocupan los volátiles disminuyendo la presencia de Oxígeno (agente comburente), y garantizar una presión mínima de operación de 15 mm H₂O. El sistema de gas blanketing consta de una válvula autoregulada calibrada en 15 mm H₂O, de tal manera que la presión en el espacio ocupado por el gas en el tanque se mantiene constante en este valor. El gas blanketing proviene de la Planta de Gas y dependiendo de los requerimientos de presión, la válvula autorregulada permitirá o no el ingreso del gas.

La capacidad total de almacenamiento de crudo para los campos Corcel A, BOA, C, D, E, Cobra es de 14.000 Bls teniendo en cuenta el almacenamiento en tanques horizontales (9.000 Bls) y tanque vertical (5.000 Bls). Es decir que para un caudal de producción actual de 1.850 BOPD la capacidad de almacenamiento es de 7,6 días de producción.

En la Figura 24 se presenta el esquema de gas blanketing. Este esquema aplica también para el sistema gas blanketing de los tanques Gun Barrel.

Figura 24. Esquema del sistema de gas blanketing.



Fuente: Modificada. PETROMINERALES COLOMBIA LTDA. Ingeniería aplicada ampliación de la estación de producción Corcel. 2011.

La capacidad total de almacenamiento de crudo para los campos Candelilla, Yatay, Avispa, Ceibo, Ardilla es de 35.000 Bls teniendo en cuenta el almacenamiento en tanques verticales descontando el volumen inbombeable (5.000 Bls). Es decir que para un caudal de producción actual de 19.000 BOPD la capacidad de almacenamiento es de 1,8 días de producción.

2.2.5 Venta de crudo

El crudo medido y fiscalizado en los tanques de almacenamiento es dirigido por tubería de 16-8-4" hacia el cargadero de tracto camiones bajo la denominación de crudo de ventas.

El CPF Corcel cuenta con 4 cargaderos de crudo con 2 bahías por cargadero, es decir tiene en total 8 bahía para el cargue de crudo en tracto camiones, aunque actualmente 2 de estas bahías estas fuera de servicio y en proceso de desmantelamiento. Así las cosas, existen 6 bahías independientes para el cargue de crudo en carro tanques. Cada bahía tiene su medidor de flujo tipo

desplazamiento positivo el cual mide la cantidad de volumen que se carga a cada tracto camión y dicha medida se corrobora con la medida oficial de venta la cual es medición estática en los tanques de almacenamiento. A demás cada bahía tiene su propia bomba de cargue.

Para el procedimiento de cargue y despacho se deben ejecutar las prácticas de seguridad industrial, salud ocupacional, y medio ambiente exigidas y necesarias.

Antes de iniciar el cargue se debe verificar que el crudo cumpla con las condiciones de para la venta, cumpliendo las siguientes especificaciones:

- BSW: < 0.5%
- Salinidad: <15 PTB

Si el producto no cumple con estas especificaciones no debe ser despachado.

Figura 25. Cargadero de crudo en tracto camiones en el CPF Corcel.



Se debe hacer medición de cantidad y calidad antes y después de cada corte. Se debe tomar una contra muestra de cada corte, dicha muestra debe ser rotulada con el rombo NFPA y las especificaciones del crudo, esta muestra debe ser almacenada hasta la confirmación del desecho en la estación de destino. Una vez cargado el vehículo se liquida la cantidad y calidad de crudo con la que fue cargado y se procede a enviar esta información al área de transportes en la orden de cargue con todos los datos allí exigidos para que se genere la respectiva única para el transporte de petróleo crudo. Adicionalmente se instalan sellos plásticos de seguridad en cada una de las escotillas del carro tanque cargado asegurando que no se puedan abrir durante el transporte hacia la estación de recibo.

A diario se debe hacer conciliación con las estaciones que reciben el crudo de venta para determinar si hay o no pérdidas de producto en el camino.

2.2.6 Cajas API

El agua drenada de los diferentes equipos del CPF Corcel es enviada a las cajas API de la estación debido a que esta agua contiene trazas de aceite, en estas cajas API se realiza la separación de agua y crudo mediante diferencias de densidades en un tiempo de reposo. Estos fluidos son recirculados al sistema para su re-tratamiento.

Figura 26. Cajas API CPF Corcel.



2.2.7 Aire de Instrumentos

Las necesidades de aire del CPF Corcel están cubiertas por tres compresores de tornillo: Dos empleados para atender los requerimientos de aire de instrumentos, y uno para aire de servicios.

Los compresores de aire de instrumentos operarán bajo un esquema LEAD/LAG, de tal manera que uno siempre estará en línea, respondiendo las necesidades del proceso. En caso de falla del primer compresor, o que la demanda instantánea de aire exceda su capacidad, se encenderá el segundo compresor. Aguas abajo de los compresores un sistema de secado por lechos de adsorción se encargará de llevar el aire hasta un punto de rocío de -40°C . El sistema de secado está constituido por dos columnas: una operando y otra en regeneración. Un set adicional de dos columnas de secado estará disponible y en línea en caso de falla del sistema principal.

Figura 27. Compresores aire de instrumentos CPF Corcel.



Tabla 18. Características de los compresores de instrumentos CPF Corcel.

EQUIPO (TAG)	100 X-101	100 X-201
Marca	KAESER	KAESER
Capacidad, ACFM	315	406
Potencia, HP	100	125
Presión descarga, psi	180	180
Presión diseño, psi	220	220
Temperatura diseño, °F	250	250

Fuente: Modificada. PETROMINERALES COLOMBIA LTDA. Ingeniería aplicada ampliación de la estación de producción Corcel. 2011.

Un tanque pulmón con una presión de diseño de 16 Bar, un tiempo de respaldo de 12 minutos a máxima capacidad, y un volumen de 10 000 gal; se encargará de suministrar aire el tiempo suficiente para llevar la planta a falla segura y permitir ajustes rápidos de planta que permitan poner en línea nuevamente los instrumentos.

La red de aire de instrumentos cuenta con múltiples estaciones en toda la planta, y con válvulas de seccionamiento para asegurar su mantenimiento en caso de falla.

El compresor de aire de servicios está conectado directamente a la red de servicios de 2", pero tiene la opción de conectarse a la red de aire en caso de daño de los dos compresores de aire principales. No existe pulmón para aire de servicios en la actualidad, pero se dejaron las facilidades para instalarlo en un futuro.

2.2.8 Monitoreo remoto del CPF Corcel

El CPF Corcel cuenta con control automatizado de la estación, posee una serie de sensores y transmisores que se unen para mediante lazos de control visualizar y operar remotamente los diferentes equipos utilizados para el manejo de producción de crudo. Adicionalmente, el sistema de control permite ajustar alarmas de proceso para que el operador sepa en tiempo real el estado operativo de sus equipos. Cabe mencionar que solo el operador del cuarto de control puede realizar maniobras sobre los equipos, los demás perfiles del sistema de control son solo para visualizar variables.

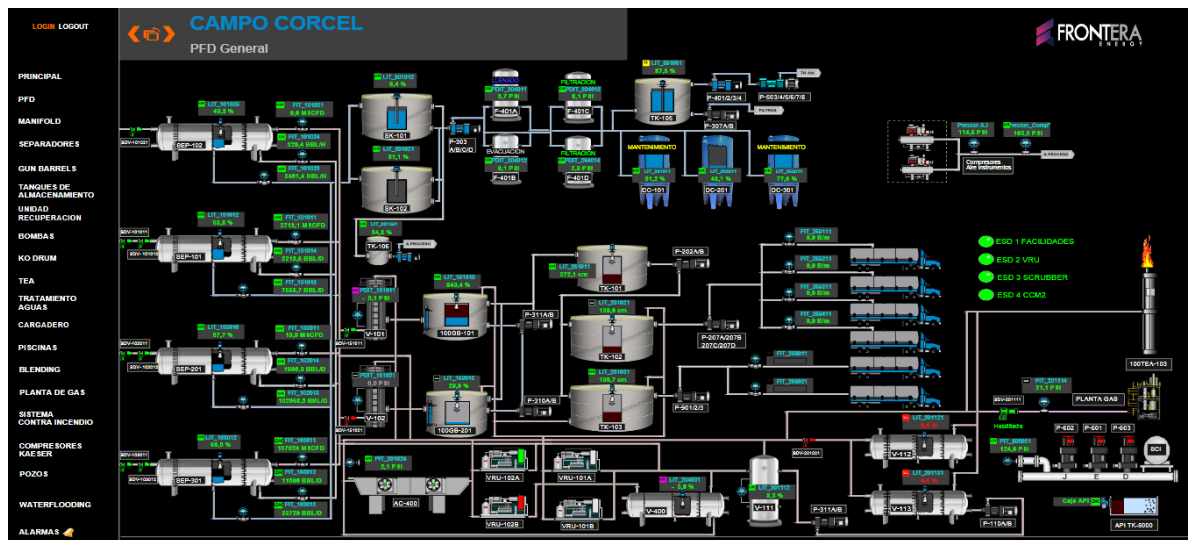
2.2.9 Fiscalización de crudo

Para realizar la fiscalización de los tanques de almacenamiento que son los puntos oficiales de fiscalización se debe aplicar del manual de medición de Frontera Energy. Para determinación de calidad y volumen se usarán las siguientes técnicas:

Para asegurar la validez de estas mediciones los equipos, tanques y herramientas de para ejecutar estos procedimientos deben estar contenidos dentro del Plan Metrológico del CPF Corcel. Para el caso de los equipos y herramientas de contratistas se debe monitorear la existencia de un plan metrológico el cual contenga los cronogramas, soportes de calibración, mantenimiento y verificación de los equipos en uso.

La infraestructura debe cumplir con lo necesario para la ejecución de los procedimientos de medición de calidad y volumen, y el personal que las ejecuta debe ser competente para hacerlo.

Figura 28. Monitoreo remoto equipos CPF Corcel.



Fuente: Sistema Scada. Frontera Energy.

Tabla 19. Métodos y técnicas para fiscalización de crudo.

PROCEDIMIENTO	MÉTODO	TÉCNICA
Medición de tanques	Estático	API MPS 3.1 A
Determinación de temperatura		API MPS 7.6
Muestreo		API MPS 8.1
Determinación de Gravedad API	Hidrómetro	ASTM 1298
Determinación de sal en crudo	Salinómetro	ASTM 3230
Determinación de contenido de agua	Karl Fischer	ASTM 4377
Determinación de agua y sedimento	Centrifuga	ASTM 4007

Hacer uso de las buenas prácticas de la industria, así como de las normas técnicas aplicables para una mayor confiabilidad en la medida

2.2.10 Liquidación diaria de producción de crudo

Con la información obtenida en la fiscalización de los tanques se diligencia el movimiento diario de los tanques de almacenamiento en el cual se registran todas las transacciones que se hagan en ellos; recibos, transferencias, ventas, consumos, recibos externos que se hagan de los líquidos a condiciones y temperaturas estándar basado en lo estipulado por la norma API MPS en el numeral 12.1.

La liquidación diaria de la producción recibida en los tanques se realiza haciendo corte de producción a las 00:00 hrs. Para garantizar el corte de producción se deben mantener las mismas condiciones de niveles en los equipos de separación y tratamiento de crudo, es decir, que los niveles de interface en los Separadores y Gun Barrels sean los mismos cada 24 hrs a la hora del corte, de igual manera los Skimming Tank y las cajas API deben estar desnatados asegurando que todo el crudo producido se encuentre en los tanques de almacenamiento.

El balance básico para determinar la producción de crudo en los tanques de almacenamiento puede hacerse con la siguiente ecuación:

$$I_{\text{inicial}} + P + RE \pm T - V - C - I_{\text{final}} = 0 \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

I_{inicial} = Volumen neto de crudo en tanques de almacenamiento a las 00:00 del día anterior

I_{final} = Volumen neto de crudo en tanques de almacenamiento a las 00:00 del día actual

P = Volumen neto de crudo recibido en tanque de almacenamiento

- RE = Volumen neto de crudo recibido en tanque de almacenamiento proveniente de otros campos
 T = Volumen neto de crudo recibido en tanque de almacenamiento proveniente de otros tanques del mismo campo
 V = Volumen neto de crudo vendido de los tanques de almacenamiento por tracto camiones
 C = Volumen neto de crudo consumido de los tanques de almacenamiento

Despejando la ecuación anterior, la producción diaria de crudo se puede calcular así:

$$P = I_{\text{final}} + C + V \pm T - I_{\text{inicial}} \quad \text{Ecuación 2}$$

La producción calculada con la ecuación 2, se debe corroborar con los movimientos de los tanques el formato denominado Balance de materia, los cuales deben coincidir. Cuando no se presente balance, se deben revisar todas las transacciones realizadas en el día para lograr detectar el error y hacer los ajustes pertinentes. Cada bloque tiene un balance de materia independiente conformado por los tanques de almacenamiento asignados (puntos de fiscalización).

2.2.11 Reporte y análisis de la producción diaria de crudo

Una vez obtenida la producción diaria de los bloques Corcel y Guatiquia, se procede a generar el reporte diario de producción en el formato denominado DATA. En dicho formato se registran las condiciones de operación de los diferentes pozos y se asigna un volumen de la producción diaria medida en tanques de almacenamiento a cada pozo mediante el uso del factor de campo. Una vez asignado el volumen por pozo, se debe garantizar que la suma de la producción de cada pozo perteneciente a un campo coincida con la producción registrada en el movimiento de los tanques.

2.2.11.1 Cálculo de factor de campo

El factor de campo se utiliza para asignar el volumen de producción medido en tanques de almacenamiento a cada pozo que conforma el bloque. Para realizar este cálculo se requiere el volumen de crudo recibido en los tanques, los últimos potenciales de producción y las condiciones de operación de los pozos para el día del reporte.

El último potencial del pozo se debe ajustar según las condiciones de operación del pozo, esto es calcular el potencial ideal del pozo, para esto se realiza el siguiente procedimiento:

1. Verificar que la velocidad de operación del equipo ALS para el día del reporte sea la misma que la velocidad de operación del equipo ALS de la última prueba de potencial del pozo. Si coinciden se mantiene el caudal de fluido total de la última prueba, Si no coinciden se calcula el caudal de fluido total del pozo a la nueva velocidad de operación del equipo ALS:

$$BFPD_{Vel\ operación} = \frac{BFPD_{Potencial} * Vel_{Operación}}{Vel_{Potencial}} \quad \text{Ecuación 3}$$

2. Verificar el tiempo de operación del pozo del día del reporte, el último potencial del pozo es de 24 horas de operación. Si el pozo operó las 24 horas del día se mantiene el caudal de fluido total calculado en el paso 1. Si el pozo no operó las 24 horas del día se calcula el caudal de fluido total del pozo para el tiempo de operación del día:

$$BFPD_{Tiempo} = \frac{BFPD_{Vel\ operación} * Tiempo_{operación}}{24} \quad \text{Ecuación 4}$$

3. Calcular la producción ideal del pozo teniendo en cuenta las condiciones de los pozos 1 y 2. Conservando las condiciones de % de corte de agua y factor de corrección por temperatura CTL de la última prueba de potencial del pozo:

$$BOPD_{Ideal} = BFPD_{Tiempo} \left(1 - \frac{\%WC}{100}\right) CTL \quad \text{Ecuación 5}$$

4. Repetir los pasos 1, 2 y 3 para todos los pozos de los campos según el bloque al que se desea calcular el factor de campo.

El potencial ideal del bloque es la suma los cálculos anteriores para todos los campos de dicho bloque.

El cálculo del factor de campo para cada bloque se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$Factor\ de\ campo = \frac{Volumen\ en\ Tanques}{Potencial\ ideal} \quad \text{Ecuación 6}$$

El factor de campo es una variable adimensional cuyo valor debe estar entre 0,985 y 1,015, con el fin de garantizar que los potenciales de los pozos estén actualizado y que estos reflejen que el volumen de producción que se recibe en los tanques de almacenamiento. Si el factor de campo está fuera de este rango, se deben realizar pruebas de potencial de pozos para determinar cuál pozo presenta la desviación ya sea positiva o negativa sobre la producción del bloque.

Teniendo en cuenta la ecuación 6 se evidencia la importancia de mantener actualizadas las pruebas de potencial de producción de los pozos y ajustar estas pruebas a las condiciones de operación del día.

2.2.11.2 Asignación de producción diaria por pozos

Una vez obtenido el factor de campo para cada bloque, se asigna a cada pozo el volumen de producción diaria mediante la ecuación 7:

$$BOPD = BOPD_{Ideal} * Factor\ de\ campo \quad \text{Ecuación 7}$$

Se aplica la ecuación 7 a todos los pozos de un bloque, obteniendo el volumen de producción para cada pozo el día del reporte. La sumatoria del volumen asignado a todos los pozos del bloque debe ser igual al volumen de producción recibido en tanques el día del reporte.

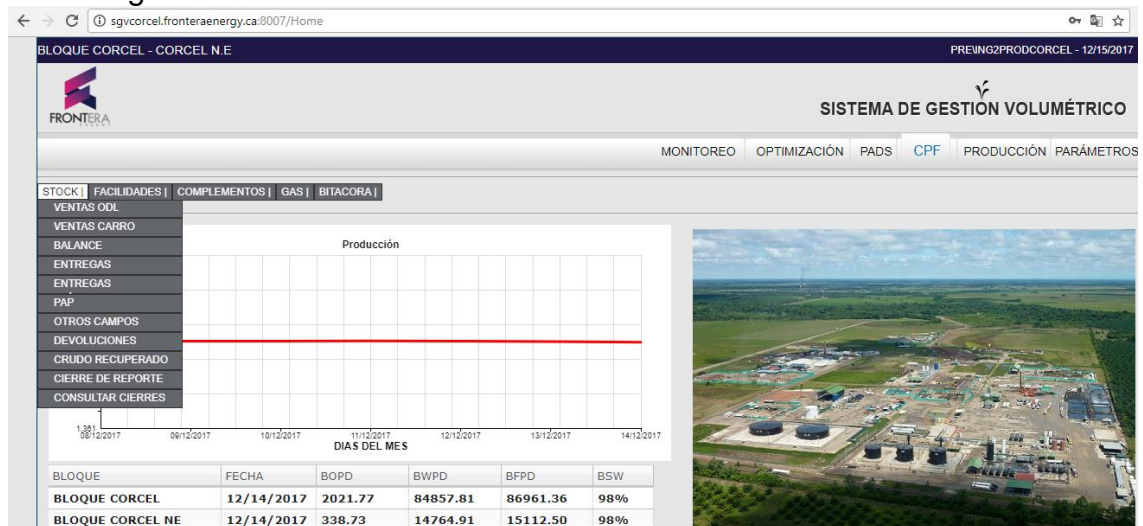
2.2.11.3 Cargue de información y generación del reporte en el Sistema de Gestión Volumétrica (SGV)

Frontera Energy cuenta con una plataforma web para consolidar y generar el reporte diario de producción; se aclara que existe una plataforma para manejar la producción del bloque Corcel (sgvcorcel.fronteraenergy.ca:8005) y otra para manejar la producción del bloque Guatiquia (sgvguatiquia.fronteraenergy.ca:8005).

La generación del reporte diario de producción por medio del SGV, se realiza mediante el siguiente procedimiento:

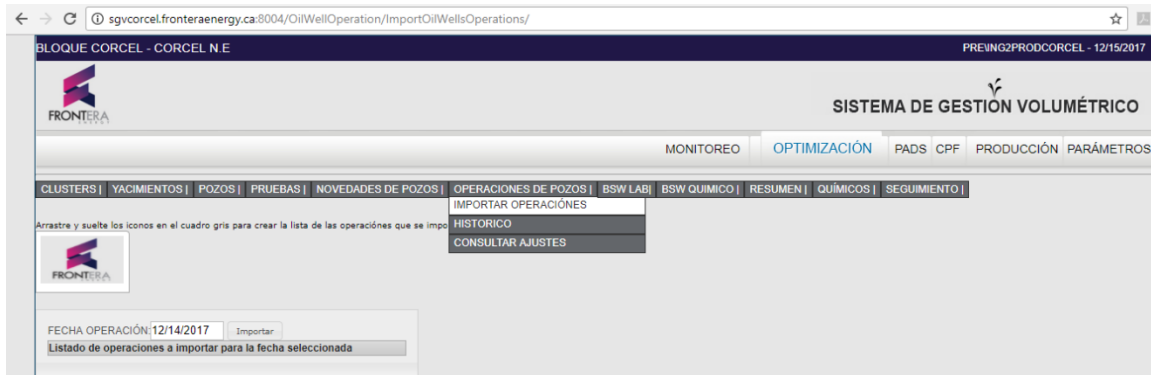
1. Para cada uno de los bloques Corcel y Guatiquia se guardan los archivos con los movimientos de los tanques el formato denominado Balance de materia, (Ver numeral 2.2.10).

2. Para cada uno de los bloques Corcel y Guatiquia se genera el formato denominado Monitoreo diario, donde se relacionan por cada pozo las condiciones operativas del día del reporte.
3. Para cada uno de los bloques Corcel y Guatiquia se genera el formato denominado Pruebas pozos, donde se relacionan las pruebas de potencial de producción de los pozos las cuales se realizaron el día del reporte.
4. En la plataforma del SGV para el bloque Corcel, se activa mediante click la pestaña “CPF”, luego en la sub pestaña “STOCK” se selecciona de la lista desplegable la opción “Ventas Carro” y se selecciona el archivo balance de materia correspondiente al bloque Corcel (paso 1), posteriormente se da click en “Importar archivo” para cargar este archivo en la plataforma SGV. De igual manera se selecciona de la lista desplegable la opción “Balance” y se selecciona el archivo balance de materia correspondiente al bloque Corcel (paso 1), posteriormente se da click en “Importar archivo” para cargar este archivo en la plataforma SGV. Se debe verificar que la fecha de las pestañas donde se cargaron los archivos sea igual a la fecha del día del reporte a generar.

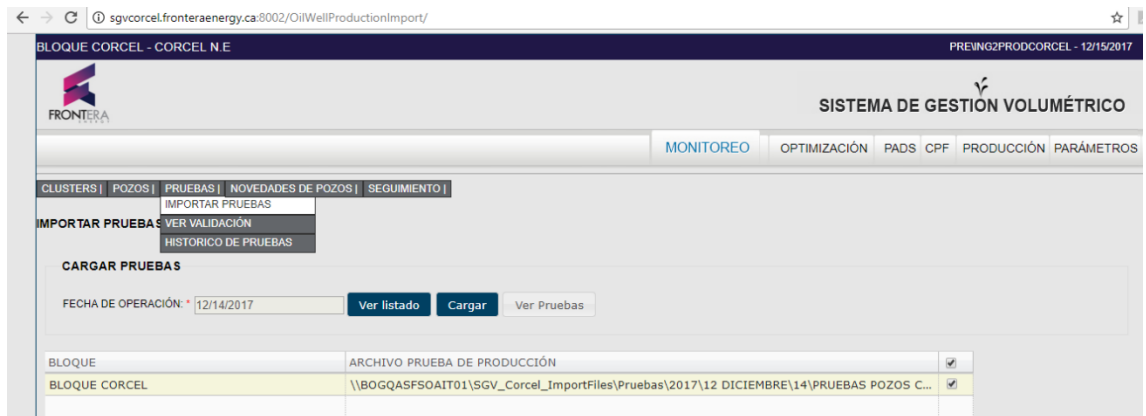


5. En la plataforma del SGV para el bloque Corcel, se activa mediante click la pestaña “OPTIMIZACIÓN”, luego en la sub pestaña “OPERACIONES DE POZOS” se selecciona de la lista desplegable la opción “IMPORTAR OPERACIONES” y se selecciona el archivo Monitoreo diario

correspondiente al bloque Corcel (paso 2), posteriormente dando click sostenido sobre la imagen del logo de Frontera se mueve hacia la parte de debajo de la fecha y posteriormente se da click en “Importar” para cargar este archivo en la plataforma SGV.



- En la plataforma del SGV para el bloque Corcel, se activa mediante click la pestaña “MONITOREO”, luego en la sub pestaña “PRUEBAS” se selecciona de la lista desplegable la opción “IMPORTAR PRUEBAS” y se selecciona el archivo Prueba pozos correspondiente al bloque Corcel (paso 3), posteriormente se selecciona la opción “Ver Listado” y se activa la opción para cargar las pruebas de los pozos. Finalmente se da click en “Cargar” para cargar este archivo en la plataforma SGV.



- En la plataforma del SGV para el bloque Corcel, se activa mediante click la pestaña “OPTIMIZACIÓN”, luego en la sub pestaña “PRUEBAS” se selecciona de la lista desplegable la opción “VALIDACIÓN”, posteriormente se da click en “GUARDAR” para cargar este archivo en la plataforma SGV.

sgvcorcel.fronteraenergy.ca:8004/OilWellFluidTest/ListPendingsForValidation

BLOQUE CORCEL - CORCEL N E PREING2PRODCORCEL - 12/15/2017

FRONTERA SISTEMA DE GESTIÓN VOLUMÉTRICO

MONITOREO OPTIMIZACIÓN PADS CPF PRODUCCIÓN PARÁMETROS

CLUSTERS | YACIMIENTOS | POZOS | PRUEBAS | NOVEDADES DE POZOS | OPERACIONES DE POZOS | BSW LAB | BSW QUIMICO | RESUMEN | QUÍMICOS | SEGUIMIENTO |

GUARDAR POZO: VALIDACION HISTORICO

PRUEBAS POR VALIDAR RECALCULAR PRODUCCIÓN

#	POZO	VA...	CRI	FACTOR DE CAMPO	NC...	BOM...	EQUIPO	BFPD	BOPD	BSW	BWPD	TH...	THP	FREC...	DURA...	FECHA	EF...	
1	MAMBO-1	✓	RPM	3/6/2015	MAMBO	CARROT...	ESP	N/A	3538	75.93	97.8	3460.16	0	0	35	0 Hr	11/14/...	✓
2	CORCEL-C1	✓		3/5/2015	CORCEL...	CARROT...	ESP	N/A	0	0	0	0	0	0	0	0 Hr	8/1/2014	✓
3	CORCEL-A2ST	✓	RPM	6/3/2017	CORCEL...	CARROT...	ESP	N/A	2531.72	117.12	95.23	2410.96	170	10	40	0 Hr	6/2/2017	✓
4	CARUTO	✓		12/14/2...	CARUTO	CARROT...	ESP	10000	15033....	337.02	97.7	14687....	237	150	45	0 Hr	12/13/...	✓
5	CARUTO	✓		12/15/2...	CARUTO	CARROT...	ESP	10000	15112.5	338.73	97.7	14764....	236	150	45	0 Hr	12/14/...	✓

8. En la plataforma del SGV para el bloque Corcel, se activa mediante click la pestaña “CPF”, luego en la sub pestaña “STOCK” se selecciona de la lista desplegable la opción “Entregas”, posteriormente se da click en “Sugerir” para cargar este archivo en la plataforma SGV.

sgvcorcel.fronteraenergy.ca:8007/Deliveries/Index/

BLOQUE CORCEL - CORCEL N E PREING2PRODCORCEL - 12/15/2017

FRONTERA SISTEMA DE GESTIÓN VOLUMÉTRICO

MONITOREO OPTIMIZACIÓN PADS CPF PRODUCCIÓN PARÁMETROS

STOCK | FACILIDADES | COMPLEMENTOS | GAS | BITACORA |

VENTAS ODL

VENTAS CARRO

BALANCE

ENTREGAS 14/2017

ENTREGAS 35

PAP

OTROS CAMPOS

DEVOLUCIONES

CRUDO RECUPERADO

CIERRE DE REPORTE

CONSULTAR CIERRES

MODIFICAR ENTREGAS DE DIAS ANTERIORES Sugerir Asignar Ver Preliminar

	ENTREGAS HOY	DISP ENTREGAS	CONSUMO	ENTREGAS ...	CAPITAL DE TRABAJO
DEVOLUCIONES		0	2177.81	0	3665.66
CRUDO RECUPERADO		0	182.69	0	0
CIERRE DE REPORTE		0	2360.5	0	3665.66

9. En la plataforma del SGV para el bloque Corcel, se activa mediante click la pestaña “OPTIMIZACIÓN”, luego en la sub pestaña “PRUEBAS” se selecciona de la lista desplegable la opción “RECALCULAR PRODUCCIÓN”, posteriormente se da click en “RECALCULAR” para cargar este archivo en la plataforma SGV.

BLOQUE CORCEL - CORCEL N.E PREING2PRODCORCEL - 12/15/2017

FRONTERA SISTEMA DE GESTIÓN VOLUMÉTRICO

MONITOREO OPTIMIZACIÓN PADS CPF PRODUCCIÓN PARÁMETROS

CLUSTERS | YACIMIENTOS | POZOS | PRUEBAS | NOVEDADES DE POZOS | OPERACIONES DE POZOS | BSW LAB | BSW QUIMICO | RESUMEN | QUIMICOS | SEGUIMIENTO |

Recalcular producción:
 FECHA: 12/14/2017

VALIDACION
 HISTORICO
 RECALCULAR PRODUCCIÓN
 FACTOR DE CAMPO

PRODUCCION POR PRUEBAS

CAMPO	POZO	BOPD	BWPD	BFPD	Gas	BOPD X PR...	BWPD X P...	BFPD X PR...	GAS X PRU...
CAMPO CORCEL A	CORCEL-A2ST	428.95	3759.15	4209.57	85.54	425.04	3724.88	4171.20	84.76

10. En la plataforma del SGV para el bloque Corcel, se activa mediante click la pestaña “PRODUCCIÓN”, posteriormente se da click en “REPORTE DIARIO” para generar el reporte de producción del bloque Corcel en la plataforma SGV.

11. Repetir el procedimiento desde el paso 4 en la plataforma del SGV para el bloque Guatiquia, y de esta manera generar el reporte de producción del bloque Guatiquia en la plataforma.

BLOQUE CORCEL - CORCEL N.E PREING2PRODCORCEL 12/15/2017

FRONTERA SISTEMA DE GESTIÓN VOLUMÉTRICO

MONITOREO OPTIMIZACIÓN PADS CPF PRODUCCIÓN PARAMETROS

PRUEBAS | REPORTE DIARIO | FORMAS MINISTERIO | OTROS REPORTES | REPORTES IDP |

FECHA DEL REPORTE 12/14/2017 Generar Todos Los Reportes

- REPORTE DIARIO
- REPORTE CONSOLIDADO

3. ANÁLISIS EQUIPOS INSTALADOS PARA MANEJO DE CRUDO A CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN

Con el fin de verificar si los equipos instalados en el CPF Corcel tiene la capacidad de manejar los fluidos producidos con las condiciones actuales de operación de los pozos de los bloque Corcel y Guatiquia, se realiza de nuevo diseño de los separadores por el método de ajuste de gota¹ con el fin de corroborar si el diseño se ajusta a las dimensiones de los equipos instalados. Posteriormente se calculará el tiempo de retención del crudo y del agua, el caudal de gas que puede manejar el separador y el diámetro de gota de aceite en el gas para manejar a la producción actual de producción de gas.

3.1 SEPARADORES CPF CORCEL

3.1.1 Capacidad de separación de gas

La capacidad de separación de gas determina el diámetro mínimo que requiere el separador para que una gota de líquido que se encuentra suspendida en el gas se asiente. Para este caso al tratarse de separadores trifásicos horizontales con llenado diferente al 50%, se derivar la siguiente ecuación:

$$dL_{eff} = 420 \left(\frac{1-\beta}{1-\alpha} \right) \left[\frac{TZQ_g}{P} \right] \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2} \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

- d = Diámetro interno de la vasija, inch
- L_{eff} = Longitud efectiva de la vasija donde ocurre la separación, ft
- T = Temperatura de operación, °R
- P = Presión de operación, psia
- Q_g = Tasa de flujo de gas, MMSCFD
- Z = Factor de compresibilidad del gas
- C_D = Coeficiente de arrastre
- d_m = Gotita de líquido a ser separada, micras
- ρ_g = Densidad del gas, lb/ft³
- ρ_l = Densidad del líquido, lb/ft³
- (1-β/1-α)= Constante de diseño capacidad de gas

El procedimiento para el cálculo diámetro mínimo para el manejo del gas es el siguiente:

¹ Arnold, K., & Stewart, M. (2008). Surface Production Operations, Volume 1: Design of Oil Handling Systems and Facilities. Amsterdam: Gulf Professional Publishing. Chapter 4.

1. Cálculo de las densidades del gas y del líquido en lb/ft³ mediante las siguientes ecuaciones:

$$\rho_g = 2,7 * \frac{SG_g * T}{Z * P} \quad \text{Ecuación 9}$$

$$\rho_l = 62,4 \left[SG_o \left(\frac{Q_o}{Q_o + Q_w} \right) + SG_w \left(\frac{Q_w}{Q_o + Q_w} \right) \right] \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

- SG_o = Gravedad específica del crudo
- SG_w = Gravedad específica del agua
- SG_g = Gravedad específica del gas
- T = Temperatura de operación, °R
- P = Presión de operación, psia
- Z = Factor de compresibilidad del gas
- Q_o = Tasa de flujo de crudo, BPD
- Q_w = Tasa de flujo de agua, BPD

2. Cálculo del coeficiente de arrastre C_D, mediante proceso de iteración:

- a. Estimar valor inicial de C_D, se puede iniciar con valor de 0,34
- b. Cálculo de la velocidad de asentamiento con la siguiente ecuación:

$$V_t = 0,0119 \left[\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \frac{dm}{C_D} \right]^{1/2} \quad \text{Ecuación 11}$$

- c. Cálculo de número de Reynold con la siguiente ecuación:

$$NR = 0,049 \frac{\rho_g * dm * V_t}{\mu_g} \quad \text{Ecuación 12}$$

- d. Cálculo de C_D con la siguiente ecuación:

$$C_D = \frac{24}{NR} + \frac{3}{NR^{0,5}} + 0,34 \quad \text{Ecuación 13}$$

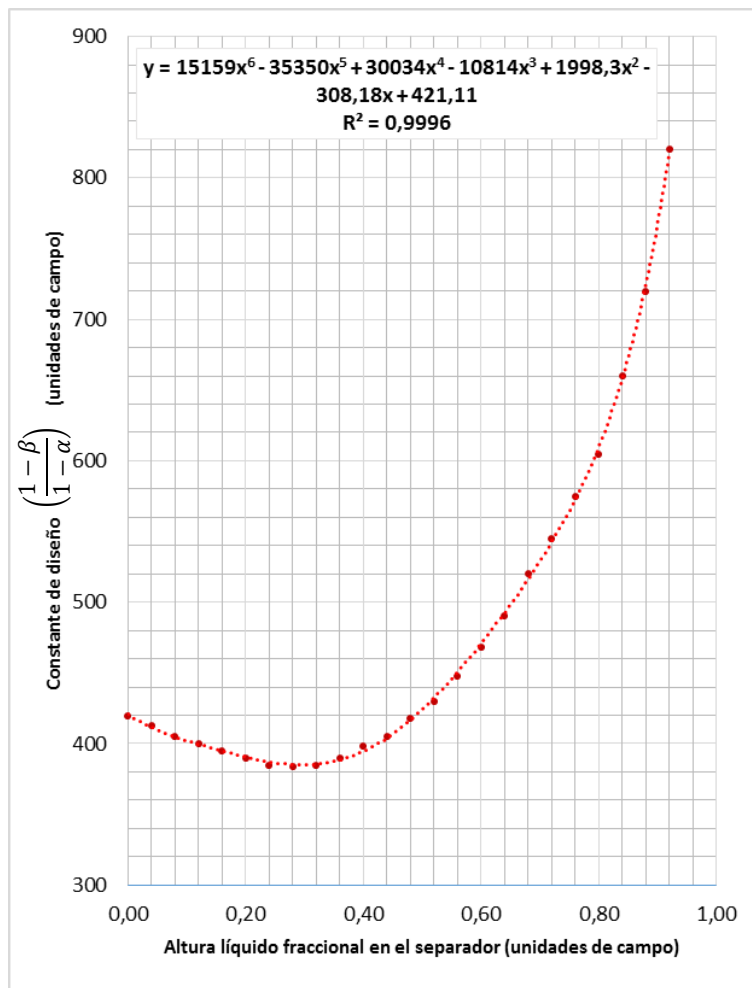
- e. Comparar el C_D calculado con el C_D asumido, si la diferencia es mayor a 0,01, se toma como asumido el C_D calculado y se repiten los pasos del b al d hasta que la diferencia sea menor a 0,01.

3. Cálculo de la constante de diseño², esta se obtiene de la figura 29 con la altura de fracción de líquido en el separador. Para realizar el cálculo de manera numérica, se digitaliza la figura 29, se genera línea de tendencia y se obtiene la ecuación de dicha línea de tendencia, la cual se muestra a continuación:

$$\left(\frac{1-\beta}{1-\alpha}\right) = 15159 * h^6 - 35350 * h^5 + 30034 * h^4 - 10814 * h^3 + 1998,3 * h^2 - 308,18 * h + 421,11$$

Ecuación 14

Figura 29. Constante de diseño para capacidad de gas vs altura de líquido en un separador horizontal con llenado diferente al 50%.



Fuente: Modificada. Arnold, K., & Stewart, M. (2008). Pag 158

² Arnold, K., & Stewart, M. (2008). Surface Production Operations, Volume 1: Design of Oil Handling Systems and Facilities. Amsterdam: Gulf Professional Publishing. Pag 158.

4. Cálculo del producto diámetro interno de la vasija por longitud efectiva del separador, mediante el uso de la Ecuación 8:

$$dL_{eff} = 420 \left(\frac{1-\beta}{1-\alpha} \right) \left[\frac{TZQg}{P} \right] \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2} \quad \text{Ecuación 8}$$

3.1.2 Capacidad de separación de líquido³

Se puede demostrar que el flujo alrededor de la sedimentación de las gotas de aceite en agua o agua en el aceite es laminar y, por lo tanto, la ley de Stokes rige. La velocidad de caída del terminal es:

$$V_t = \frac{1.78 \times 10^{-6} (\Delta SG) d_m^2}{\mu} \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde:

- V_t = Velocidad terminal de asentamiento, ft/s
 ΔSG = Diferencia de la gravedad específica relativa al agua entre las fases de aceite y agua
 d_m = Gotita de líquido a ser separada, micras
 μ = Viscosidad de la fase continua, cp.

La viscosidad del aceite es del orden de 5 a 20 veces mayor que la del agua. Por lo tanto, la velocidad terminal de sedimentación de una gota de aceite en el agua es mucho mayor que la de una gota de agua en el aceite. El objetivo principal de la separación trifásica es preparar el aceite para un tratamiento adicional.

Se requiere una cierta cantidad de almacenamiento de aceite para garantizar que el aceite alcance el equilibrio y que se libere el gas evaporado. Se requiere una cantidad adicional de almacenamiento para garantizar que el agua libre tenga tiempo para fusionarse en tamaños de gotitas suficiente para caer de acuerdo con la ecuación 21.

Es común usar tiempos de retención que van de 3 minutos a 30 minutos, dependiendo de los datos de laboratorio o campo. Si esta información no está disponible, se pueden usar las pautas presentadas en la Tabla 20. En general, el tiempo de retención debe aumentar a medida que aumenta la gravedad o la viscosidad del aceite. De manera similar, se requiere una cierta cantidad de

³ Arnold, K., & Stewart, M. (2008). Surface Production Operations, Volume 1: Design of Oil Handling Systems and Facilities. Amsterdam: Gulf Professional Publishing.

almacenamiento de agua para garantizar que la mayoría de las grandes gotas de petróleo arrastradas en el agua tengan tiempo suficiente para fusionarse y elevarse a la interfaz aceite-agua. Es común usar tiempos de retención para la fase acuosa que van de 3 minutos a 30 minutos dependiendo de los datos de laboratorio.

A partir del tiempo de retención se tiene una restricción para el asentamiento de gota de aceite en el agua, la cual está representada en la siguiente ecuación:

$$d^2 L_{eff} = \frac{(t_r)_o * Q_o + (t_r)_w * Q_w}{1,4 * \alpha} \quad \text{Ecuación 16}$$

Donde:

α = constante de diseño capacidad de liquido

El cálculo de la constante de diseño, esta se obtiene de la figura 30 con la altura de fracción de líquido en el separador. Para realizar el cálculo de manera numérica, se digitaliza la figura 30, se genera línea de tendencia y se obtiene la ecuación de dicha línea de tendencia, la cual se muestra a continuación:

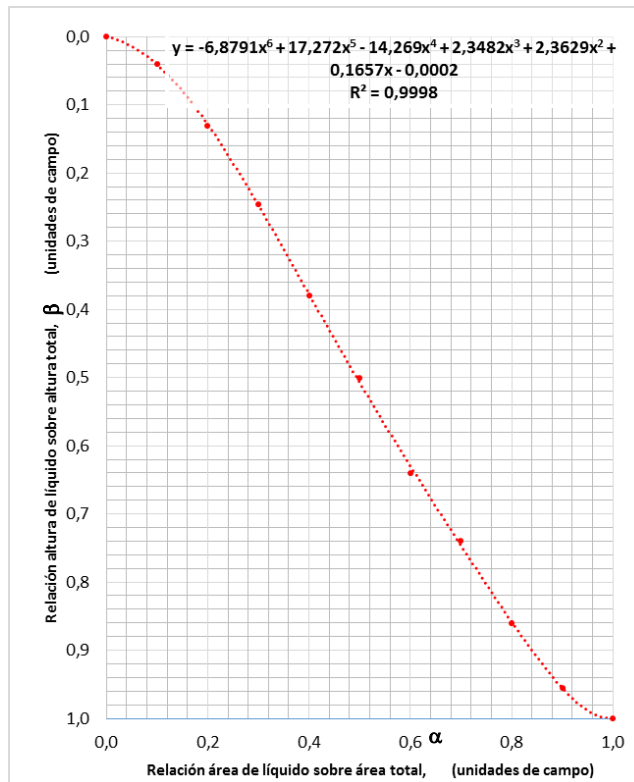
$$\alpha = -6,8791 * \beta^6 + 17,272 * \beta^5 - 14,269 * \beta^4 + 2,3482 * \beta^3 + 2,3629 * \beta^2 + 0,1657 * \beta - 0,0002 \quad \text{Ecuación 17}$$

3.1.3 Diseño separadores trifásicos horizontales

Se realiza diseño de los separadores del CPF Corcel por el método de ajuste de gota. Como datos de entrada para el diseño de los separadores se tienen en cuenta:

1. Condiciones de presión y temperatura de los separadores
2. Caudales de producción (crudo, agua y gas) a condiciones actuales de operación
3. Calidad actual de la mezcla de fluidos de los pozos a separar (crudo, agua y gas), gravedades específicas de los fluidos

Figura 30. Constante de diseño – relación de área (α) para tiempo de retención vs Relación de alturas (β) para un separador horizontal con llenado diferente al 50%.



Fuente: Modificada. Arnold, K., & Stewart, M. (2008). Pag 159

4. El factor de compresibilidad del gas, Z , se calcula por correlación según el método de Brill, J.P. y Beggs, H.D.⁴

$$sTc = 168 + 325 * SG_g - 12,5 * SG_g^2 \quad \text{Ecuación 18}$$

$$sPc = 667 + 15 * SG_g - 37,5 * SG_g^2 \quad \text{Ecuación 19}$$

$$sTr = \frac{sTc}{T} \quad \text{Ecuación 20}$$

$$sPr = \frac{sPc}{P} \quad \text{Ecuación 21}$$

⁴ Banzer, C. (1996). Correlaciones numéricas PVT. *INPELUZ, Maracaibo, Venezuela*. Página 20.

$$Z = A + \frac{(1-A)}{\exp(B)} + C * sPr^D \quad \text{Ecuación 22}$$

Donde:

$$A = 1,39 * (sTr - 0,92)^{0,5} - 0,36 * sTr - 0,10$$

$$B = (0,62 - 0,23 * sTr) * sPr + \left(\frac{0,066}{sTr - 0,86} - 0,037 \right) * sPr^2 + \left(\frac{0,32}{10^9(sTr-1)} \right) sPr^6$$

$$C = 0,132 - 0,32 * \text{Log}(sTr)$$

$$D = e^{(0,3106 - 0,49 * sTr + 0,1824 * sTr^2)}$$

5. La viscosidad de crudo es obtenida de caracterización de los fluidos producidos por cada campo
6. La viscosidad de agua⁵ es calculada por correlación de McCain, W.D., Jr., mediante las siguientes ecuaciones:

$$\mu_w = A * T^B \quad \text{Ecuación 23}$$

Donde:

$$A = 109,574 - 8,49564 * S + 0,313314 * S^2 + 8,72213 * 10^{-3} * S^3$$

$$B = -1,1216 + 2,63951 * 10^{-2} * S - 6,79461 * 10^{-4} * S^2 - 5,47119 * 10^{-5} * S^3 + 1,55586 * 10^{-6} * S^4$$

$$S = \text{salinidad}, \quad \text{ppm}/10000$$

$$T = \text{Temperatura}, \text{ } ^\circ\text{F}$$

7. La viscosidad de gas⁶ es calculada por correlación Lee respectivamente, mediante las siguientes ecuaciones:

$$\mu_g = K * \frac{e^{(X\rho_g^Y)}}{10^4} \quad \text{Ecuación 24}$$

⁵ Banzer, C. (1996). Correlaciones numéricas PVT. *INPELUZ, Maracaibo, Venezuela*. Página 129.

⁶ Banzer, C. (1996). Correlaciones numéricas PVT. *INPELUZ, Maracaibo, Venezuela*. Página 43.

Donde:

$$K = \frac{(9,4 + 0,02 * (28,9625 * SG_g)) (T + 460)^{1,5}}{209 + 19 * (28,9625 * SG_g) + (T + 460)}$$

$$X = 3,5 + \frac{986}{(T + 460)} + 0,01(28,9625 * SG_g)$$

$$Y = 2,4 - 0,2X$$

$T = \text{Temperatura, } ^\circ F$

8. El tiempo de retención del crudo y agua para el diseño será de 10 minutos, teniendo en cuenta la calidad API del crudo a separar⁷

Tabla 20. Tiempos de retención para el crudo.

Gravedad API	Minutos
Condensado	2 – 5
Crudo liviano (30° -40°)	5 - 7.5
Crudo intermedio (20° - 30°)	7.5 – 10
Crudo pesado (menor a 20°)	> 10

Nota: si existe emulsión a la corriente de entrada, incremente los tiempos de retención por un factor de 2 a 4.

(Fuente: Arnold, K., & Stewart, M., 2008, 264)

9. El diámetro de gota para asentamiento de líquido en gas (d_m) será de 100 micras
10. El diámetro de gota para asentamiento de agua en aceite (d_{mw}) será de 500 micras
11. El diámetro de gota para asentamiento de aceite en agua (d_{mo}) será de 200 micras
12. El porcentaje de llenado para cada separador será el actual dependiendo del separador analizado

⁷ Arnold, K., & Stewart, M. (2008). Surface Production Operations, Volume 1: Design of Oil Handling Systems and Facilities. Amsterdam: Gulf Professional Publishing. Pag 264.

A continuación el procedimiento para el diseño de los separadores trifásicos horizontales del CPF Corcel con llenado diferente al 50%.

1. Cálculo del producto diámetro interno de la vasija por longitud efectiva del separador a partir de la capacidad de separación del gas, mediante el uso de la Ecuación 8:

$$dL_{eff} = 420 \left(\frac{1-\beta}{1-\alpha} \right) \left[\frac{TZQ_g}{P} \right] \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2} \quad \text{Ecuación 8}$$

2. Cálculo del producto del cuadrado del diámetro interno de la vasija por longitud efectiva del separador a partir de la capacidad de separación de líquido, mediante el uso de la Ecuación 16:

$$d^2 L_{eff} = \frac{(t_r)_o * Q_o + (t_r)_w * Q_w}{1,4 * \alpha} \quad \text{Ecuación 16}$$

Donde:

α = constante de diseño capacidad de líquido

3. Estimar la longitud entre soldaduras L_{ss} tanto para capacidad de gas como para capacidad de líquido, mediante el uso de las siguientes ecuaciones:

Capacidad de gas

$$L_{ss} = L_{eff} + \frac{d}{12} \quad \text{Ecuación 25}$$

Capacidad de líquido

$$L_{ss} = \frac{4}{3} L_{eff} \quad \text{Ecuación 26}$$

El L_{ss} calculado debe ser aproximado a la longitud comercial siguiente y se selecciona el L_{ss} de mayor longitud.

4. Calcular la relación de esbeltez, la cual debe tener valores entre 3 a 5, mediante la siguiente ecuación:

$$RE = 12 \frac{L_{ss}}{d}$$

Ecuación 27

5. Realizar los pasos 3, 4 y 5 para distintos diámetros comerciales hasta que la relación de esbeltez se encuentre en el rango de 3 a 5.

El procedimiento anterior se realiza para los 4 separadores del CPF Corcel con las condiciones actuales de operación de cada equipo según los fluidos que manejan dependiendo del bloque asignado, los resultados obtenidos se compararan con las dimensiones de los equipos instalados para verificar si efectivamente cumplen con las condiciones para la separación de los fluidos en crudo, agua y gas.

La tabla 21 muestra los datos utilizados para el diseño de los separadores del CPF Corcel, cabe mencionar que las condiciones de cual se determinan así:

- a. Para el separador de prueba del bloque Corcel 100 SEP-102, se utiliza la condición de máximo caudal según potencial de los pozos
- b. Para el separador de producción general del bloque Corcel 100 SEP-201, se utiliza la condición de máximo caudal de la mezcla del potencial productivo de todos los pozos del bloque Corcel, es decir cuando el separador de prueba 100 SEP-102 no esté en operación.
- c. Para los separadores de producción general del bloque Guatiquia se distribuye el máximo caudal de la mezcla del potencial productivo de todos los pozos del bloque Guatiquia de la siguiente manera: 25% para el manejo del separador 100 SEP-101 y 75% para el manejo del separador 100 SEP-301, esto teniendo en cuenta la experiencia operacional del CPF Corcel.

En la tabla 22 se relacionan los resultados obtenidos para los pasos 1 y 2 del procedimiento descrito anteriormente.

Tabla 21. Datos iniciales para diseño de separadores del CPF Corcel.

PARAMETROS	BLOQUE CORCEL		BLOQUE GUATIQUIA	
	100 SEP-102	100 SEP-201	100 SEP-101	100 SEP-301
Temperatura de operación, °F	172,0	172,0	190,0	191,0
Presión de operación, psi	30,0	30,0	30,0	30,0
Tasa flujo gas, MMSCFD	0,120	0,473	0,400	1,200
Tasa flujo aceite, BOPD	450	1.970	4.750	14.250
Tasa flujo agua, BWPD	17.100	80.723	11.000	33.000
SG gas	1,353	1,353	1,337	1,337
SG agua	1,070	1,070	1,070	1,070
Gravedad del crudo, °API	20,1	20,1	20,1	20,1
Diametro gota (dm), micras	100	100	100	100
Diametro gota agua (dmw), micras	500	500	500	500
Diametro gota aceite (dmo), micras	200	200	200	200
Tiempo retención aceite, minutos	10	10	10	10
Tiempo retención agua, minutos	10	10	10	10
Viscosidad crudo, cP	9,80	9,80	9,80	9,80
Llenado separador, %	75%	75%	94%	76%

Tabla 22. Resultados para pasos 1 y 2 del procedimiento de diseño de separadores del CPF Corcel

PARAMETROS	BLOQUE CORCEL		BLOQUE GUATIQUIA	
	100 SEP-102	100 SEP-201	100 SEP-101	100 SEP-301
d*Leff, Capacidad de gas. Ec. 15	10,810	42,570	59,070	115,690
d ² *Leff, Capacidad de líquido Ec. 16	156.374,512	736.806,585	114.586,162	415.203,234

Los pasos 3, 4 y 5 del procedimiento de diseño de separadores trifásicos horizontales en el CPF Corcel se realizan para para cada separador y se verifica que los diámetros que cumplan con el rango de la relación de esbeltez coincidan con los diámetros de los equipos instalados en el CPF Corcel. Las tablas 23, 24, 25 y 26 relacionan los resultados obtenidos y se subraya el diámetro del equipo instalado:

De las tablas 23, 24, 25 y 26 se evidencia que los diámetros de los separadores instalados en el CPF Corcel en conjunto con las longitudes calculadas entre soldaduras de los mismos no cumplen con la relación de esbeltez requerida. Sin embargo, se realiza el cálculo de la relación de esbeltez teniendo en cuenta las dimensiones reales de los equipos, los resultados obtenidos se relacionan en la tabla 27, con estos resultados se concluye que los equipos instalados en el CPF Corcel cumplen con el diseño teniendo en cuenta las condiciones actuales de operación considerando que las longitudes entre soldaduras de los separadores

Tabla 23. Resultados para pasos 3, 4 y 5 del procedimiento de diseño de separadores del CPF Corcel para el separador 100 SEP-102 – bloque Corcel.

d comercial (inch)	Capacidad de gas		Capacidad de líquido		L _{SS} comercial (ft)	RE
	L _{eff} , (ft)	L _{SS} , (ft)	L _{eff} , (ft)	L _{SS} , (ft)		
84	0,13	7,13	22,16	29,55	30,0	4,3
90	0,12	7,62	19,31	25,74	27,5	3,7
96	0,11	8,11	16,97	22,62	25,0	3,1
102	0,11	8,61	15,03	20,04	22,5	2,6
108	0,10	9,10	13,41	17,88	20,0	2,2

Tabla 24. Resultados para pasos 3, 4 y 5 del procedimiento de diseño de separadores del CPF Corcel para el separador 100 SEP-201 – bloque Corcel.

d comercial (inch)	Capacidad de gas		Capacidad de líquido		L _{SS} comercial (ft)	RE
	L _{eff} , (ft)	L _{SS} , (ft)	L _{eff} , (ft)	L _{SS} , (ft)		
132	0,32	11,32	42,29	56,38	57,5	5,2
138	0,31	11,81	38,69	51,59	52,5	4,6
144	0,30	12,30	35,53	47,38	47,5	4,0
150	0,28	12,78	32,75	43,66	45,0	3,6
156	0,27	13,27	30,28	40,37	42,5	3,3

Tabla 25. Resultados para pasos 3, 4 y 5 del procedimiento de diseño de separadores del CPF Corcel para el separador 100 SEP-101 – bloque Guatiquia.

d comercial (inch)	Capacidad de gas		Capacidad de líquido		L _{SS} comercial (ft)	RE
	L _{eff} , (ft)	L _{SS} , (ft)	L _{eff} , (ft)	L _{SS} , (ft)		
108	0,55	9,55	9,82	13,10	15,0	1,7
114	0,52	10,02	8,82	11,76	12,5	1,3
120	0,49	10,49	7,96	10,61	12,5	1,3
126	0,47	10,97	7,22	9,62	10,0	1,0
132	0,45	11,45	6,58	8,77	10,0	0,9

Tabla 26. Resultados para pasos 3, 4 y 5 del procedimiento de diseño de separadores del CPF Corcel para el separador 100 SEP-301 – bloque Guatiquia.

d comercial (inch)	Capacidad de gas		Capacidad de líquido		L _{SS} comercial (ft)	RE
	L _{eff} , (ft)	L _{SS} , (ft)	L _{eff} , (ft)	L _{SS} , (ft)		
132	0,88	11,88	23,83	31,77	32,5	3,0
138	0,84	12,34	21,80	29,07	30,0	2,6
144	0,80	12,80	20,02	26,70	27,5	2,3
150	0,77	13,27	18,45	24,60	25,0	2,0
156	0,74	13,74	17,06	22,75	25,0	1,9

instalados son en todos los casos mayores a las longitudes entre soldaduras calculadas lo que garantiza que el diámetro y la longitud de los separadores cumplen con los requerimientos necesarios para que las gotas de líquido en el gas y las gotas de aceite en el agua puedan asentarse durante el tiempo que el fluido está en el interior de los separadores.

Tabla 27. Resultados del cálculo de la relación de esbeltez de los separadores instalados en el CPF Corcel.

PARAMETROS	BLOQUE CORCEL		BLOQUE GUATIQUIA	
	100 SEP-102	100 SEP-201	100 SEP-101	100 SEP-301
d separador (inch)	102	144	120	144
L _{SS} calculada (ft)	22,5	47,5	12,5	27,5
L _{SS} separador (ft)	36,5	48,0	50,0	48,0
Relación de esbeltez separador	4,3	4,0	5,0	4,0

3.1.4 Cálculo tiempo de retención

Con las condiciones actuales de producción de los pozos de los bloques Corcel y Guatiquia se estima el tiempo de retención de los líquidos en cada uno de los separadores, para efectos prácticos, se asume que el tiempo de retención del crudo es igual al tiempo de retención del agua.

De las ecuaciones 16 y 25 de capacidad de manejo de líquidos, se despeja y calcula el tiempo de retención de líquidos para cada uno de los separadores, los resultados obtenidos se plasman en la tabla 28.

$$d^2 L_{eff} = \frac{(t_r)_o * Q_o + (t_r)_w * Q_w}{1,4 * \alpha}$$

Ecuación 16

Remplazando la ecuación 25 en la ecuación 16 y teniendo en cuenta que los tiempos de retención del crudo y del agua son los mismos, la ecuación 16 queda así:

$$d^2 * \left(\frac{3}{4} L_{SS}\right) = \frac{(t_r)*(Q_o+Q_w)}{1,4*\alpha}$$

Despejando el tiempo de retención tenemos:

$$t_r = \frac{d^2 * \left(\frac{3}{4} L_{SS}\right) * (1,4*\alpha)}{(Q_o+Q_w)} \quad \text{Ecuación 28}$$

Tabla 28. Tiempo de retención de líquidos en separadores del CPF Corcel a las condiciones actuales de operación.

PARAMETROS	BLOQUE CORCEL		BLOQUE GUATQUIA	
	100 SEP-102	100 SEP-201	100 SEP-101	100 SEP-301
Tiempo de retención, minutos	18,2	10,1	47,1	18,0

De la tabla 28, se concluye que con las condiciones actuales de operación de los pozos de los bloques Corcel y Guatiquia los tiempos de retención para líquidos están por encima de 10 minutos, lo cual es muy bueno si se considera el API del crudo tratado en el CPF Corcel y lo establecido en la tabla 20 donde para crudo de calidad intermedia (20° a 30°) se requieren tiempos de retención de 7,5 a 10 minutos.

3.1.5 Cálculo caudal de gas

Con las condiciones actuales de producción de los pozos de los bloques Corcel y Guatiquia se estima el cálculo de gas en cada uno de los separadores a partir de la ecuación 8 de capacidad de manejo de gas, los resultados obtenidos se muestran en la tabla 29.

$$dL_{eff} = 420 \left(\frac{1-\beta}{1-\alpha}\right) \left[\frac{TZQ_g}{P}\right] \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l-\rho_g}\right) \frac{C_D}{d_m}\right]^{1/2} \quad \text{Ecuación 8}$$

Tabla 29. Caudal de gas calculado en separadores del CPF Corcel a las condiciones actuales de operación.

PARAMETROS	BLOQUE CORCEL		BLOQUE GUATQUIA	
	100 SEP-102	100 SEP-201	100 SEP-101	100 SEP-301
Caudal de gas actual, MSCFD	120,0	472,6	400,0	1.200,0
Caudal de gas calculado, MSCFD	332,3	427,3	392,1	392,1

De la tabla 29 se concluye que con las condiciones actuales de operación los separadores asignados al bloque de Corcel manejan la producción actual de gas de manera muy ajustada, retirando tamaños de gotas de líquido en el gas de 100 micras. Uno de los separadores asignados al bloque de Guatiquia tiene comportamiento similar a los de Corcel en cuanto a manejo de gas, pero el separador que maneja el 75% de la producción del bloque no maneja la producción de gas a las condiciones actuales para retirar tamaños de gotas de líquido en el gas de 100 micras.

Teniendo en cuenta lo anterior, se calcula el tamaño de gota de líquido en el gas que los separadores son capaces de retirar con las condiciones actuales de producción de los pozos, despejando de la ecuación 8 el parámetro d_m , los resultados se plasman en la tabla 30.

Tabla 30. Tamaño de gota de líquido retirado del gas en los separadores del CPF Corcel a las condiciones actuales de operación.

PARAMETROS	BLOQUE CORCEL		BLOQUE GUATQUIA	
	100 SEP-102	100 SEP-201	100 SEP-101	100 SEP-301
Caudal de gas actual, MSCFD	120	473	400	1.200
d_m , micras	13	123	198	937

De los cálculos anteriores se concluye que los separadores asignados para el manejo de la producción de los pozos del bloque Corcel tienen capacidad para retirar tamaños de gota de líquido en el gas de 130 micras, con lo cual cumplen con el retiro de los líquidos del gas de producción. Por el contrario los separadores asignados para el manejo de la producción de los pozos del bloque Guatiquia no tienen capacidad para manejar la producción de gas de los pozos de manera eficiente, lo que produce arrastre de líquidos por la corriente de gas de salida del separador. Para ayudar con esta condición los separadores cuentan con accesorios adicionales como los demister. Los equipos para manejo de gas del CPF Corcel deben estar diseñados para retirar los líquidos que contiene la corriente de gas de los separadores.

3.2 GUN BARREL CPF CORCEL

El crudo saliente en los separadores trifásicos horizontales, ingresa para continuar la deshidratación a uno de los Gun Barrel de CPF Corcel dependiendo del bloque al que pertenezcan, el Gun Barrel 100 GB-101 para manejar el crudo del bloque Corcel y el Gun Barrel 100 GB-201 para manejar el crudo del bloque Guatiquia.

3.2.1 Cálculo tiempo de retención

El tiempo de retención en el Gun Barrel es el tiempo que tiene el crudo para que las gotas de agua que aún continúan contenidas en él se separen por efecto de la diferencia de densidad entre el crudo y el agua.

Para el cálculo del tiempo de retención en los Gun Barrel verticales del CPF Corcel se tienen los siguientes datos de entrada:

1. Caudales de producción de crudo a condiciones actuales de operación
2. Calidad actual de la mezcla de fluidos de los pozos a separar (crudo, agua y gas), gravedades específicas de los fluidos
3. Corte de agua promedio en la corriente de salida de los separadores, 2% para el crudo del bloque Corcel y 10% para el crudo del bloque Guatiquia.
4. Las tablas de aforo vigentes de los tanques Gun Barrel
5. Las alturas de reboce de crudo y drenaje de agua con las que cuenta cada Gun Barrel
6. La interface agua-crudo que operacionalmente se ha determinado para cada Gun Barrel

El procedimiento para el cálculo del tiempo de retención en los Gun Barrel se enuncia a continuación:

1. Determinar lo datos de entrada para realizar el cálculo en cada Gun Barrel, los cuales se plasman en la tabla 31.

Tabla 31. Datos de entrada para el cálculo de tiempo de retención en los Gun Barrel del CPF Corcel.

PARAMETROS	BLOQUE CORCEL	BLOQUE GUATIQUIA
	100 GB-101	100 GB-201
Capacidad total, Bls	6.240,55	6.247,73
Altura total, m	8,983	9,979
Altura reboce de crudo, m	8,300	8,300
Altura drenaje de agua, m	0,700	0,700
Variación de volumen por altura, Bls/cm	6,84	6,86
Caudal de aceite neto a tratar, BOPD	1.970,00	19.000,00
Corte de agua salida de separador, %	2%	10%
SG agua	1,070	1,070
Gravedad del crudo, °API	20,1	20,1
Interface agua/crudo, m	3,300	3,300

2. Cálculo del caudal de agua y caudal de fluido total que ingresa al Gun Barrel, el cual se realiza por medio de las ecuaciones 29 y 30.

$$Q_T = \frac{Q_o}{1-WC} \quad \text{Ecuación 29}$$

$$Q_w = Q_T - Q_o \quad \text{Ecuación 30}$$

3. Cálculo del volumen de agua y volumen de crudo en el Gun Barrel, mediante las ecuaciones 31 y 32

$$V_w = \text{Interface} * \text{Variación de volumen por altura} \quad \text{Ecuación 31}$$

$$V_o = (\text{Reboce} - \text{Interface}) * \text{Variación de volumen por altura} \quad \text{Ecuación 32}$$

4. Cálculo del tiempo de retención del agua y del crudo en el Gun Barrel, mediante las ecuaciones 33 y 34

$$t_{rw} = 24 * \frac{V_w}{Q_w} \quad \text{Ecuación 33}$$

$$t_{ro} = 24 * \frac{V_o}{Q_o}$$

Ecuación 34

Los resultados de aplicar el anterior procedimiento para los Gun Barrel de los bloques Corcel y Guatiquia se muestran en la tabla 32.

Tabla 32. Tiempos de retención calculados para los Gun Barrel de CPF Corcel.

PARAMETROS	BLOQUE CORCEL	BLOQUE GUATIQUIA
	100 GB-101	100 GB-201
Caudal de crudo, BOPD	1.970	19.000
Caudal de agua, BWPD	39	1.900
Caudal total, BFPD	2.009	21.111
Volumen de crudo, Bls	3.420	3.430
Volumen de agua, Bls	2.257	2.264
Tiempo de retención de crudo, horas	1.375	29
Tiempo de retención de agua, horas	42	4

Con los resultados plasmados en la tabla 32, se concluye que el para el bloque Corcel el tiempo de retención de crudo es de 42 hrs lo cual muy bueno para la deshidratación del crudo. Para el bloque Guatiquia el tiempo de retención de crudo es de 4 horas por lo que para lograr optimizar la deshidratación del crudo el tratamiento debe apoyarse de la inyección de productos químicos que ayuden a logra el objetivo.

4. ARRANQUE CPF CORCEL

4.1 ALISTAMIENTO PARA EL ARRANQUE

El alistamiento para arranque del CPF Corcel comprende una serie de actividades de verificación de rutas de flujo dependiendo de los equipos requeridos, disponibilidad de máquinas, disponibilidad de suministros y coordinación del recibo con producción en locaciones de los bloques Corcel y Candelilla.

4.1.1 GENERAL

En el alistamiento general se ejecutan actividades de inspección en campo. En primer lugar se debe verificar la disponibilidad de los equipos mayores: separadores y tanques. En el caso de los tanques de almacenamiento de crudo, se deben aforar los mismos para realizar la medición y focalización del crudo producido.

Para los equipos de bombeo se debe garantizar el cargue de producto en la tubería de succión para evitar la cavitación de la bomba en el momento del arranque.

Durante esta fase se deben identificar y rectificar los problemas potenciales que exijan acciones correctivas para el funcionamiento de los equipos y de la planta en general. Las principales actividades comprendidas por esta fase de alistamiento son las siguientes:

- Verificar la disponibilidad de suministro de aire de instrumentos. Para garantizar la disponibilidad del aire de instrumentos se debe verificar una presión mayor o igual a 60 psig en los tanques pulmón. Los compresores del sistema de aire deben encenderse automáticamente cuando la presión disminuya por debajo de este valor y apagarse cuando alcancen el set de presión.
- Verificar que las interfaces entre la subestación eléctrica del CPF Corcel (CCM1) y los equipos estén listos para su operación. Igualmente que el funcionamiento entre los instrumentos y el sistema de control haya sido probado satisfactoriamente.
- Verificar la operatividad de los equipos: su alineamiento (por ej. acople entre motor y la bomba), chequeo de vibraciones, prueba de los sistemas de corte, etc.
- Verificación de los procedimientos de seguridad.
- Verificación de las condiciones de proceso.
- Verificación de los rangos de operación, cortes, sistemas de seguridad y procedimientos de emergencia.

- Como recomendación particular, el grupo de alistamiento deberá dividirse en áreas de trabajo que involucren equipos y sistemas completos teniendo en cuenta el proceso global. Cada subsistema deberá tener definido procedimientos detallados y formatos para seguir paso a paso durante la inspección de campo.

4.1.2 TUBERIAS Y ACCESORIOS

Las actividades principales que se deben realizar para el alistamiento de la tubería y accesorios son:

- Verificación del montaje de tuberías desde el punto de vista de control de calidad (tipo de material, schedule, alivios térmicos, compatibilidad de ratings de tubería, pruebas hidrostáticas y radiográficas, etc.).
- Verificación de la instalación y operatividad de todo tipo de válvulas incluyendo venteos y drenajes.
- Verificación de la instalación de ciegos donde se requieran.
- Registro de las pruebas hidrostáticas.
- Lavado de líneas.

4.1.3 EQUIPOS ROTATIVOS

4.1.3.1 Bombas y compresores

Durante el alistamiento de las bombas/compresores se deben cumplir con los siguientes pasos:

- Revisar instrucciones del fabricante sobre precauciones especiales antes del arranque.
- Verificación de las partes internas como tipo de sello, diámetro de impulsor y tolerancias de acuerdo con las especificaciones del fabricante.
- Verificación de la fase metálica (motor y bomba/compresor), grouting, conexión a tierra.
- Instalación de empaques y filtros temporales.
- Verificar el alineamiento de las bridas de la bomba con las tuberías de succión y descarga.
- Verificación del circuito de alimentación del motor, calibración de los relevos, pruebas de aislamiento antes de energizar, conexión a tierra.
- Verificación del balanceo de los acoples motor y bomba/compresor.
- Verificar que se haya colocado el aceite de lubricación recomendado.
- Rotar el eje con la mano para verificar el sentido de giro y que la rotación no sea forzada.
- Verificar que haya sido instalada toda la instrumentación asociada.

4.1.3.2 Motores

El alistamiento de los motores incluye las siguientes actividades:

- Verificar el motor y el circuito de control antes de conectarlo.
- Verificar que el motor esté desacoplado.
- Probar la rotación del motor con la mano para verificar si está de acuerdo con el equipo al que va a ser acoplado.
- Verificar que el sistema a tierra esté completamente conectado.
- Verificar el sistema de lubricación del motor, transformador y relés.
- Asegurar el área para evitar circulación de personal alrededor del motor.
- Probar el motor en vacío.

4.1.4 INSTRUMENTACIÓN

Durante la etapa de alistamiento se deberán efectuar las siguientes actividades relacionadas con la instrumentación:

- Realizar la calibración de los instrumentos y el chequeo de sus componentes.
- Verificar lazos de control y revisar las señales electroneumáticas.
- Verificar las señales que llegan al cuarto de control.
- Verificar las facilidades de suministro de aire para instrumentos.
- Verificar la instalación en el sitio y el sentido del flujo de acuerdo con los isométricos.
- Verificar el listado de chequeo de tubería para garantizar que las válvulas de seguridad hayan sido instaladas luego de la prueba hidrostática de la línea.
- Verificar que el listado de chequeo haya sido ejecutado para asegurar que toda la instrumentación fue probada correctamente (verificación de recorrido completo de las válvulas de control y su acción por falla de aire, rangos de calibración, etc.).
- Realizar las pruebas de continuidad de las señales.

4.1.5 SERVICIOS INDUSTRIALES

Una vez efectuada las verificaciones de acuerdo con los listados de chequeos indicados anteriormente, pueden iniciarse las operaciones de pruebas y verificación de suministro de servicios, según la siguiente secuencia:

- Pruebas de potencia a cargo de los especialistas del área. Durante esta etapa, deberán probarse los motores desacoplados.
- Soplado de las líneas de suministro de aire de instrumentos.

- Pruebas de los sistemas de drenaje y desocupación de equipos para garantizar su correcta circulación.
- Se debe verificar que el sistema de tea esté listo antes de introducir carga a la planta.
- Verificación de disponibilidad de químicos y aceites de acuerdo con carta de lubricación recomendada tanto por mecánica como por el grupo eléctrico para los motores.

4.2 ARRANQUE

Previo a las actividades que conlleva el arranque se deben seguir los siguientes pasos:

- Hacer un listado de implementos de seguridad y herramientas de trabajo necesarias, verificando su existencia y ubicación (todos los operadores deben estar entrenados e informados para el uso de los mismos).
- Verificar que todos los equipos y tuberías tengan el listado de chequeo completo (recipientes, bombas, motores, etc.).
- Todos los recipientes deberán tener el visto bueno de inspección mecánica, ingeniería de proceso y operaciones.
- Debe prepararse una lista de ciegos con fecha de instalación y retiro y solo podrán retirarse con el visto bueno del operador responsable para esta labor.
- Retirar todos los obstáculos, dejar libre circulación dentro y alrededor de la unidad.
- Revisar sistema de comunicación.
- Verificar la iluminación y estado de breakers y su localización.
- Comprobar la llegada de aire a las válvulas de control y comprobar la señal eléctrica en válvulas motorizadas, bombas, etc.
- Verificar el funcionamiento de las válvulas de control, su recorrido y su acción.
- Verificar el sistema de aguas aceitosas, lluvias y drenajes utilizando el listado de chequeo.
- Poner en servicio el sistema de aire de instrumentos. Energizar compresores y verificar la presión en los manómetros de los tanques pulmón. Comprobar además el encendido automático de los compresores con la despresurización de pulmones.
- Efectuar calibración y ajuste de los lazos de control.
- Alinear el sistema de Tea.
- Alinear todas las válvulas de control.
- Alinear los circuitos de proceso.
- Energizar los motores uno a uno y efectuar pruebas de rotación y amperaje sin carga.
- Efectuar pruebas de presión e iniciar vaporización y soplado.

- Corregir escapes y realizar las correcciones necesarias para protección del personal y de los equipos.
- Verificar operatividad del Sistema de Contraincendio.

4.2.1 SISTEMA DE RECIBO

La puesta en marcha de los diferentes Manifold de recibo consiste en alinear las válvulas requeridas para dar ruta de flujo dependiendo del crudo. Los pasos a seguir para la puesta en marcha de esta área son:

- Seleccionar los equipos que se van a utilizar para recibir, tratar y almacenar, en función del bloque de producción al que pertenecen los pozos. Preferentemente el crudo del bloque Corcel estará alineado al Separador 100 SEP-201 y 100 SEP-102 y el crudo del bloque Guatiquia al Separador 100 SEP-101 y 100 SEP-301. Tener en cuenta que los tanques de almacenamiento TK-01 a TK-18 son de uso exclusivo para el crudo del bloque Corcel, los tanques TK-102 y TK-103 son de uso exclusivo para el crudo del bloque Guatiquia y el TK-101 es para realizar mezcla de crudos ya fiscalizados.
- Seleccionar el tipo de químicos requeridos dependiendo del crudo a recibir y calcular la cantidad requerida con base en la concentración establecida y el caudal de crudo a recibir. Verificar la disponibilidad de cada químico. Cargar el sistema de inyección bajo los parámetros y procedimientos establecidos por el proveedor del paquete de inyección de químicos. La inyección de los químicos debe realizar una vez se verifique la presencia de flujo en la tubería.
- Cuando todos los sistemas aguas abajo estén listos para recibir el crudo, abrir las válvulas correspondiente en el Manifold.
- Abrir las válvulas de bloqueo en la succión y descarga de cada una de las bombas de inyección de químicos.
- Arrancar las bombas de inyección de químicos, ajustando los flujos de acuerdo a la dosificación requerida y al flujo total de crudo.

4.2.2 SEPARADORES TRIFASICOS HORIZONTALES

La puesta en marcha de los separadores debe seguir el siguiente esquema:

- Poner en POS el interlock de emergencia I-002 o I-003 con el fin de permitir la apertura de las válvulas SDV que correspondan.
- Abrir las válvulas de bloqueo de las líneas de agua y crudo. Ajustar las válvulas de control de nivel.
- Abrir las válvulas de bloqueo en la línea de salida de gas y ajustar la válvula de control de presión.

- Abrir la válvula de bloqueo en la línea de entrada de crudo al separador para que haya flujo de crudo.
- Comprobar aumento y estabilización del nivel de crudo en los visores de nivel (LG).
- En la medida que el crudo, el agua y el gas fluyen a través del separador, sus controles actuarán de la siguiente manera:
 - El agua será enviada a los tanques skimming a través de la válvula de control.
 - El gas será enviado al Scrubber a través de la válvula de control de presión.
 - El crudo será conducido a las botas de gas por acción de las válvulas controladoras de nivel.

4.2.3 BOTAS DE GAS Y GUN BARREL

Para la puesta en marcha:

- Verificar la alineación de los separadores hacia las botas de gas con el fin de no mezclar los crudos.
- Verificar la alineación de los Gun Barrels hacia los tanques de almacenamiento con el fin de no mezclar los crudos.
- Abrir las válvulas de bloqueo en las líneas de entrada y salida de las botas de gas y Gun Barrels.
- Abrir la válvula de bloqueo y la SDV en la línea de entrada de crudo para que haya flujo.
- Comprobar el nivel de crudo en los visores de nivel (LG).

4.2.4 TANQUE DE ALMACENAMIENTO

Para iniciar la operación de un tanque de almacenamiento se debe revisar de la siguiente forma.

- Se debe aforar el tanque para realizar la contabilización del recibo de crudo.
- Se debe garantizar ruta de flujo mediante la verificación de válvulas cerradas a excepción de la entrada.
- Verificar el funcionamiento del sistema de gas blanketing.

4.3 PARADA DE EMERGENCIA (ESD)

El principal objetivo del sistema de seguridad es reducir las consecuencias de un incidente o evento peligroso. Está enfocado principalmente a:

- Protección del personal.

- Protección de los equipos y Estaciones.
- Calidad del producto.
- Mantener una operación segura de acuerdo con los requerimientos de producción.

La filosofía del sistema de seguridad está basada en los siguientes tres tipos de operación:

- Parada de Emergencia total.
- Parada de Sección de Planta o unidad.
- Parada de Equipos individuales y/o cierre o apertura de dispositivos específicos.

Las acciones de parada están diseñadas para operar automáticamente y/o manualmente cuando el proceso o equipo está críticamente fuera de control o de los límites de operación, lo cual puede resultar en una situación riesgosa, antes de la intervención del operador. En la mayoría de los casos, debe ocurrir una alarma antes de que se inicie la parada automática. De esta manera la acción del operador puede prevenir la condición de parada. Los disparos "Interlocks" que conllevan parada, se activan por interruptores de Alto-Alto o Bajo-Bajo.

Las funciones de apagado e interbloques "interlocks" son ejecutadas por el ESD previsto en los diferentes equipos de manejo de crudo. La instrumentación de seguridad requerida que indica y actúa sobre condiciones riesgosas de proceso puede estar definida en la filosofía de control del CPF Corcel.

5. PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES PARA LOS EQUIPOS DE MANEJO DE CRUDO EN CPF CORCEL

Los procedimientos operacionales para el manejo de crudo en el CPF Corcel se encuentran relacionados en los anexos del presente documento. Dichos procedimientos han sido revisados y aprobados por la superintendencia de operaciones de producción y se encuentran en el sistema integral de gestión de calidad de Frontera Energy.

En la tabla 33 se relaciona los procedimientos operacionales para el manejo de la producción de crudo de los bloques Corcel y Guatiquia.

Tabla 33. Procedimientos operacionales para manejo de crudo en el CPF Corcel.

CODIGO	PROCEDIMIENTO
I-PROD-COR-001	Operación en manifold de producción
I-PROD-COR-002	Prueba de potencial de producción de pozos
I-PROD-COR-003	Puesta y sacada de operación de separador trifásico horizontal
I-PROD-COR-004	Drenaje de separador trifásico horizontal para control de sólidos
I-PROD-COR-005	Operación de separador trifásico horizontal
I-PROD-COR-006	Puesta y sacada de operación de Gun Barrel
I-PROD-COR-007	Operación de Gun Barrel
I-PROD-COR-008	Alineación de tanques de almacenamiento de crudo
I-PROD-COR-009	Transferencia de crudo entre tanques de almacenamiento de crudo
I-PROD-COR-010	Alineación de tanques de almacenamiento d crudo a cargadero de crudo
I-PROD-COR-011	Cargue de crudo a través de traco-camiones
I-PROD-COR-012	Recirculación de fluidos a manifold de recibo
I-PROD-COR-013	Medición estática de tanques de almacenamiento de crudo
I-PROD-COR-014	Fiscalización estática de tanques de almacenamiento de crudo

6. CONCLUSIONES

Se elaboró una guía de buenas prácticas operacionales para el manejo de la producción de crudo en el CPF Corcel, el cual brindará soporte a personal de operaciones de producción en los procedimientos de operación de los equipos utilizados para el manejo de la producción de crudo de los bloques Corcel y Guatiquia.

Se realizó descripción de los equipos utilizados para el manejo de la producción de crudo en el CPF Corcel, con el fin de conocer las especificaciones de los mismos.

Se realizó el diseño de los separadores trifásicos horizontales instalados en el CPF Corcel con el fin de verificar que cumplan con los requerimientos para el tratamiento del crudo a las condiciones actuales de operación. Adicionalmente se calcula el tiempo de retención del crudo en los diferentes equipos de tratamiento. Con los resultados obtenidos se concluye que los equipos actualmente instalados tienen la capacidad requerida para manejar la producción de crudo de los bloques Corcel y Guatiquia con las condiciones actuales de operación, salvo los separadores del bloque Guatiquia que tiene capacidad limitada para el retiro de tamaño de gotas de líquido en el gas.

Se realizó estandarización de los procedimientos operativos para el manejo de producción de crudo en el CPF Corcel.

Se realizó inclusión en el sistema de gestión integral de Frontera Energy mediante la codificación de la guía de buenas prácticas operacionales para el manejo de producción de crudo en el CPF Corcel y sus anexos.

BIBLIOGRAFIA

Abdel-Aal, H. K., Aggour, M. A., & Fahim, M. A. (2015). Petroleum and gas field processing. CRC Press. Cap. 3 y 4.

Arnold, K., & Stewart, M. (2008). Surface Production Operations, Volume 1: Design of Oil Handling Systems and Facilities. Amsterdam: Gulf Professional Publishing. Cap. 3 y 4.

Banzer, C. (1996). Correlaciones numéricas PVT. INPELUZ, Maracaibo, Venezuela.

BARAJAS CORTINA, V. L., & Santos Santos, N. d. (2004). MANUAL DE OPERACIONES PARA LA ESTACION LA GLORIA / Victor Lean Barajas Cortina; director Nicolas Santos. Bucaramanga : UIS, 2004.

CRISTANCHO BALLESTEROS W. A., d. (2016). MANUAL DE OPERACIONES PARA LA ESTACION COMPRESORA DE GAS (PADUA) / Wilson Andres Chistancho Ballesteros; director Manuel Enrique Cabarcas Simancas. Bucaramanga : UIS, 2016.

PARRA CERQUERA, D., d. (2015). MANUAL DE OPERACIONES DE PRODUCCION CAMPO QUIFA / Diego Parra Cerquera; director Jose Bernardo Castro Peralta. Bucaramanga : UIS, 2015.

PETROMINERALES COLOMBIA LTDA. Ingeniería aplicada de la ampliación de la estación de producción Corcel. 2011.

<http://www.oilproduction.net/files/ValvulaSelectoramultipuerto.pdf>

ANEXOS