

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

OPTIMIZACIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN SHUSHUFINDI CENTRAL PARA LAS ACTUALES CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL CAMPO

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN PETRÓLEOS

ADÁN ALEXANDER BENAVIDES DELGADO

adanbe@msn.com

JUAN SEBASTIÁN ZALDUMBIDE LÓPEZ

juanse182@hotmail.com

DIRECTOR: ING. OCTAVIO SCACCO. MBA

oscacco@dygoil.com

Quito, Julio 2009

DECLARACIÓN

Nosotros, Adán Alexander Benavides Delgado y Juan Sebastián Zaldumbide López, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

Adán Alexander Benavides Delgado

Juan Sebastián Zaldumbide López

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Adán Alexander Benavides Delgado y Juan Sebastián Zaldumbide López, bajo mi supervisión.

Ing. Octavio Scacco
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Mi más grande agradecimiento a mi Señor y Salvador Jesucristo por su infinito amor y por darme mucha sabiduría. Agradezco de manera especial a mis padres Wingert e Isabel por ser un pilar fundamental en mi vida. Mi abuelita Carmita por amarme incondicionalmente, por esas lágrimas derramadas cuando sabía que las cosas no me iban tan bien, por sus oraciones y ruegos. Mis tíos Gene, Letty y Yanet por estar conmigo cuando más los necesité.

Un agradecimiento especial a mi tutor, el Ing. Octavio Scacco, por darnos de su tiempo para que esta tesis sea un éxito. Por sus consejos y ayuda incondicional a pesar de tener muchas otras actividades. Al Ing. José Cepeda, por ser una excelente persona y ayudarnos sin tener la necesidad de hacerlo, por estar ahí cuando lo necesitamos y siempre buscar una solución si de extendernos la mano se trataba. Al Ing. Mario Robles, por proporcionarnos gran cantidad de información referente a esta tesis, sin esperar nada a cambio más que nuestro progreso en la misma. Al Ing. César Ruíz, por siempre responder mis llamadas, por buscar soluciones cuando las cosas se ponían difíciles, muchísimas gracias. A los Ingenieros Gerardo Barros, Vinicio Melo, Jhony Zambrano y Raúl Valencia, por sus sabias enseñanzas y la preparación profesional que me brindaron para llegar a ser ingeniero en petróleos.

Muchas gracias a todos, sin su ayuda esta tesis no hubiese sido posible. Que Dios los bendiga y los prospere muchísimo en todo lo que hagan.

Adán Benavides Delgado

AGRADECIMIENTO

A todos los Ingenieros que forman parte de la Carrera de Ingeniera en Petróleos por sus conocimientos impartidos, por contribuir en mi formación no sólo como profesional sino también como persona.

Al Ingeniero Octavio Scacco por su brillante labor como Director de este proyecto, mi infinita gratitud por colaborar y disponer de su tiempo para guiarnos.

A los Ingenieros José Cepeda y Mario Robles de Petroproducción por su gran colaboración para que este trabajo pueda tomar forma y ser finalizado, y de manera muy especial a los Ingenieros Vinicio Melo, Johnny Zambrano, Gerardo Barros y Raúl Valencia por su apoyo incondicional.

A todas las personas que de una u otra manera están involucradas en mi vida, a mis amigos, mis familiares, gracias por estar siempre pendientes de mí y alentarme para conseguir mis metas.

Para concluir quiero agradecer a las personas más importantes en mi vida, a Dios por todo lo que ha puesto en mi camino, por darme la vida que me ha dado, a mi hermana Anabel que más que hermana ha sido como una madre para mí, por siempre cuidarme y preocuparse por mi bienestar, a mis Padres que me lo han dado todo, me han llenado de amor, me han inculcado valores y han hecho de mí un hombre de bien, los amo infinitamente.

Juan Sebastián Zaldumbide López

DEDICATORIA

Dedico esta tesis principalmente a Dios por ser quien me ha sabido guiar por el sendero del bien en todo momento sin dejarme caer ante las adversidades. Además, mi profunda dedicatoria a mis padres Wingert e Isabel por saberme educar y hacerme una buena persona, por amarme sin medida siempre. A mi abuelita Carmita, uno de los seres que más amo en mi vida, pues ella fue quien supo aconsejarme en todo momento, porque se que siempre me tuvo en sus oraciones, por sustentar mis estudios primarios y secundarios hasta que tuvo fuerzas para hacerlo. A mi tía Letty, gracias por sus consejos.

A mis tíos Gene y Yanet por preocuparse de mi educación universitaria y por siempre apoyarme para llegar a ser un buen ingeniero. Gracias por sus consejos, por su apoyo en todo momento y por darme aliento durante toda mi carrera universitaria. ¡Gracias a todos!

Adán Benavides Delgado

DEDICATORIA

A ti Dios que me has dado todo en la vida, me has colmado de bendiciones y me has llenado de amor y fortaleza...A mi Papi que con su infinita sabiduría desde muy pequeño supo llevarme por el camino del bien, se preocupó porque mi formación sea íntegra, con su ejemplo me enseñó a ser un caballero y me ha dado todo su amor de manera incondicional, has sido mi apoyo y mi mentor...A mi Mami que con su amor y su dulzura estuvo siempre para mí, que con su caricia, su abrazo y su palabra supo aplacar cualquier preocupación y mal momento, me enseñaste a ser responsable a ser un hombre íntegro, has sido mi fuerza y mi más grande inspiración...A ambos porque esto es por ustedes, porque han sido más que padres amigos, han sabido darme los mejores consejos, lecciones de vida, y ahora yo soy el resultado de su esfuerzo y dedicación..Los amo con toda mi alma!!

Juanse

CONTENIDO GENERAL

CAPÍTULO 1	1
DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI	1
1.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO	1
1.1.1. ANTECEDENTES	1
1.1.2. UBICACIÓN	3
1.1.2.1. Coordenadas Geográficas	5
1.1.2.2. Coordenadas UTM	5
1.2. GEOLOGÍA	6
1.2.1. ESTRUCTURAL	6
1.2.2. ESTRATIGRAFÍA	7
1.2.2.1. Formación Tena	9
1.2.2.1.1. Basal Tena	9
1.2.2.2. Formación Napo	11
1.2.2.2.1. Areniscas “U”	11
U superior – G2	12
U inferior	12
1.2.2.2.2. Areniscas “T”	15
T superior	15
T inferior	16
1.2.3. TOPES Y BASES	19
1.3. DATOS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI AGUARICO	20
1.3.1. CARACTERIZACIÓN DE LOS RESERVORIOS	20
1.3.1.1. Propiedades de los fluidos producidos	20
1.3.2. PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI	22
1.3.2.1. Propiedades de la Roca	22
1.3.3. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI AGUARICO	23
1.3.3.1. Historial de Producción de Fluidos del Yacimiento “BT”	23
1.3.3.2. Historial de Producción de Fluidos del Yacimiento “U”	25
1.3.3.3. Historial de Producción Yacimiento “T”	28
1.3.3.3. Historial de Producción de Fluidos General del Campo	31
1.4. RESERVAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI	34
1.4.1. RESERVAS	34
1.4.1.1. Reservas Probadas	34
1.4.1.2. Reservas No probadas	34
1.4.1.2.1. Reservas Probables	35
1.4.1.2.2. Reservas Posibles	35
1.4.1.3. Reservas Remanentes	35
1.4.1.4. Petróleo Original en Sitio	36
1.4.1.5. Factor de Recobro (F.R.)	36
CAPÍTULO 2	38
SITUACIÓN ACTUAL DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN SHUSHUFINDI CENTRAL	38
2.1. CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO QUE SE PROCESA EN LA ESTACIÓN	38
2.1.1. VISCOSIDAD	38
2.1.2. GRAVEDAD API	38
2.1.3. PORCENTAJE DE AGUA Y SEDIMENTOS (BS&W)	39
2.1.4. SALINIDAD	40

2.1.5.	DIÁMETRO DE LA PARTÍCULA	40
2.1.6.	DENSIDAD.....	40
2.1.7.	RELACIÓN GAS-PETRÓLEO (RGP O GOR).....	40
2.1.8.	RELACIÓN GAS-LÍQUIDO (RGL O GLR).....	40
2.2.	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN CENTRAL.....	42
2.2.1.	ESQUEMA GENERAL DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN CENTRAL.....	42
2.2.2.	SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE FLUIDO MULTIFÁSICO DESDE LOS POZOS.....	44
2.2.3.	SISTEMA DE SEPARACIÓN BIFÁSICA (LÍQUIDO-GAS)	44
2.2.4.	SISTEMA DE SEPARACIÓN CRUDO-AGUA EN EL TANQUE DE LAVADO (T-030) 45	
2.2.5.	ALMACENAMIENTO DE CRUDO EN EL TANQUE DE ESTABILIZACIÓN (T-031) 45	
2.2.6.	BOMBEO TANQUE ESTABILIZACIÓN (T-031) A TANQUE OLEODUCTO (T-032) 46	
2.2.7.	SISTEMA DE PRUEBA DE POZOS	46
2.3.	ESTADO ACTUAL DE LOS EQUIPOS DE SUPERFICIE.....	47
2.3.1.	MANIFOLD.....	47
2.3.2.	SEPARADORES.....	48
2.3.2.1.	Separador de Prueba.....	51
2.3.2.2.	Separador de Producción.....	51
2.3.2.3.	Separador Trifásico de Producción (FWKO).....	52
2.3.3.	BOTA DE GAS	54
2.3.4.	TANQUES	56
2.3.4.1.	Tanque de Lavado (Wash Tank)	56
2.3.4.2.	Tanque de Estabilización	56
2.3.4.3.	Tanque de Oleoducto	57
2.4.	EVALUACIÓN MECÁNICA DE LOS EQUIPOS.....	59
2.4.1.	INTEGRIDAD ESTRUCTURAL DE LOS EQUIPOS DE SUPERFICIE.....	59
2.4.2.	RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN.....	68
2.4.2.1.	Separadores.....	68
2.4.2.2.	Tanques	69
CAPÍTULO 3		71
SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA PARA LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN		71
3.1.	ANTECEDENTES Y PROBLEMÁTICA	71
3.2.	CRITERIOS Y BASES PARA LA EVALUACIÓN	73
3.3.	OPTIMIZACIÓN	77
3.3.1.	CÁLCULO DE CAPACIDADES DEL FWKO.....	77
3.3.1.1.	Capacidad de Manejo de Gas	78
3.3.1.2.	Capacidad de Manejo de Líquidos	80
3.3.2.	DIMENSIONAMIENTO DEL SEPARADOR DE PRODUCCIÓN	81
3.3.2.1.	Capacidad de Manejo de Gas	82
3.3.2.2.	Capacidad de Manejo de Líquidos	83
3.3.3.	DIMENSIONAMIENTO DEL SEPARADOR DE PRUEBA	85
3.3.3.1.	Capacidad de Manejo de Gas	85
3.3.3.2.	Capacidad de Manejo de Líquidos	86
3.3.4.	TANQUES	88
3.3.4.1.	Tanque de Lavado.....	88
3.3.4.2.	Tanque de Estabilización (Surge Tank)	89
3.3.4.3.	Tanque de Oleoducto	89

CAPÍTULO 4	91
ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL PROYECTO.....	91
4.1. ANÁLISIS TÉCNICO	91
4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	92
4.2.1. COSTOS.....	92
4.2.1.1. Costos para la construcción del Separador de Producción (FWKO).....	92
4.2.1.2. Costos para la construcción del Separador de Prueba.	94
4.2.1.3. Costos para la Reparación del Separador de Producción Existente.	95
4.2.1.4. Costos para la Reparación de los Recipientes de Presión Atmosférica.	95
4.2.2. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES	98
CAPÍTULO 5	100
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	100
5.1. CONCLUSIONES.....	100
5.2. RECOMENDACIONES	102
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	104
ABREVIATURAS.....	105
ANEXOS.....	106

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 1

Tabla 1.1: Coordenadas UTM (ZONA 18).	5
Tabla 1.2: Espesores totales de reservorios.	16
Tabla 1.3: Parámetros principales Campo Shushufindi.	16
Tabla 1.4: Topes y Bases.	19
Tabla 1.5: Análisis PVT disponibles Campo Shushufindi Aguarico.	21
Tabla 1.6: Propiedades Físicas de los Fluidos del Campo Shushufindi Aguarico.	21
Tabla 1.7: Propiedades Petrofísicas Promedias del Campo Shushufindi Aguarico.	23
Tabla 1.8: Historial de producción de fluidos del yacimiento “BT”.	23
Tabla 1.9: Producción acumulada de petróleo y agua “BT” (2007).	24
Tabla 1.10: Historial de producción de fluidos del yacimiento “U”.	26
Tabla 1.11: Producción acumulada de petróleo y agua “U” (2007).	27
Tabla 1.12: Historial de producción de fluidos del yacimiento “T”.	29
Tabla 1.13: Producción acumulada de petróleo y agua “T” (2007).	30
Tabla 1.14: Historial de producción de fluidos del Campo Shushufindi Aguarico.	31
Tabla 1.15: Producción acumulada de petróleo y agua del Campo Shushufindi Aguarico (2008).	32
Tabla 1.16: Estimación de reservas de petróleo crudo Campo Shushufindi al 31 de Diciembre del 2007.	36

CAPÍTULO 2

Tabla 2.1: Clasificación del petróleo según su grado API.	39
Tabla 2.2: Propiedades de los Fluidos procesados en la Estación Shushufindi Central (Por pozo).	41
Tabla 2.3: Propiedades del Fluido procesado en la Estación Shushufindi Central (General).	41
Tabla 2.4: Descripción Técnica de los Separadores de la Estación Shushufindi Central.	53
Tabla 2.5: Descripción Técnica de las Botas de Gas de la Estación Shushufindi Central.	55
Tabla 2.6: Descripción Técnica de los Tanques de la Estación Shushufindi Central.	58
Tabla 2.7: Evaluación Técnica de Recipientes de Presión de la Estación Shushufindi Central.	61
Tabla 2.8: Evaluación Técnica de Recipientes Atmosféricos de la Estación Shushufindi Central.	64
Tabla 2.9: Información Técnica de Tanques del Distrito Amazónico Junio del 2008 (Estación Shushufindi Central).	67

CAPÍTULO 3

Tabla 3.1: Propiedades y Características del fluido a ser procesado en la Estación.	74
Tabla 3.2: Pronóstico de Producción Semestral de la Estación Shushufindi Central (2009-2028).	74
Tabla 3.3: Pronóstico de los valores máximos a ser manejados en la Estación Shushufindi Central (2009-2028).	75
Tabla 3.4: Dimensiones del FWKO.	78
Tabla 3.5: Dimensiones del Separador Trifásico acorde al Manejo de Gas.	83
Tabla 3.6: Dimensiones del Separador Trifásico acorde al Manejo de Líquido.	84
Tabla 3.7: Dimensiones del Separador Trifásico.	85
Tabla 3.8: Dimensiones del Separador de Prueba acorde al Manejo de Gas.	86
Tabla 3.9: Dimensiones del Separador de Prueba acorde al Manejo de Líquidos.	87
Tabla 3.10: Dimensiones del Separador de Prueba.	88
Tabla 3.11: Porcentaje del área a ser Cambiado en cada uno de los Segmentos.	90

CAPÍTULO 4

Tabla 4.1: Detalle de los costos para la construcción de un Separador Trifásico.	94
Tabla 4.2: Detalle de los costos para la construcción de un Separador de Prueba.	94
Tabla 4.3: Detalle de los costos para la reparación de un Separador Trifásico.	95
Tabla 4.4: Detalle de los costos para la reparación de los Recipientes Atmosféricos.	96
Tabla 4.5: Costos de Reparación de los Tanques Atmosféricos de la Estación Shushufindi Central.	97
Tabla 4.6: Costos de los Equipos necesarios para Optimizar la Estación Shushufindi Central.	98
Tabla 4.7: Cronograma de Actividades para la Reparación de Tanques.	99

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

Figura 1.1: Ubicación del Campo Shushufindi.	4
Figura 1.2: Columna Estratigráfica del Campo Shushufindi.	8
Figura 1.3: Mapa Estructural en profundidad de la base de Basal Tena.	10
Figura 1.4: Mapa Estructural en profundidad de U Superior.	13
Figura 1.5: Mapa Estructural en profundidad de U Inferior.	14
Figura 1.6: Mapa Estructural en profundidad de T Superior.	17
Figura 1.7: Mapa Estructural en profundidad de T Inferior.	18
Figura 1.8: Historial de Producción Yacimiento “BT”.	24
Figura 1.9: BSW “BT”.	25
Figura 1.10: Historial de Producción Yacimiento “U”.	27
Figura 1.11: BSW “U”.	28
Figura 1.12: Historial de Producción Yacimiento “T”.	30
Figura 1.13: BSW “T”.	30
Figura 1.14: Historial de Producción del Campo Shushufindi Aguarico.	33
Figura 1.15: BSW “Campo Shushufindi Aguarico”.	33

CAPÍTULO 2

Figura 2.1: Corte lateral de un Separador.	49
Figura 2.2: Corte lateral de una Bota de Gas.	54

CAPÍTULO 3

Figura 3.1: Pronóstico Semestral de Producción de Fluidos de la Estación Shushufindi Central (2009-2028).	76
Figura 3.2: Pronóstico Semestral de Producción de Gas de la Estación Shushufindi Central (2009-2028).	76
Figura 3.3: Pronóstico Semestral de Corte de Agua de la Estación Shushufindi Central (2009-2028).	77
Figura 3.4: Secciones de un Separador.	78

ÍNDICE DE FOTOGRAFÍAS

CAPÍTULO 2

Fotografía 2.1: Manifold o Múltiple de Producción.....	48
Fotografía 2.2: Separador Bifásico.....	51
Fotografía 2.3: Separador Trifásico.....	52
Fotografía 2.4: Tanque de Lavado.	57
Fotografía 2.5: Tanque de Surgencia.	57

ÍNDICE DE ANEXOS

CAPÍTULO 1

Anexo 1.1: Topes y Bases del Campo Shushufindi Aguarico.....	108
Anexo 1.2.: Resultados de los análisis PVT de las arenas BT, U y T del Campo Shushufindi Aguarico	111

CAPÍTULO 2

Anexo 2.1: Características del Fluido de Servicio para la Estación Shushufindi Central.....	114
Anexo 2.2: Diagrama de Flujo de Procesos del Sistema de Producción de la Estación Central.....	115

RESUMEN

En el proyecto de titulación, “OPTIMIZACIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN SHUSHUFINDI CENTRAL PARA LAS ACTUALES CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL CAMPO”, se han analizado varios aspectos concernientes a la Ingeniería de Petróleos, así:

En el Capítulo 1, se detalla la ubicación geográfica, descripción geológica, estructura y estratigrafía de los yacimientos presentes en el área de Shushufindi. Se expone la petrofísica y propiedades de los fluidos; además, se detallan los historiales de producción de cada una de las arenas productoras existentes y se presentan las reservas existentes en el Campo.

En el Capítulo 2 se detalla la caracterización de los fluidos procesados en la Estación Shushufindi Central. Se realiza una breve descripción del proceso que se lleva a cabo y; como punto final, se expone la situación actual de las facilidades de producción con su respectiva evaluación mecánica.

En el Capítulo 3, se muestran los antecedentes y problemática de la Estación; a partir de bases y criterios también expuestos, se realiza un esquema de optimización donde se procede a calcular parámetros necesarios que permiten dimensionar los equipos que deben ser implementados. Además, se presentan los trabajos de reparación a ser realizados para equipos que pueden ser recuperados.

En el Capítulo 4, se tiene un análisis técnico - económico del proyecto donde se pueden apreciar los costos del mismo y también se presenta un cronograma de las actividades que son necesarias realizar.

Finalmente, en el Capítulo 5, se presentan las conclusiones y recomendaciones del proyecto.

PRESENTACIÓN

Shushufindi-Aguarico es la estructura más grande descubierta en el Ecuador, y ha entregado al país por más de 30 años la mayor riqueza natural. Desde los inicios de la explotación, las Facilidades de Producción que permiten el procesamiento del crudo proveniente de los pozos no han sido sometidas a programas continuos de mantenimiento y reparación, mucho menos a remodelaciones técnicas de los equipos.

Hoy en día, los parámetros de operación para los cuales fueron diseñadas las Estaciones no se ajustan a la realidad que se vive en el Campo; se tiene un corte de agua cada vez más elevado y es necesario que las Estaciones se dimensionen en base a este factor para que el proceso sea eficiente.

El mal estado de los equipos provoca una alta inseguridad operacional de los procesos; además, se está causando un daño ambiental incuantificable, y pequeños liqueos causan grandes contaminaciones al ser arrastrados hacia los sistemas fluviales de la región.

El presente proyecto tiene como objetivo optimizar las Facilidades de Producción en la Estación Shushufindi Central, tomando en cuenta las actuales condiciones de operación del Campo.

Lo que se pretende lograr con el estudio que se detalla a continuación es que la Estación opere de una manera eficiente y segura, tratando de mantener en funcionamiento la mayoría de equipos posibles de acuerdo a su evaluación mecánica para de esta minimizar la inversión a ser realizada por Petroproducción.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI

1.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

1.1.1. ANTECEDENTES

El campo fue descubierto en 1969 por el consorcio Texaco-Gulf gracias a la perforación del pozo exploratorio Shushufindi-1, la misma que arrancó el 4 de diciembre de 1968, alcanzó una profundidad de 9,772 pies, y fue completado oficialmente en enero de 1969. En abril de ese mismo año se completó el pozo exploratorio Aguarico-1.

Esta área explorada desde los años 60. Inició la perforación de pozos de desarrollo en febrero de 1972; la producción oficial del campo arrancó en agosto del mismo año, alcanzando su pico en agosto de 1986 con un promedio diario para ese mes de 126,400 barriles de petróleo¹.

Más tarde se comprobó que los yacimientos de los campos Shushufindi y Aguarico son continuos; es decir, conforman una misma estructura.

¹ Baby, Patrice. Rivadeneira, Marco. **La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo**. Oct. 2004.

En la fase de desarrollo inicial se calculó que el petróleo original en sitio (POES) era aproximadamente de 3,500 millones de barriles de petróleo. Las reservas originales del campo se calcularon en 1,589.25 millones de barriles de petróleo².

Shushufindi-Aguarico es la estructura más grande descubierta en el Ecuador, y en la actualidad constituye la reserva remanente de crudo mediano (29 °API) más importante para el país³.

El promedio de las presiones iniciales de las arenas U y T fue de 3,867 psi y 4,050 psi, respectivamente, reportándose a lo largo de los años un descenso prácticamente estable de 60 psi por año.

Los dos yacimientos son yacimientos subsaturados y tienen empuje lateral de agua.

En noviembre de 1984 se implementó un proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de agua a los yacimientos U y T con 11 pozos inyectoras ubicados en la periferia Oeste del campo, a fin de mantener la presión e incrementar la recuperación final de petróleo.

La inyección total a los dos yacimientos fue de 267'471,224 Bls de agua, de los cuales 62'208,277 Bls ingresaron a la arena U y 205'263,444 Bls a la arena T⁴.

El proyecto de inyección de agua no tuvo el efecto esperado en el mantenimiento de presión, las tasas de producción de fluidos se incrementan sin que la presión disminuya visiblemente, demostrando con esto la acción efectiva y dinámica de los acuíferos y el insignificante efecto de la inyección de agua, por esta razón en 1999 se suspendió la inyección de agua y así ha permanecido desde entonces.

² Corelab, Reporte Final. Estudio de Simulación de Reservorios Campo Shushufindi Aguarico. Feb.2004.

³ Petroproducción. Subgerencia de Operaciones. Diagnóstico de Producción Área Shushufindi. Dic.2006.

⁴ Petroproducción. Ochoa, José. Estudio Integral de Yac. del Campo Shushufindi Aguarico. Agosto 2001

Este campo ha entrado en su etapa de madurez, tras producir a un constantemente sobre los 100 mil barriles diarios hasta Abril del año 1994.

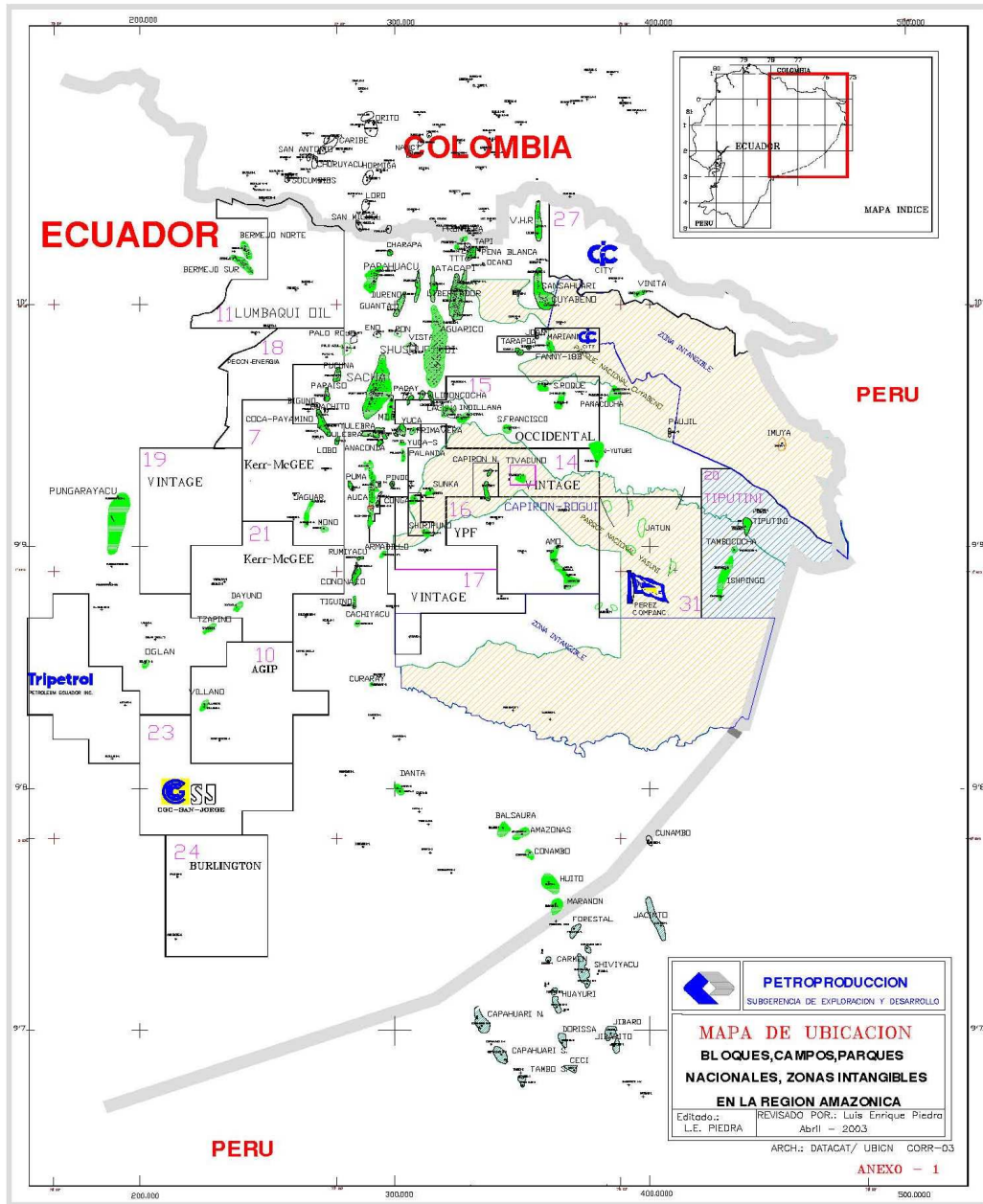
En la actualidad este campo plantea dos grandes retos, determinar el régimen óptimo de producción en su etapa de depletación final y controlar la producción de agua que en los últimos años se ha incrementado, dificultando los procesos de producción, tanto en las instalaciones, como en los trabajos de operación, debido a la corrosión de las líneas de flujo, obstrucción por depositación de escala, incremento en el consumo de químicos, mayor demanda de energía eléctrica y problemas con el medio ambiente.

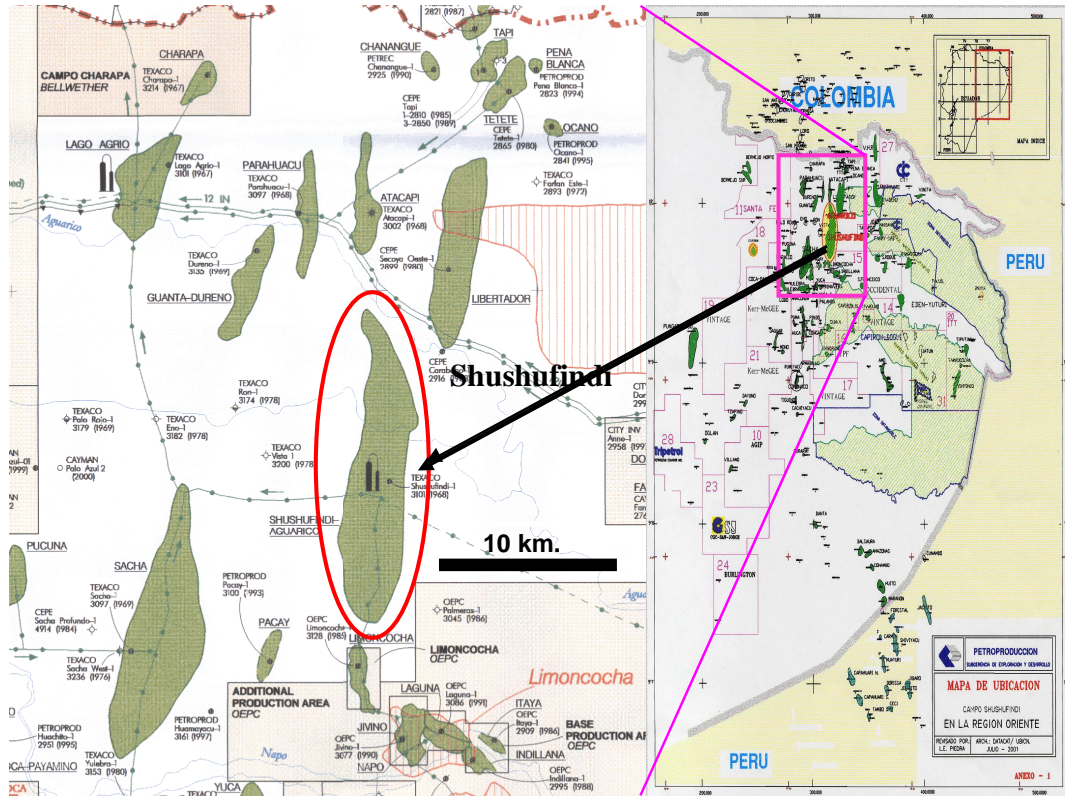
1.1.2. UBICACIÓN

El campo Shushufindi-Aguarico está ubicado en el eje de la Cuenca Oriente, forma parte del corredor Sacha Shushufindi, se localiza en la provincia de Sucumbios, aproximadamente a 250 kilómetros al Este de Quito y 35 kilómetros al Sur de la frontera con Colombia.

Limita al Norte con el Campo Libertador, al Sur con el Campo Limoncocha, al Oeste con el Campo Sacha y al Este con una falla inversa de la subcuenca cretácica Napo; como se muestra en la Figura 1.1.

Figura 1.1: Ubicación del Campo Shushufindi.





Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

1.1.2.1. Coordenadas Geográficas

Geográficamente, el Campo Shushufindi Aguarico se extiende desde los $00^{\circ} 00' 00''$ a los $00^{\circ} 19' 32''$ de latitud Sur, y desde los $76^{\circ} 35' 58''$ hasta los $76^{\circ} 42' 26''$ de longitud Oeste.

1.1.2.2. Coordenadas UTM

Las coordenadas UTM se muestran en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1: Coordenadas UTM (ZONA 18).

	MIN	MAX
X	310.000 m	322.000 m
Y	9.964.000 m	10.000.000 m

Fuente: Estudio Simulación Matemática CMG - Petroproducción.

1.2. GEOLOGÍA

1.2.1. ESTRUCTURAL

Este campo corresponde a un anticlinal asimétrico que tiene una orientación Norte-Sur, la estructura tiene una longitud aproximada de 30 Km. y un ancho de 7 Km. en dirección Este-Oeste; con un cierre vertical de 370 pies, correspondiéndole un área de 43,200 acres.

Su estructura se definió gracias a las campañas de sísmica 2D y actualmente se la ha detallado con sísmica 3D obtenida en los años 2002 – 2003.

Los yacimientos U y T del campo Shushufindi-Aguarico están definidos como anticlinales de orientación Norte-Sur, limitados en el flanco Este por fallas no completamente sellantes y en las otras direcciones por acuíferos laterales que se extienden regionalmente.

Estos acuíferos son muy activos en los extremos norte y sur del campo en donde desarrollan presiones que actualmente, luego de más de 30 años, son muy parecidas a las originales.

El modelo estructural del sistema de fallas permite determinar la comunicación de los fluidos entre los diferentes estratos porosos y permeables U y T.

Este sistema de fallas constituye una vía de comunicación entre los fluidos.

Los resultados obtenidos de la última interpretación sísmica indican un nuevo sistema de fallamiento asociado con la falla principal del campo, el mismo que es de origen tectónico y parece haber actuado hasta la época geológica en que se depositó la Caliza A.

1.2.2. ESTRATIGRAFÍA

La mayoría del petróleo conocido a la fecha en la Cuenca Oriente proviene de reservorios del Cretácico; los reservorios U y T, tienen analogía con reservorios formados a latitudes similares con sedimentaciones semejantes como en el Medio Oriente, Oeste de África y en varias otras localidades.

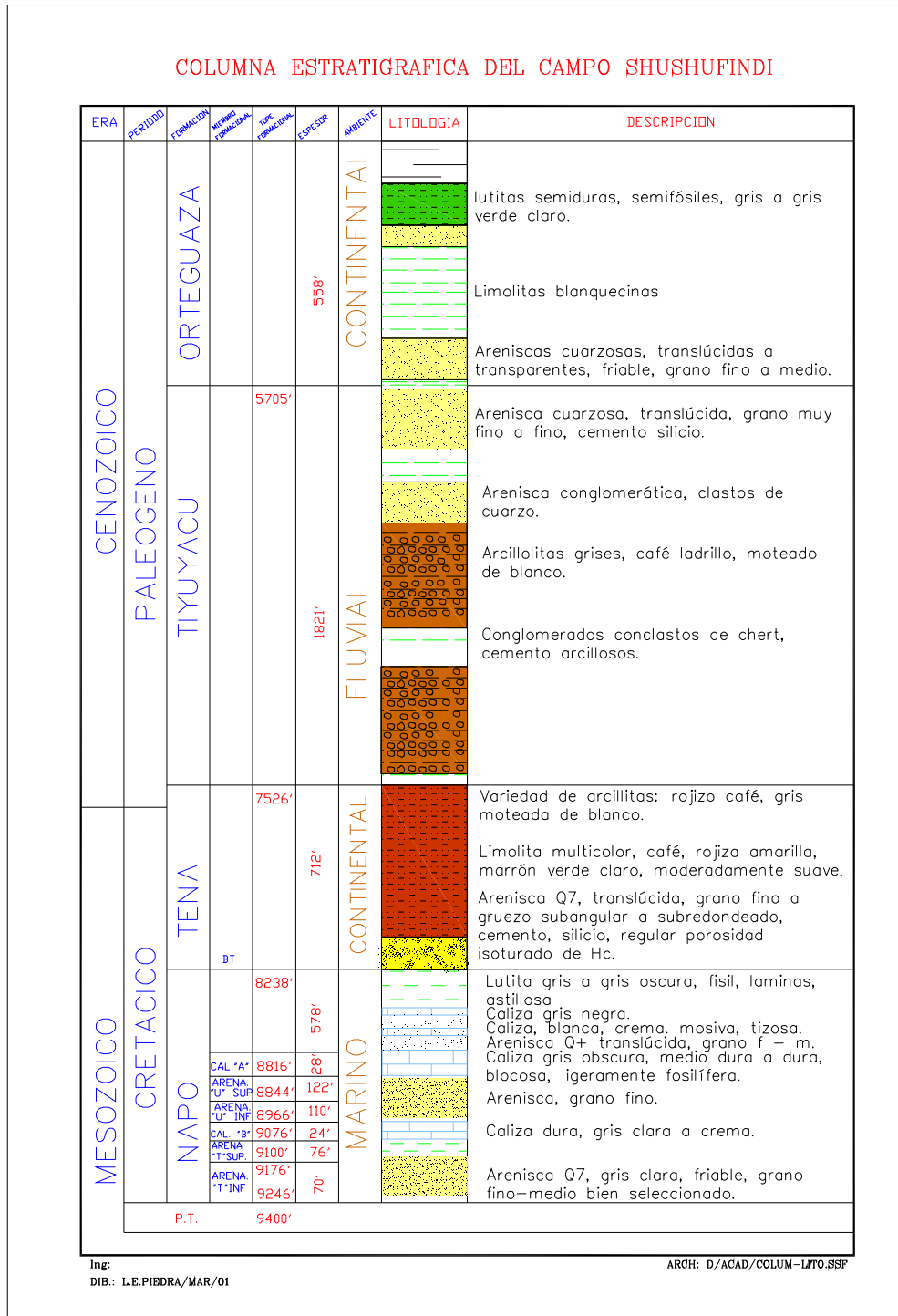
La producción de hidrocarburos en la Cuenca Oriente del Ecuador, en general, está asociada a depósitos del Cretácico Inferior a Medio como es el caso de las Formaciones Hollín y Napo (areniscas T, U y M-1); y, depósitos del Cretácico Superior como son las areniscas Basal Tena.

El reservorio se encuentra en la era Mesozoico de la edad Cretácico Medio a Cretácico Superior, como se observa en la Figura 1.2.

La arena Basal Tena está separada de U-superior por aproximadamente 600 pies de lutitas, roca-no reservorio y la caliza A en su base. Inmediatamente por debajo de U-superior está la unidad de arena U-inferior, la cual está separada de T-superior por una secuencia de lutitas y la caliza B en su base.

La caliza B marca el fin del ciclo de depositación de los sedimentos T. De igual manera, la caliza A marca el fin del ciclo de sedimentación de U. Ambas calizas son el resultado de depositación durante períodos de máxima subida del nivel del mar.

Figura 1.2: Columna Estratigráfica del Campo Shushufindi.



Fuente: Departamento de Cartografía. Petroproducción

En este campo se tiene como reservorios principales a U inferior y T inferior, y como secundarios U superior, T superior y Basal Tena; clasificación realizada desde el punto de vista de producción de petróleo.

La formación Hollín no es productiva en Shushufindi-Aguarico; sin embargo, en el pozo exploratorio Condorazo SE-01 perforado en enero del 2006 dio resultados positivos para la formación Hollín superior (profundidad total, 10,340' TVD)⁵.

1.2.2.1. Formación Tena

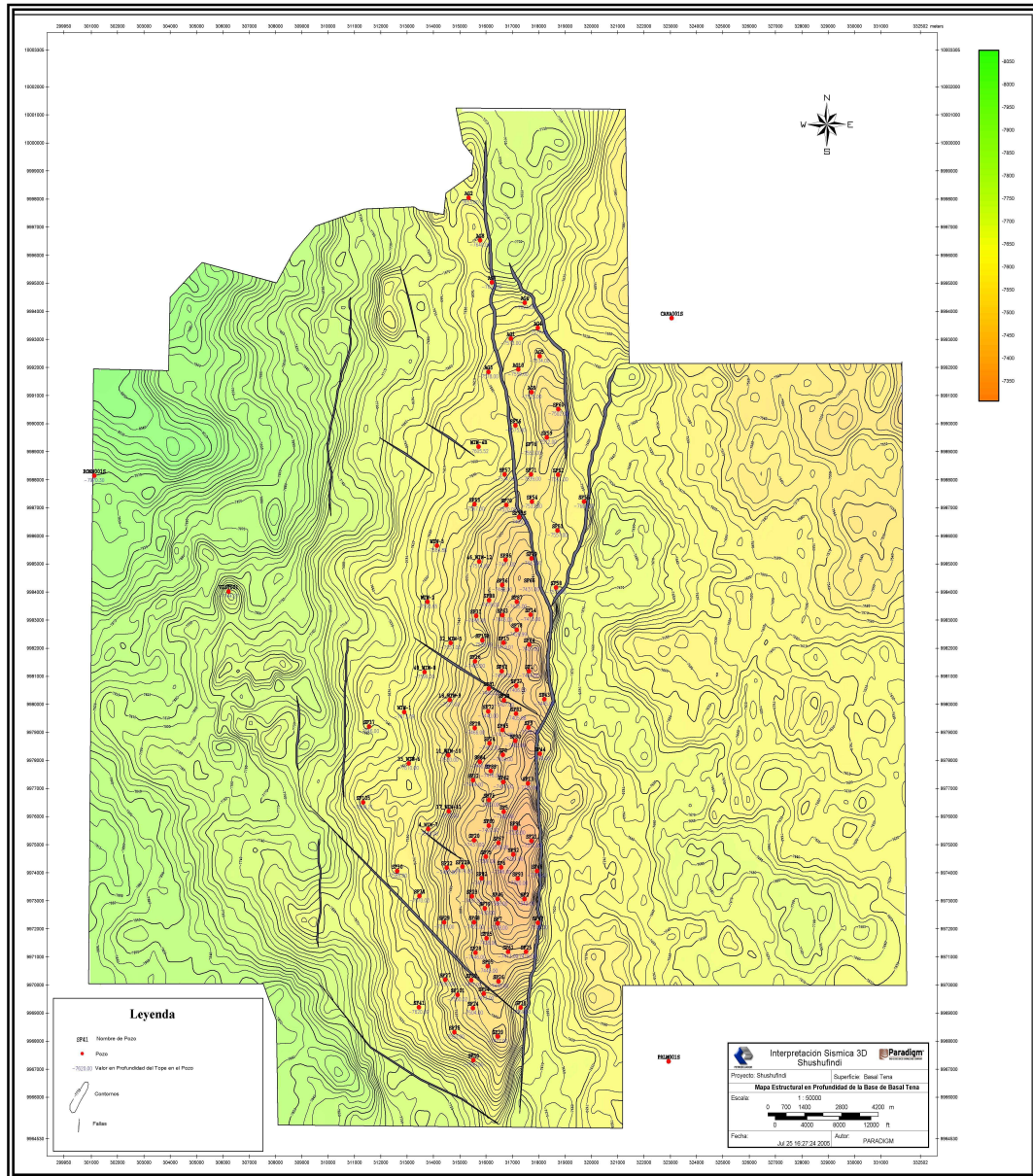
1.2.2.1.1. Basal Tena

Basal Tena es un reservorio que aparece en ciertas áreas del campo con espesores que varían entre 1 a 22 pies. En el sector Sur-Oeste el espesor de dicho reservorio se adelgaza considerablemente pero en Aguarico (Norte) parece mejorar notablemente.

Este reservorio contiene una cantidad importante de petróleo en sitio. Uno de los problemas más serios de este reservorio es que presenta una estructura grano decreciente.

⁵ Subgerencia de Exploración y Desarrollo. Estudio Final Condorazo SE-1. 2006

Figura 1.3: Mapa Estructural en profundidad de la base de Basal Tena.



Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

1.2.2.2. Formación Napo

Los yacimientos U y T son similares tanto en origen como en constitución y están conformados por areniscas de grano fino; son regionalmente continuos pero tienen barreras de permeabilidad tanto longitudinales como transversales, que dividen al campo en pequeños subcampos.

1.2.2.2.1. Areniscas "U"

En la sísmica, la arenisca U presenta una mejor definición, lo cual hace posible interpretar su distribución sobre la mayor parte del campo; la arenisca T no presenta una buena respuesta sísmica.

El área inicial saturada de hidrocarburos para "U" fue de 36,376 acres, su porosidad promedio de 17% y la saturación de agua inicial de 15%⁶.

La gravedad API en la arena U es de 24 - 30 °API. Algunos pozos localizados al Sur muestran una gravedad de 16 – 20 °API.

Las propiedades de la roca y de los fluidos son más homogéneas en la arenisca T que en la U. En el caso de la arenisca T, se ha estimado un valor promedio de permeabilidad (K) efectiva al petróleo de 500 md y 300 md para U (análisis de restauración de presión).⁷

El valor de salinidad promedio de los yacimientos U y T varían de 40,000 a 60,000 y 15,000 a 25,000 ppm de cloruro de sodio, respectivamente. Cabe indicar que el valor de salinidad a lo largo y ancho de los yacimientos no es el mismo.

Este es otro indicativo de que los yacimientos no son completamente homogéneos ni continuos como se mencionó anteriormente.

⁶ Petroproducción. Ochoa, José. Estudio Integral de Yac. del Campo Shushufindi Aguarico. Agosto 2001

⁷ Petroproducción. Ochoa, José. Estudio Integral de Yac. del Campo Shushufindi Aguarico. Agosto 2001

U superior – G2

Esta arenisca se conoce como “G2” y en cuanto a producción es un reservorio secundario. El intervalo total U-superior-G2 se distribuye y mantiene un espesor constante sobre todo el campo, la U-superior-G2 comprende el intervalo desde la base de la caliza “A” como tope, hasta la base, que corresponde al tope del reservorio U-inferior.

Debido a la dificultad de separar la producción histórica de petróleo de este yacimiento, en adelante se lo considerará solamente como “U”.

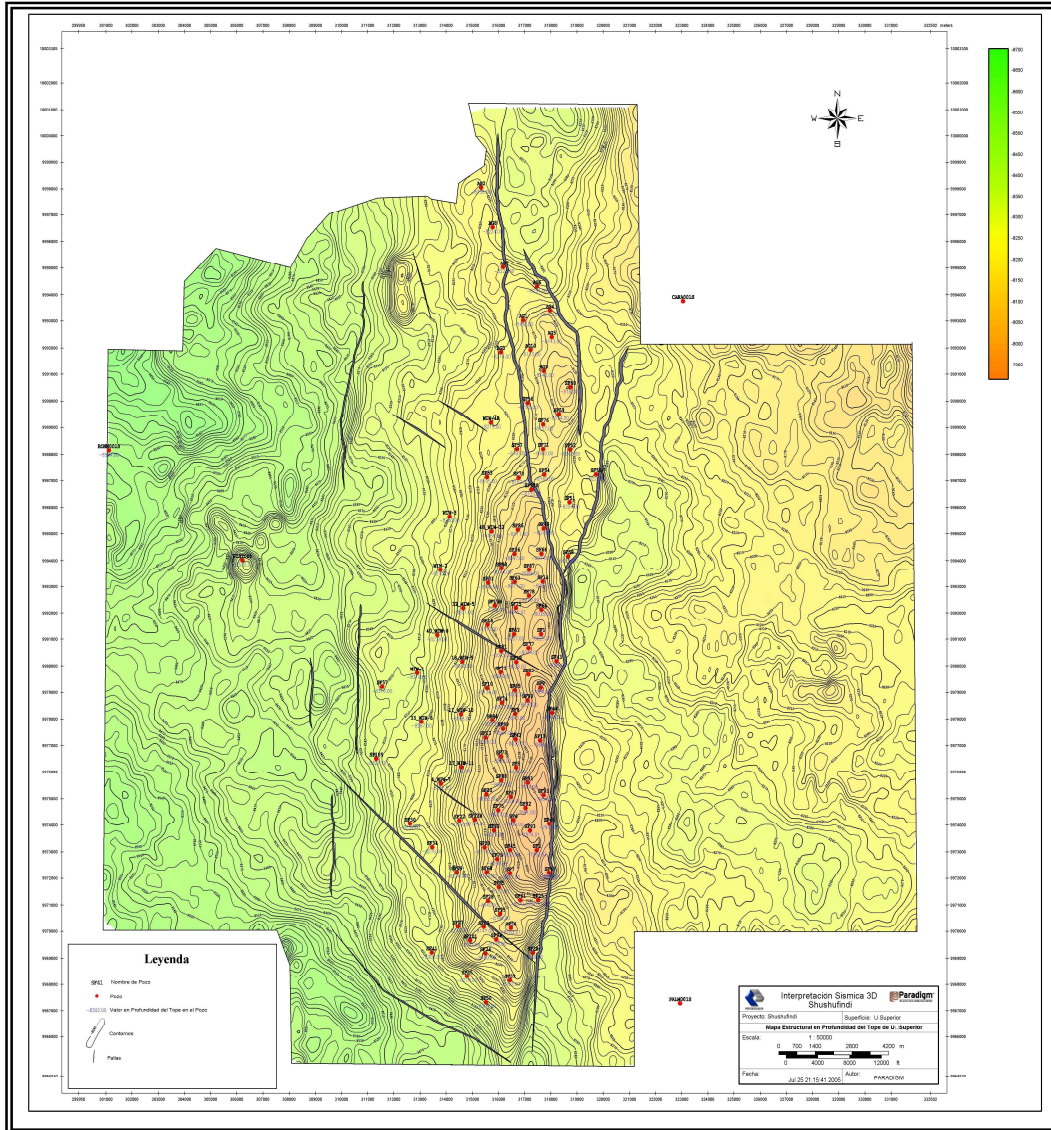
Es un reservorio formado como resultado de procesos de depositación en diferentes ambientes geológicos, los sedimentos contienen glauconita y pirita diseminada, los cuales son minerales conductivos y por ende disminuyen de manera significativa la resistividad en los registros eléctricos, por lo cual existe la posibilidad de que este reservorio contenga petróleo en zonas de baja resistividad.

U inferior

De las correlaciones estratigráficas se ha determinado que esta arenisca está presente en el subsuelo de todo el campo.

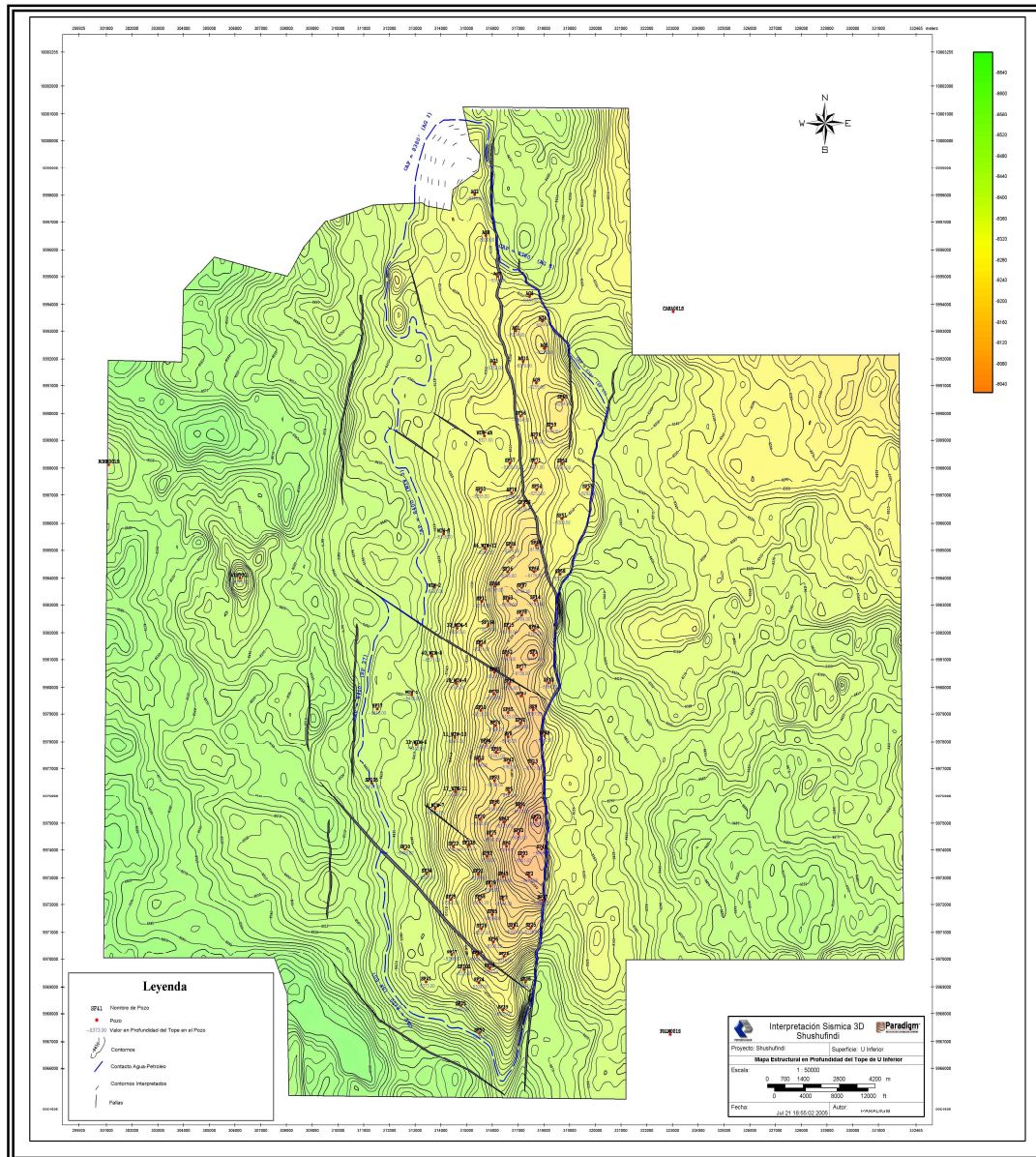
Sin embargo, de igual manera que la arenisca T-inferior, existen importantes diferencias en cuanto a la calidad de reservorio en términos de características petrofísicas, facies y, consecuentemente, como unidades de flujo.

Figura 1.4: Mapa Estructural en profundidad de U Superior.



Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

Figura 1.5: Mapa Estructural en profundidad de U Inferior.



Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

1.2.2.2.2. Areniscas “T”

Las areniscas “T”, en todos los registros de pozos analizados en el campo Shushufindi-Aguarico, descansan directamente sobre las calizas y lutitas de la Formación Napo Basal, Grupo Napo.

El área inicial saturada de hidrocarburos fue de 38,415 acres, su porosidad promedio de 17%, la saturación de agua inicial de 15% y la gravedad API generalmente varía entre 28 – 32 °API⁸.

En estas areniscas la permeabilidad es muy alta, las arenas son limpias, potentes y continuas; y los fluidos tienen viscosidad baja, la zona con mejores valores de permeabilidad y porosidad se ubica generalmente a la base de la arenisca.

La transmisibilidad del fluido (Kh) es mayor en la arena T, y la movilidad (Kh/u) permite condiciones de flujo más altos en la arenisca T que en la arenisca U.

T superior

Es un reservorio con distribución generalmente constante y uniforme sobre todo el campo. Este reservorio productivamente es secundario; no existen estadísticas de cuanto ha producido como un reservorio separado debido a que la producción reportada es para todo el reservorio T.

La permeabilidad es también muy inferior en relación a T- inferior, con valores por debajo de los 1000 milidarcies en la mayor parte de los pozos.

A partir de las características litológicas y los resultados petrofísicos, la arenisca T-superior presenta un potencial interesante.

⁸ Petroproducción. Ochoa, José. Estudio Integral de Yac. del Campo Shushufindi Aguarico. Agosto 2001

T inferior

Las correlaciones estratigráficas obtenidas de los registros de los pozos muestran claramente la continuidad del reservorio T-inferior en el subsuelo de Shushufindi-Aguarico, en dirección Sur-Norte y en dirección Oeste-Este.

En la Tabla 1.2 se presentan los espesores totales de cada uno de los reservorios.

Tabla 1.2: Espesores totales de reservorios.

RESERVORIO	ESPESOR (pies)
U-superior	60 -140
U-inferior	10 -100
T-superior	60 -145
T-inferior	30 -110

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

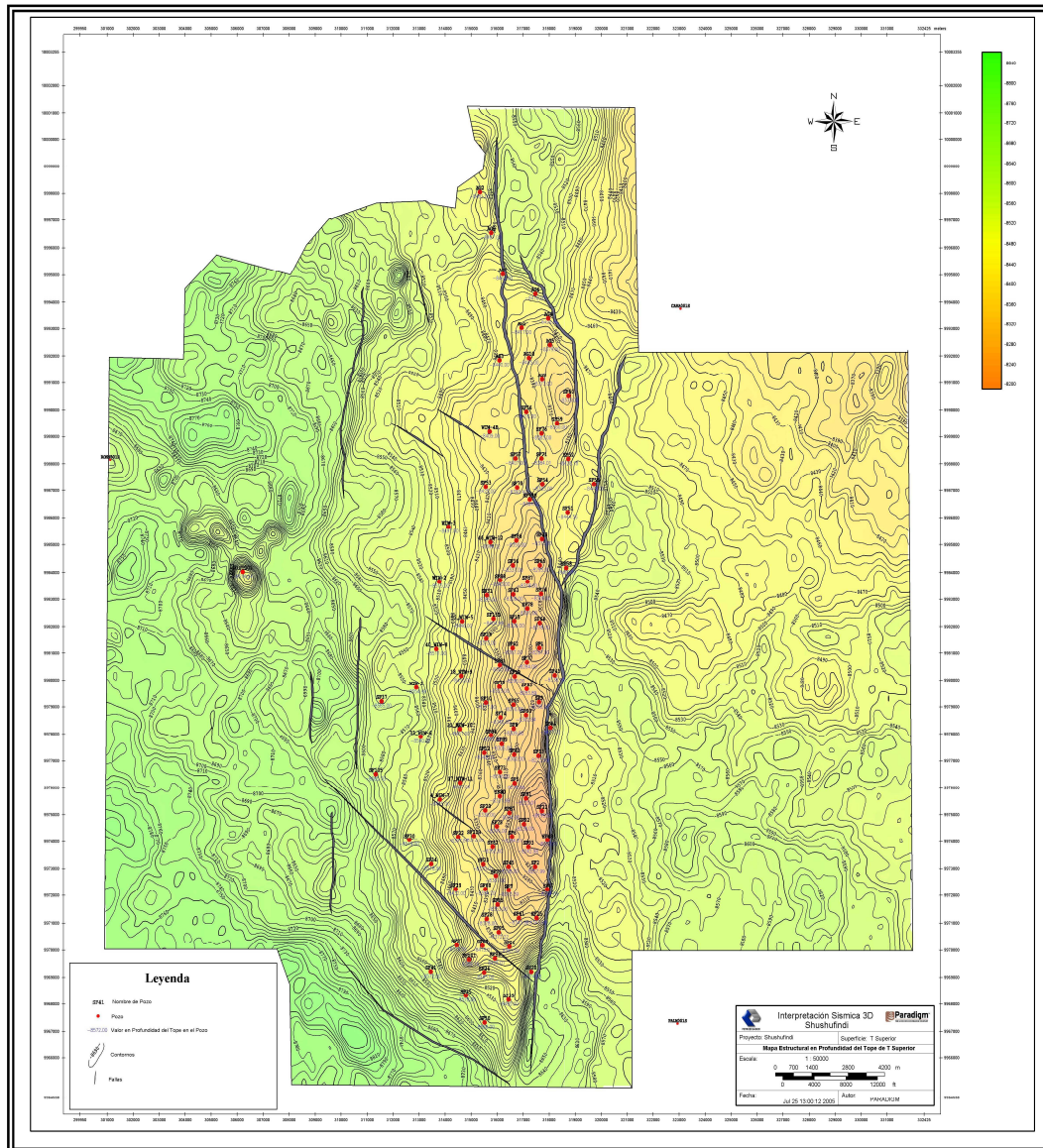
Los principales parámetros de los yacimientos U y T se listan en la Tabla 1.3.

Tabla 1.3: Parámetros principales Campo Shushufindi.

DESCRIPCION	SHUSHUFINDI	AGUARICO	SSF+AGU
Área Km. ²	120	24	144
Tipo de estructura	Anticlinal	Anticlinal	Anticlinal
Ambiente de deposito	Marino	Marino	Marino
Tipo de acuífero	Lateral	Lateral	Lateral
Tipo de roca	Arenisca	Arenisca	Arenisca

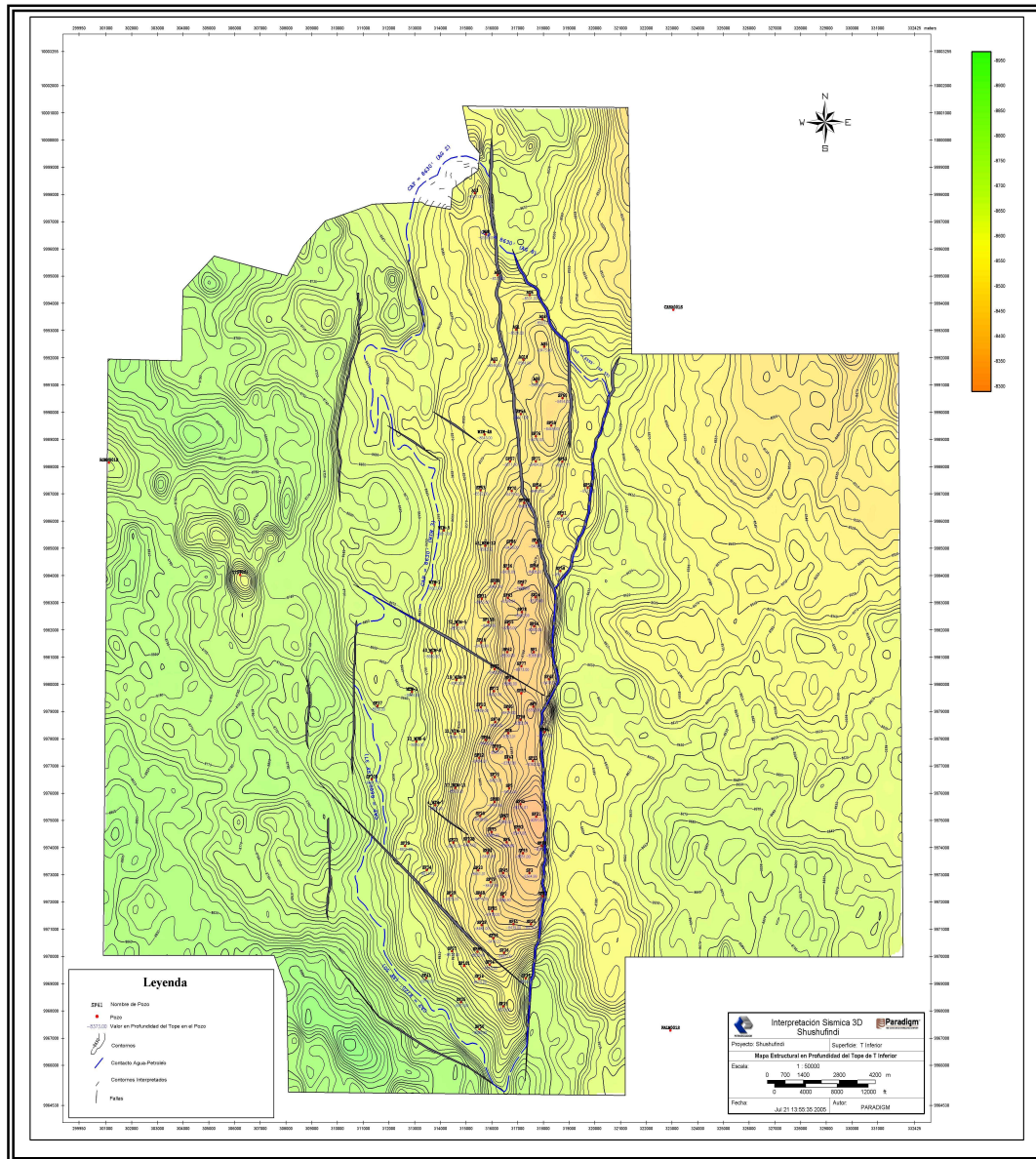
Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

Figura 1.6: Mapa Estructural en profundidad de T Superior.



Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

Figura 1.7: Mapa Estructural en profundidad de T Inferior.



Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

1.2.3. TOPES Y BASES

La división en los reservorios U-inferior y T-inferior antes mencionadas, se ha basado tradicionalmente en criterios litoestratigráficos y hasta cierto punto de producción.

Las principales herramientas utilizadas para la división de los reservorios en el subsuelo son los registros eléctricos, la sísmica y los núcleos.

Se debe aclarar que, a pesar de que es factible identificar el tope y la base de los reservorios principales U y T, es difícil correlacionar y tratar de subdividir los reservorios principales U-inferior y T-inferior, basándose exclusivamente en los registros de pozos, especialmente donde los reservorios muestran arenas de cuarzo limpias, gruesas y constantes (> 20 pies de espesor).

En el Anexo 1.1 se presentan los Topes y Bases del Campo Shushufindi Aguarico.

La Tabla 1.4 muestra en forma general la base y tope de los yacimientos BT, U y T.

Tabla 1.4: Topes y Bases.

ARENA	TOPE	BASE
BT	8013'	8238'
U	8844'	9076'
T	9100'	9246'

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

1.3. DATOS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI AGUARICO

1.3.1. CARACTERIZACIÓN DE LOS RESERVORIOS

1.3.1.1. Propiedades de los fluidos producidos

Los fluidos encontrados en los yacimientos petrolíferos son esencialmente mezclas complejas de compuestos de hidrocarburos, que contienen impurezas como nitrógeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno.

De esta manera, la composición del petróleo fiscal es completamente diferente a su composición a condiciones de reservorio; debido principalmente a la liberación de gas en solución a medida que la presión disminuye a las condiciones de superficie.

Para determinar dicha composición se realiza un análisis PVT con muestras obtenidas de las diferentes arenas y determinados pozos.

Las propiedades PVT juegan un papel importante en la conducta de flujo de los fluidos en los reservorios de petróleo. Por lo tanto, es esencial asegurar la calidad de los datos adquiridos en el laboratorio.

El campo Shushufindi-Aguarico cuenta con análisis PVT de los pozos detallados en la Tabla 1.5

Tabla 1.5: Análisis PVT disponibles Campo Shushufindi Aguarico.

No.	POZO	FORMACION	AÑO
1	SHUSHUFINDI – 02A	T	Ene-70
2	SHUSHUFINDI – 03	T	Mar-73
3	SHUSHUFINDI – 27	U	Oct-98
4	SHUSHUFINDI – 41	U sup+U inf.	may-74
5	SHUSHUFINDI – 51	BASAL TENA	Oct-98
6	SHUSHUFINDI – 63	T	Abr-89
7	SHUSHUFINDI – 68	T	Nov-96
8	SHUSHUFINDI – 82	G-2	Nov-94
9	SHUSHUFINDI – 87	U	Nov-96
10	SHUSHUFINDI – 88	U sup.+U inf.	Dic-96

Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas. Subgerencia de Exploración y Desarrollo.

Los resultados de los análisis PVT de las arenas BT, U y T constan en el Anexo 1.2. En la Tabla 1.6 se detallan las propiedades físicas de los fluidos del Campo Shushufindi Aguarico obtenidas gracias a las pruebas antes mencionadas.

Tabla 1.6: Propiedades Físicas de los Fluidos del Campo Shushufindi Aguarico.

DESCRIPCIÓN	BT	U	T
Presión inicial (psi)	2940	3867	4050
Presión de Burbuja (psi)	870	1170	1050
Gravedad °API	24	27.3	31.1
Factor Volumétrico Boi (bls/BF)	1.1508	1.267	1.217
Factor Volumétrico Bob (bls/BF)	1.1749	1.297	1.2476
Viscosidad inicial del petróleo Uoi @ T.F. (cp)	4.959	2.471	1.081
Viscosidad del petróleo Uob @ T.F. (cp)	3.959	1.924	0.7958
Viscosidad del agua @ T.F. (cp)	0.43	0.47	0.46
Temperatura (°F)	185	215	218
GOR (PCS/bls)	187	307	384
Densidad ρ (gr/cc)	0.8103	0.7663	0.7402
Salinidad del agua ppm (Cl-)	34750	55017	13557

Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas. Subgerencia de Exploración y Desarrollo

1.3.2. PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI

1.3.2.1. Propiedades de la Roca

Las propiedades físicas de la roca reservorio son aquellas que le permiten almacenar y conducir los fluidos.

Los núcleos o cores son muestras que se toman a diferentes profundidades para ser analizadas en el laboratorio. De estos estudios se obtienen datos de saturación de petróleo S_o , saturación de agua S_w , porosidad ϕ (%), permeabilidad K y presión capilar P_c .

La porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca y se define como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos⁹.

La saturación de un medio poroso con respecto a un fluido se define como la fracción del volumen poroso de una roca que esta ocupada por dicho fluido¹⁰.

La permeabilidad se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados¹¹.

La diferencia entre las presiones de dos fases cualesquiera que coexistan en un sistema de tubos capilares se define como presión capilar¹².

La Tabla 1.7 detalla las propiedades petrofísicas del Campo Shushufindi

⁹ <http://www.lacomunidadpetrolera.com/cursos/propiedades-de-la-roca-yacimiento/definicion-de-la-porosidad.php>

¹⁰ <http://www.lacomunidadpetrolera.com/cursos/propiedades-de-la-roca-yacimiento/definicion-de-saturacion.php>

¹¹ <http://www.lacomunidadpetrolera.com/cursos/propiedades-de-la-roca-yacimiento/definicion-de-la-permeabilidad.php>

¹² <http://www.agatlabs.com/spanish/content/capillarypressure.htm>

Tabla 1.7: Propiedades Petrofísicas Promedias del Campo Shushufindi Aguatico.

ARENA	PROFUNDIDAD (PIES)	K (md)	POR. (%)	So (%)	Sw (%)	Vsh (%)
BT	8200	321.16	18.68	71.27	28.73	10.82
U	9100	310.17	18.96	78.06	21.94	16.01
T	9300	520.64	18.08	73.06	26.94	11.98

Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas. Subgerencia de Exploración y Desarrollo

Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide

1.3.3. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI AGUARICO

1.3.3.1. Historial de Producción de Fluidos del Yacimiento “BT”

Basal Tena inicia su producción en marzo de 1997 con el pozo SSF-51. Desde marzo de 1997 hasta octubre de 1999, se mantiene con un porcentaje muy bajo de BAPD. Desde sus inicios la producción se ha mantenido casi constante con incrementos graduales, pero en el año 2000 el corte de agua aumenta dramáticamente, lo que ha hecho que hoy en día la producción de petróleo siga disminuyendo cada vez más.

Tabla 1.8: Historial de producción de fluidos del yacimiento “BT”.

AÑOS	PETROLEO BPD	AGUA BPD	FLUIDO BPD	BSW %
1997	704	14	718	1.9
1998	538	22	561	3.9
1999	797	38	835	4.6
2000	924	270	1194	22.6
2001	768	370	1138	32.5
2002	714	380	1093	34.7
2003	563	427	990	43.1
2004	1658	494	2152	22.9
2005	1969	536	2505	21.4
2006	1377	589	1966	29.9
2007	1445	651	2096	31.05

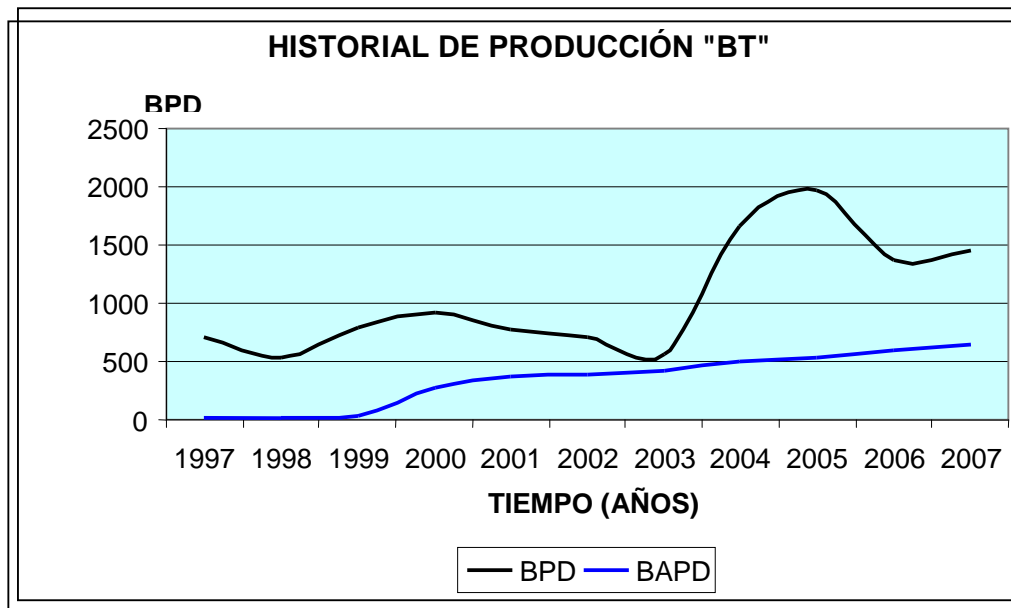
Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

Tabla 1.9: Producción acumulada de petróleo y agua "BT" (2007).

FECHA	ACUMULADO PETROLEO BLS	ACUMULADO AGUA BLS
Dic. 2007	4'130.762	1'361.065

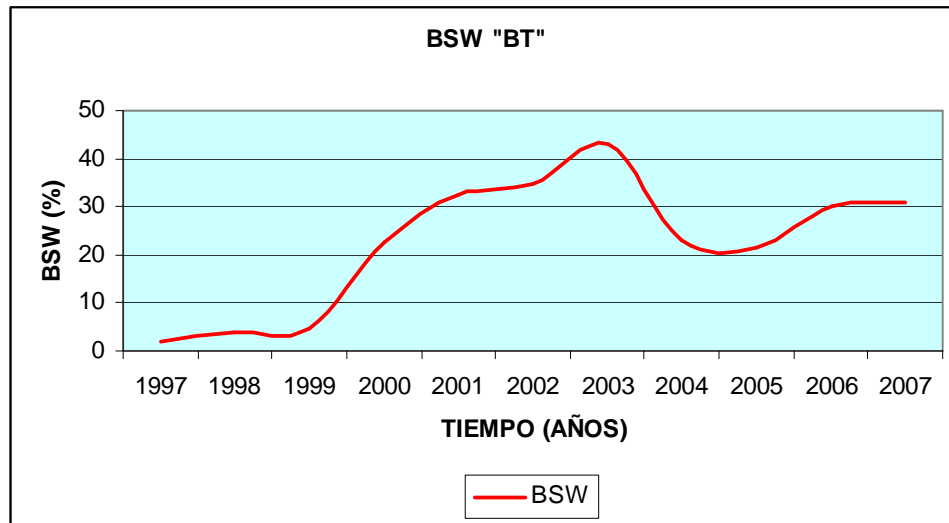
Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

Figura 1.8: Historial de Producción Yacimiento "BT".



Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.
Elaborado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

Figura 1.9: BSW "BT".



Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.
Elaborado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

1.3.3.2. Historial de Producción de Fluidos del Yacimiento "U"

En este yacimiento posee tres etapas.

1. Desarrollo desde 1972 hasta 1978
2. Madurez o estabilización, desde 1979 hasta 1987, y
3. Decaimiento, agotamiento o inundación, desde 1988 hasta la presente fecha.

El tiempo de producción, los diferentes contactos agua-petróleo, la variación del grado API, los incrementos esporádicos de producción de acuerdo a la ubicación de los pozos que se han incorporado, la intrusión continua pero limitada del agua, la respuesta prácticamente nula a la potencia de los sistemas de levantamiento artificial, revelan que se trata de un yacimiento sectorizado (poco continuo).

Este yacimiento tiene grandes reservas, que se encuentran distribuidas en diferentes bloques, se ha dado a lo largo de los años un decaimiento de la presión que actualmente alcanza los 1500 psi con respecto a la inicial de 3867 psi. La presión es un gran limitante para la producción de fluidos, pues que es necesario implementar métodos de levantamiento artificial que encarecen la producción de crudo.

Si este yacimiento fuera continuo y existiera una comunicación directa entre el acuífero y la zona saturada de petróleo, el agua habría inundado en corto tiempo los pozos y la recuperación de petróleo sería reducida, pero debido a la poca continuidad de sus arenas, la intrusión de agua no es agresiva y no representa un problema serio en la recuperación de petróleo.

Tabla 1.10: Historial de producción de fluidos del yacimiento "U".

AÑOS	PETRÓLEO BPD	AGUA BPD	FLUIDO BPD	BSW %
1972	17514	313	17827	1.8
1973	32929	318	33246	1
1974	41211	75	41286	0.2
1975	40756	56	40811	0.1
1976	46050	372	46422	0.8
1977	44532	867	45399	1.9
1978	50260	1434	51694	2.8
1979	50154	2721	52875	5.1
1980	46669	2497	49165	5.1
1981	50388	2745	53134	5.2
1982	50278	5257	55535	9.5
1983	51772	6956	58728	11.8
1984	50634	6776	57410	11.8
1985	53566	7752	61318	12.6
1986	55090	8047	63136	12.7
1987	32057	4970	37027	13.4
1988	53166	10467	63633	16.4
1989	49419	10694	60.113	17.8
1990	47894	13002	60896	21.4
1991	43727	14833	58559	25.3
1992	38516	14978	53494	28
1993	38015	15149	53164	28.5
1994	37195	15688	52883	29.7
1995	33631	14913	48544	30.7

AÑOS	PETRÓLEO BPD	AGUA BPD	FLUIDO BPD	BSW %
1996	32217	16023	48240	33.2
1997	31889	17430	49320	35.3
1998	28109	17110	45219	37.8
1999	27257	18616	45873	40.6
2000	25428	21288	46716	45.6
2001	22276	22105	44382	49.8
2002	19779	19409	39188	49.5
2003	32926	13195	46121	28.6
2004	30588	12189	42777	28.5
2005	27161	12218	39379	31.02
2006	23196	11653	34849	33.44
2007	19601	17698	37299	47.45

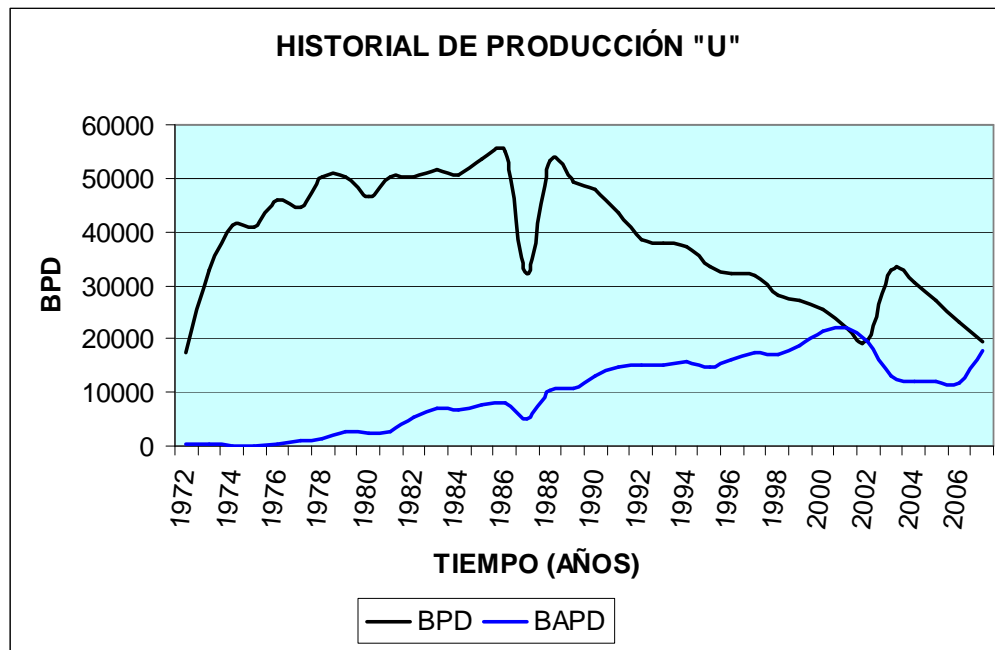
Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

Tabla 1.11: Producción acumulada de petróleo y agua "U" (2007).

FECHA	ACUMULADO PETRÓLEO BLS	ACUMULADO AGUA BLS
Dic. 2007	501'499.031	130'712.613

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

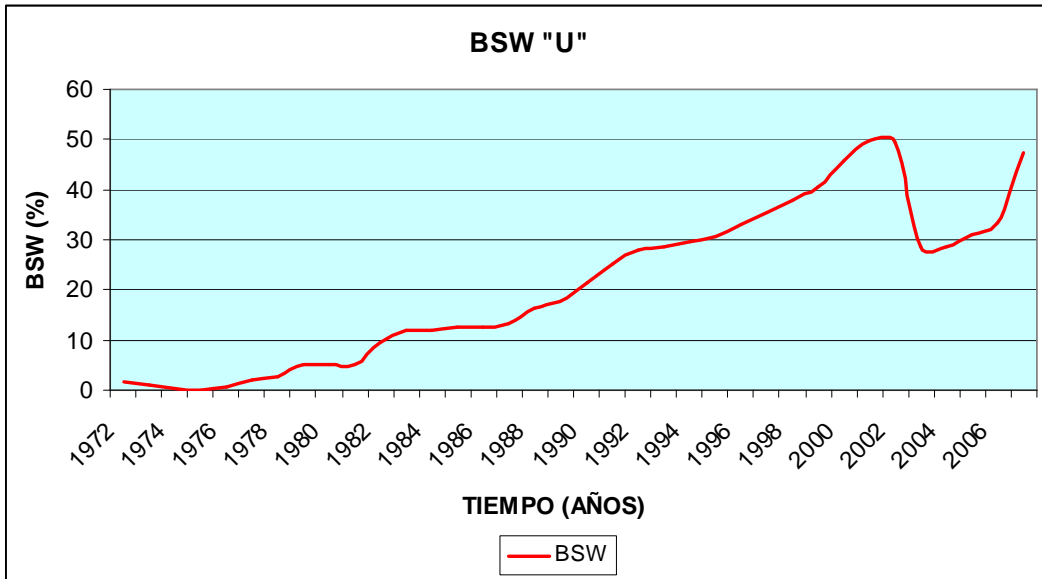
Figura 1.10: Historial de Producción Yacimiento "U".



Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

Elaborado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

Figura 1.11: BSW "U".



Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.
Elaborado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

1.3.3.3. Historial de Producción Yacimiento "T"

En este yacimiento posee tres etapas:

1. Desarrollo desde 1972 hasta 1978,
2. Madurez o estabilización, desde 1979 hasta 1993, y
3. Decaimiento o agotamiento o inundación, desde 1994 hasta la presente fecha.

En los 34 años de producción, la presión no es un limitante para la producción, ya que desde 1983 en adelante, la tasa de fluidos se ha incrementado de 60.000 BFPD a 90.000 BFPD. En contraste con el yacimiento U, las variaciones en el grado API, el incremento de producción en función de los pozos incorporados, la respuesta inmediata a la potencia de los sistemas de levantamiento artificial, revelan que es un yacimiento bastante continuo, con pocas barreras, en donde los acuíferos han actuado activamente y desde hace 4 años inundan aceleradamente la zona de petróleo.

La recuperación de las reservas se ve seriamente limitada por la producción de agua, si se continúa forzando su ingreso con equipos de fondo más potentes, se provocará que sectores de petróleo móvil se aislen, reduciendo significativamente la tasa diaria de producción y consecuentemente las reservas recuperables.

Tabla 1.12: Historial de producción de fluidos del yacimiento "T".

AÑOS	PETRÓLEO BPD	AGUA BPD	FLUIDO BPD	BSW %
1972	20056	249	20305	1.2
1973	43648	255	43903	0.6
1974	41052	75	41127	0.2
1975	40753	122	40875	0.3
1976	49414	186	49600	0.4
1977	46260	455	46715	1.0
1978	55733	679	56412	1.2
1979	56275	1289	57564	2.2
1980	55774	2324	58098	4.0
1981	53242	2367	55609	4.3
1982	51861	3081	54942	5.6
1983	53510	5312	58822	9.0
1984	53929	10008	63936	15.7
1985	58282	9263	67545	13.7
1986	61747	8316	70063	11.9
1987	37829	5706	43535	13.1
1988	56994	13766	70760	19.5
1989	51530	13034	64564	20.2
1990	52162	15529	67691	22.9
1991	57548	22121	79669	27.8
1992	60498	24640	85138	28.9
1993	64176	27571	91747	30.1
1994	61358	33660	95017	35.4
1995	56852	30095	86947	34.6
1996	54888	31038	85926	36.1
1997	49683	30988	80671	38.4
1998	46525	34688	81212	42.7
1999	45763	41960	87723	47.8
2000	46596	50521	97117	52.0
2001	42088	47856	89944	53.2
2002	38120	49454	87574	56.5
2003	21569	29401	50970	57.7
2004	21589	30234	51823	58.3
2005	22438	32756	55194	59.4
2006	20305	33636	53941	62.4
2007	23689	56541	80230	70.5

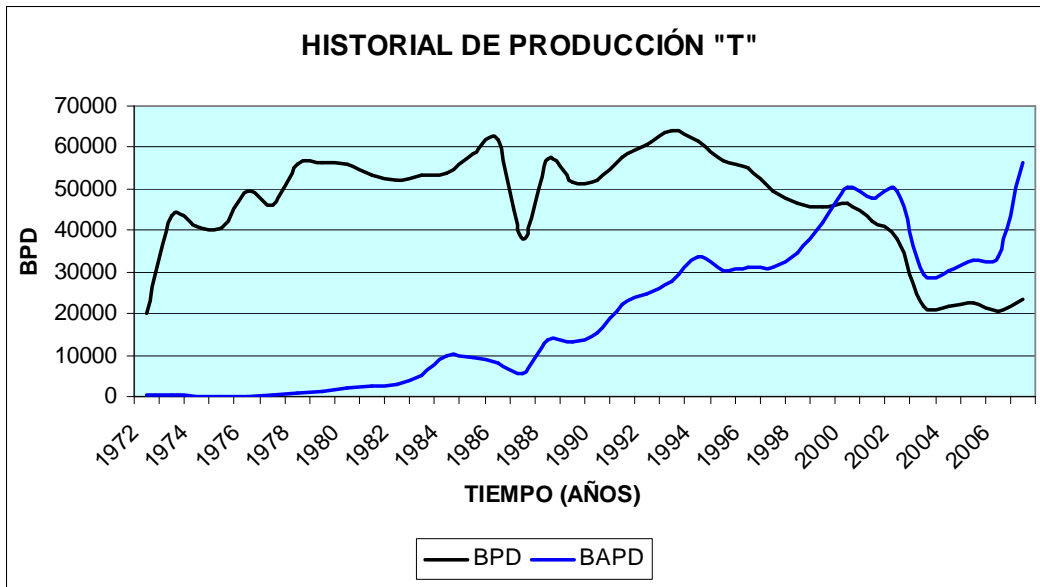
Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

Tabla 1.13: Producción acumulada de petróleo y agua "T" (2007).

FECHA	ACUMULADO PETRÓLEO BLS	ACUMULADO AGUA BLS
Dic. 2007	723'678.791	297'461.332

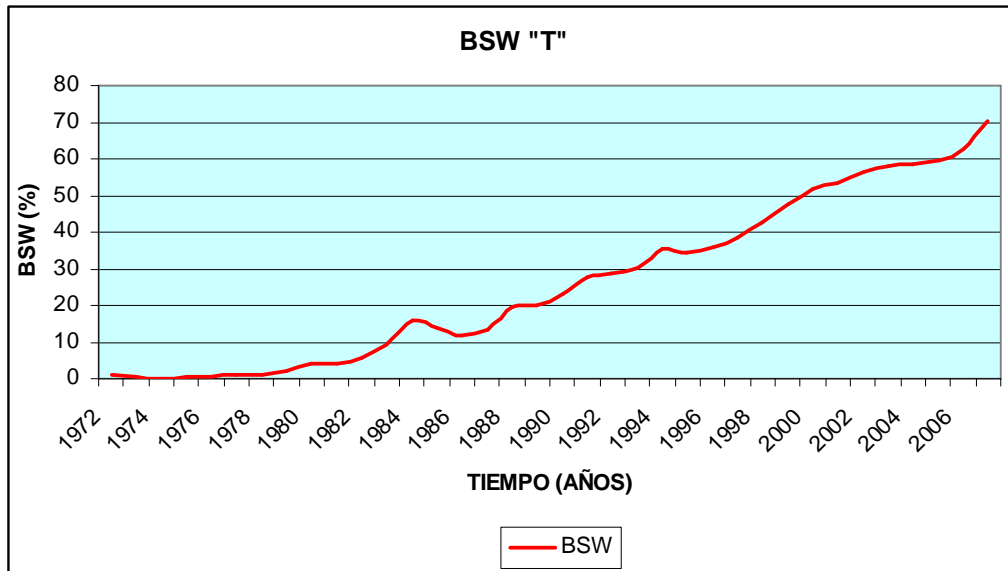
Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

Figura 1.12: Historial de Producción Yacimiento "T".



Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.
Elaborado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

Figura 1.13: BSW "T".



Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.
Elaborado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

1.3.3.3. Historial de Producción de Fluidos General del Campo

En agosto de 1972 se inicia la producción de petróleo con 10 pozos a una tasa de 10.000 BPPD que hasta diciembre se incrementa a 70.000 BPPD con 20 pozos productores; en marzo de 1973 la tasa subió a 100.000 BPPD con 30 pozos productores. La tasa promedio de petróleo desde 1978 hasta 1994 fue de 100.000 BPPD.

A partir de 1995 la producción de petróleo inicia una declinación continua y un incremento acelerado en la producción de agua. En 1996 la producción es de 87.105 BPPD y 47.000 BAPD.

En 1997 produce 82.000, en 1998 produce 75.000, en 1999 produce 73.800 y en el 2000 produce 72.948 BPPD. Simultáneamente, en estos años la producción de agua se incrementa en forma drástica desde 48.400 a 72.000 BAPD.

En la actualidad la producción de agua supera a la de petróleo, convirtiéndose así, en el principal problema del campo. Los pozos se inundan rápidamente y disminuye la producción de petróleo, este efecto es provocado por la sobre dimensión del sistema de bombeo eléctrico sumergible que es el más usado, pues permite producir volúmenes altos.

Tabla 1.14: Historial de producción de fluidos del Campo Shushufindi Aguarico.

AÑOS	PETRÓLEO BPD	AGUA BPD	FLUIDO BPD	BSW %
1972	37570	562	38132	1.5
1973	76577	572	77149	0.7
1974	82262	150	82413	0.2
1975	81508	178	81686	0.2
1976	95464	558	96022	0.6
1977	90792	1322	92114	1.4
1978	105993	2114	108106	2.0
1979	106429	4010	110440	3.6
1980	102443	4821	107263	4.5
1981	103631	5112	108743	4.7
1982	102139	8338	110476	7.5
1983	105282	12268	117550	10.4

AÑOS	PETRÓLEO BPD	AGUA BPD	FLUIDO BPD	BSW %
1984	104563	16784	121346	13.8
1985	111848	17015	128863	13.2
1986	116837	16362	133199	12.3
1987	69886	10676	80563	13.3
1988	110160	24233	134393	18.0
1989	100949	23728	124677	19.0
1990	100056	28531	128587	22.2
1991	101274	36954	138228	26.7
1992	99014	39618	138633	28.6
1993	102191	42719	144910	29.5
1994	98553	49348	147901	33.4
1995	90483	45008	135491	33.2
1996	87105	47061	134166	35.1
1997	82160	48430	130590	37.1
1998	75172	51820	126992	40.8
1999	73817	60615	134432	45.1
2000	72948	72080	145028	49.7
2001	66661	71178	137839	51.6
2002	61604	75974	137578	55.2
2003	54034	86190	140224	61.5
2004	55138	77217	132355	58.3
2005	51850	75693	127543	59.3
2006	49170	78239	127409	61.4
2007	44733	73254	117987	62.1
2008	45789	101918	147707	69.0

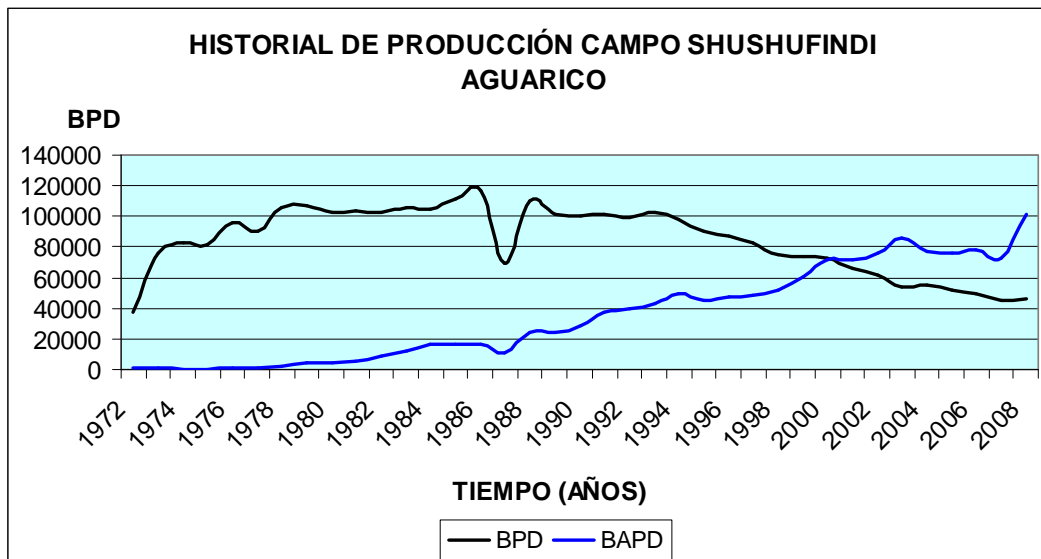
Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

Tabla 1.15: Producción acumulada de petróleo y agua del Campo Shushufindi Aguarico (2008).

FECHA	ACUMULADO PETRÓLEO BLS	ACUMULADO AGUA BLS
Dic. 2008	1.245'792.624	489'362.919

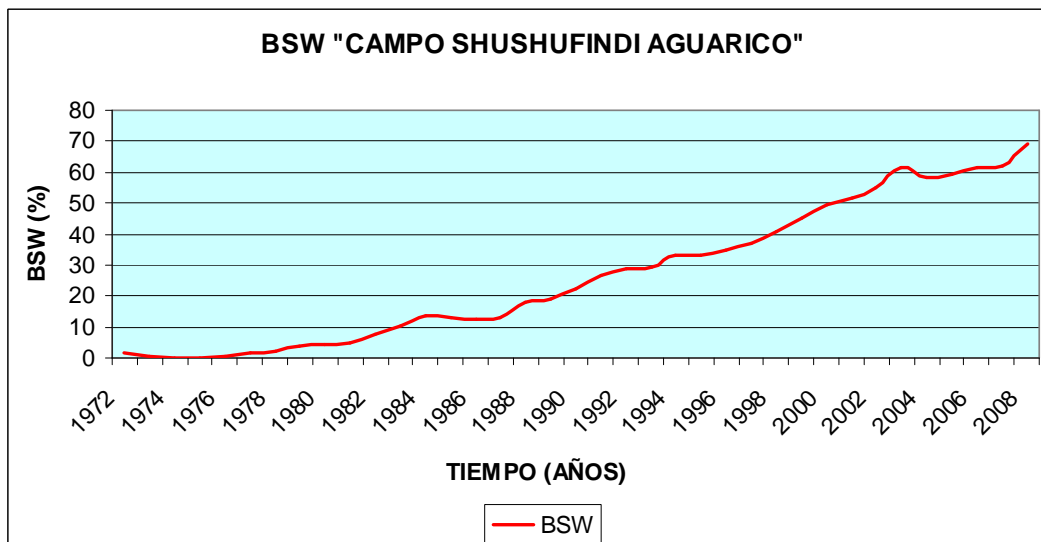
Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción

Figura 1.14: Historial de Producción del Campo Shushufindi Aguarico.



Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.
Elaborado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

Figura 1.15: BSW "Campo Shushufindi Aguarico".



Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.
Elaborado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

1.4. RESERVAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI

1.4.1. RESERVAS

La determinación de las reservas se realizó de acuerdo a las definiciones de Society of Petroleum Engineers (SPE) aprobadas en marzo de 1997 y el World Petroleum Congress (WPC) aprobadas en Octubre de 1996.

“Las reservas son todo el volumen de petróleo que puede ser extraído del yacimiento bajo las condiciones técnicas y económicamente rentables a partir de una determinada fecha en adelante.”

Todos los cálculos de reservas incluyen cierto grado de incertidumbre, el grado relativo de incertidumbre puede expresarse clasificando las reservas en dos grupos, reservas probadas y no probadas.

1.4.1.1. Reservas Probadas

Las reservas probadas son aquellos volúmenes de petróleo que mediante el análisis de los datos geológicos y de ingeniería demuestren con certeza razonable como recuperables en años futuros a partir de yacimientos conocidos, bajo las condiciones técnicas y económicas existentes, es decir precios y costos a la fecha en que se realiza la estimación. Son las reservas que pueden ser recuperadas en las áreas en donde se ha desarrollado el campo.

1.4.1.2. Reservas No probadas

“Las reservas no probadas se basan en datos geológicos y/o de ingeniería similares a los datos usados para calcular reservas probadas, pero con

incertidumbre en regulaciones, condiciones económicas, contractuales y técnicas, todo lo cual no permite clasificarlas como probadas”¹³.

Las reservas no probadas pueden eventualmente clasificarse como reservas probables y reservas posibles.

1.4.1.2.1. Reservas Probables

Las reservas probables se basan en datos geológicos, ingeniería de reservorios y económicos similares a los usados para estimar las reservas probadas; pero los grados de incertidumbre técnica, contractual, económica o de regulación evitan ser clasificadas como probadas.

1.4.1.2.2. Reservas Posibles

Las reservas posibles son aquellas reservas no probadas, las cuales se han determinado con menor grado de certeza mediante análisis geológico-sísmico y de ingeniería que las reservas probables, teniendo un alto grado de incertidumbre.

A partir de esto se estima que las reservas posibles tienen menos probabilidad de ser recuperables en comparación con las reservas probables.

1.4.1.3. Reservas Remanentes

Son los volúmenes de petróleo recuperables, cuantificadas a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial que todavía permanece en el yacimiento.

En campos desarrollados y con muchos años de producción como Shushufindi, no se considera a las reservas probables y posibles, quedando únicamente las reservas probadas y remanentes.

¹³ Verdesoto, Carlos. Estimación de Reservas de petróleo crudo y gas del País al 31 de Diciembre de 2006. Petroproducción-DNH.

1.4.1.4. Petróleo Original en Sitio

El petróleo original en sitio (POES), es la cantidad de hidrocarburo que se encuentra en el yacimiento, expresado en condiciones fiscales, es decir, es el volumen de fluido presente en el subsuelo.

1.4.1.5. Factor de Recobro (F.R.)

De todo el volumen de hidrocarburos presente en un yacimiento, sólo una fracción puede ser conducida o producida hasta superficie.

El factor de recobro es el porcentaje de petróleo que puede ser producido o recuperado que se encuentra en el subsuelo¹⁴.

Está relacionado directamente con la economía, porque la economía va a generar o a determinar cuáles son las condiciones de abandono.

En la Tabla 1.7 se presenta la estimación oficial de reservas remanentes de petróleo al 31 de Diciembre del 2007 del Campo Shushufindi-Aguarico¹⁵.

Tabla 1.16: Estimación de reservas de petróleo crudo Campo Shushufindi al 31 de Diciembre del 2007.

YAC.	POES (BF)	F.R. (%)	RESERVAS ORIGINALES		Producción Acumulada Bls. N. 31/12/2007	Reservas Remanentes Bls. N. 31/12/2007
			Probadas Bls. N.	Totales Bls. N.		
BT	33,333,333	15.00	5,000,000	5,000,000	4,036,769	963,231
T	1,494,571,698	53.00	792,123,000	792,123,000	731,766,595	60,356,405
U sup.	126,739,680	30.00	38,021,904	38,021,904	11,865,446	26,156,458
U	1,422,832,257	53.00	754,101,096	754,101,096	364,146,755	389,954,341
Subtotal	3,077,476,968		1,589,246,000	1,589,246,000	1,111,815,565	477,430,435

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción - DNH.

¹⁴ <http://industria-petrolera.blogspot.com/search/label/factor%20de%20recobro%20de%20petr%C3%B3leo>

¹⁵ DNH .Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Para el caso del Campo Shushufindi, las cifras de Reservas Totales Originales son las Reservas Probadas Originales y; las Reservas Remanentes son el resultado de la diferencia entre Reservas Probadas Originales y la Producción Acumulada a una fecha determinada (31 de Diciembre del 2007).

CAPÍTULO 2

SITUACIÓN ACTUAL DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN SHUSHUFINDI CENTRAL

2.1. CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO QUE SE PROCESA EN LA ESTACIÓN

2.1.1. VISCOSIDAD

Es la fricción interna de un fluido debido a la atracción molecular la cual hace resistencia a la tendencia del flujo. La fricción es aparente cuando una capa de fluido se mueve con relación a la otra. La fuerza necesaria para el movimiento es la fuerza de corte, es decir los fluidos con viscosidad alta requieren mas fuerza que los de viscosidad baja.

La unidad en el sistema internacional es el poise (p), que es la fuerza en dinas que hay que suministrar a una lámina de líquido de 1 CM² para que se desplace un cm sobre una lámina igual del mismo líquido, a una velocidad de 1 cm por seg. El submúltiplo más utilizado es el centipoise 0,01 poise (cp)¹⁶.

2.1.2. GRAVEDAD API

La propiedad más importante y por la cual prácticamente se caracteriza al petróleo es la gravedad API (American Petroleum Institute). Esta es un indicador de la densidad y de la calidad del crudo. A mayor Gravedad API,

¹⁶ Curso Básico Para Operadores de Facilidades de Producción. Petroproducción.

mayor será su valor. Existen otros factores que inciden en su precio como el contenido de azufre, parafinas y metales pesados, pero el factor predominante es su Gravedad API¹⁷.

$$G.E. = \frac{141.5}{131.5 + {}^{\circ}API} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

^oAPI = Grado API del Petróleo

G.E.= Gravedad Especifica del Petróleo

La gravedad específica es una propiedad del crudo y es la relación entre su densidad (crudo) y la densidad del agua. Sustancias con gravedad específica mayor que 1 son más pesadas que el agua y las menores que uno son menos densas que el agua.

Tabla 2.1: Clasificación del petróleo según su grado API

Livianos	^o API ≥ 25
Medios	15 ≤ ^o API < 25
Pesados	^o API < 15

Fuente: Petroproducción.

2.1.3. PORCENTAJE DE AGUA Y SEDIMENTOS (BS&W)

Son los sedimentos de fondo y agua, no libres, contenidos en los hidrocarburos líquidos (basic sediment and water). Normalmente se separan por centrifugación¹⁸.

¹⁷ Curso Básico Para Operadores de Facilidades de Producción. Petroproducción.

¹⁸ Laboratorio de Ambiente Humano y Vivienda.

www.cricyt.edu.ar/lahv/xoops/html/modules/wordbook/entry.php?entryID=222 -

2.1.4. SALINIDAD

Se define como el contenido de NaCl y otras sales interpretadas en términos de NaCl presentes en el crudo. Es indeseable la presencia de sales por su tendencia a cristalizar y obstruir los tubos conductores de líquidos, además al calentarse se descomponen haciéndose corrosivas¹⁹.

2.1.5. DIÁMETRO DE LA PARTÍCULA

Se refiere al tamaño de las partículas de líquido suspendidas en la corriente de gas dentro del separador²⁰.

2.1.6. DENSIDAD

Densidad es otra propiedad del crudo y se define como la masa por unidad de volumen. La densidad del agua pura es de 62.4 Lb/Ft³ o 8.33 Lb/gal. Las densidades de los crudos están normalmente entre 50 y 55 Lb/Ft³.

2.1.7. RELACIÓN GAS-PETRÓLEO (RGP O GOR)

Es el resultado de dividir una cantidad de gas a condiciones normales por determinada cantidad de petróleo, también a condiciones normales²¹.

2.1.8. RELACIÓN GAS-LÍQUIDO (RGL O GLR)

Se define como la tasa de flujo del volumen del gas, relativo al volumen del líquido total de la tasa de flujo (petróleo y agua), todos los volúmenes convertidos a volúmenes a igual presión y temperatura²².

¹⁹ Curso Básico Para Operadores de Facilidades de Producción. Petroproducción.

²⁰ Curso Básico Para Operadores de Facilidades de Producción. Petroproducción.

²¹ Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. B.C. Craft y M.F.Hawkins. Editorial Tecnos Madrid. 1977

²² Curso Básico Para Operadores de Facilidades de Producción. Petroproducción.

Tabla 2.2: Propiedades de los Fluidos procesados en la Estación Shushufindi Central (Por pozo).

POZO	ARENA	API	BSW [%]	SALINIDAD [ppm Cl]	GOR [PCS/BF]	GLR [PCS/BF]
SSF-09	U+T	31	57	8750	2630	1132
SSF-11	U+G2	22.2	51.6	9600	286	139
SSF-12B	T	30	76	12350	601	138
SSF-17	T	31	82	10500	881	159
SSF-18	T	32	87	14250	720	108
SSF-19	T	33.7	65	16600	0	0
SSF-37	U	25.1	66	46500		
SSF-42B	TS	30	52	10450	425	161
SSF-43	U+T	28	42	61550	148	86
SSF-65	G-2	30	2		290	284
SSF-72	T	30	42	14400	316	165
SSF-73	U	27	44	55250	436	170
SSF-74	T	28	80	9850	1190	226
SSF-77	U+T	28	71	9000	588	170
SSF-80	TS+I	29	83	13400	788	134
SSF-81	TS+I	28	87	11850	863	104
SSF-83	U	26	18	53250	319	230
SSF-84	U	29	81	10300	251	226
SSF-89	U	29	10	21350	250	210
SSF-90	U	25	66	70850	129	41
SSF-96H	US	26	11	34450	214	186
SSF-102H	UI+S	26	10	65250	358	264
SSF-106D	UI	31	69	58000	305	149
SSF-118D	TI	31	44		315	176

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción (A Mayo 2009).

Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

Tabla 2.3: Propiedades del Fluido procesado en la Estación Shushufindi Central (General).

Presión [psi]	35.0
Temperatura [°F]	105.0
API	28.6
Gravedad Específica del Petróleo	0.8838
Densidad del Petróleo [lb/PC]	55.2
Diámetro de la Partícula [um]	155
GOR [PCS/BF]	380.0
GLR [PCS/BF]	174.0
Gravedad Específica del gas	1.236
Densidad del Gas [lb/PC]	0.169
Factor de Compresibilidad del gas [z]	0.9918
Salinidad [ppm Cl.]	25800
BFPD	32725.0
BAPD	19548.0
BPPD	13177.0
BSW [%]	67.4

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción (A Mayo 2009).

Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

En el Anexo 2.1 se presentan las características del fluido de servicio para la Estación Shushufindi Central.

2.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN CENTRAL

2.2.1. ESQUEMA GENERAL DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN CENTRAL

El esquema general de producción de la Estación Central está integrado por 24 pozos de producción activos denominados: Shushufindi (SSF 09, 11, 12, 17, 18, 19, 37, 42B, 43, 65, 72, 73, 74, 77, 80, 81, 83, 84, 89, 90, 96H, 102H, 106D, 118D).

En el Anexo 2.2 se presenta el Diagrama de Flujo de Procesos del Sistema de Producción de la Estación Central, además se puede apreciar la nomenclatura utilizada por Petroproducción para identificar cada equipo.

Los pozos activos se conectan a los múltiples de producción a la entrada de la estación, y desde allí el fluido multifásico pasa a los Separadores de Producción (V-018/019/020) y al Free Water KnockOut (V-021, que actualmente está operando bifásico), donde se produce la separación bifásica líquido - gas; el líquido (crudo+agua) separado se envía a la Bota de Gas (BO-005) donde se separa el remanente de gas que pueda llevar consigo la corriente líquida y posteriormente este gas de la bota, se lleva a recobro en Petroindustrial o se quema en el mechero (M-010).

El líquido (crudo + agua) desde la Bota de Gas (BO-005) va al Tanque de Lavado (T-030) donde se produce la separación crudo-agua. El crudo deshidratado es enviado posteriormente por gravedad al Tanque de Estabilización (T-031), donde se produce la separación del remanente de agua.

El crudo con un BS&W de 0,1%, es succionado por las Bombas de transferencia (B-049/050/051/X01), que despachan el crudo al tanque de oleoducto (T-032). Esta producción se une a las de las estaciones Aguarico, SSFD Norte, Sur y Suroeste antes de su ingreso al tanque T-032.

Las bombas Booster de Oleoducto (B-052/053/054/055/056) despachan una parte de la producción del Campo Shushufindi a Petroindustrial y el resto de la producción del Campo se une con la producción del Bloque15 y el crudo residual de Petroindustrial para alimentar a las bombas de Oleoducto (B057/058/059/060/061/062) y enviar a Lago Agrio.

El agua proveniente de la deshidratación en el Tanque de Lavado (T-030) es succionada por las Bombas Booster de Agua (B-063/064/065) que empacan la succión de las Bombas Horizontales Multietapas (B-066/067/068/069) que finalmente reinyectan el agua en los pozos 5, 13, 20, 21 y 33.

El agua que se forma en el fondo del Tanque de Estabilización (T-031) es recirculada al Tanque de Lavado (T-030) mediante la bomba de recirculación (B-047)

La Estación Central Shushufindi cuenta con una planta de generación con turbinas duales (Diesel/Gas), que preferentemente operan a gas.

Este gas combustible que alimenta a las turbinas proviene de Petroindustrial que suministra gas residual (N₂, CH₄ y C₂H₆), pero este suministro no es confiable, por ser intermitente, lo cual hace que se deba utilizar gas de reposición; por esta razón Petroproducción tiene un sistema de gas combustible que le permita suplir las deficiencias de suministro de gas residual.

El gas que proviene de los separadores de producción alimenta una parte a Petroindustrial y otra a los compresores (CO-009/010/011/012), el remanente es quemado en el mechero M-09.

El gas de alta presión proveniente de los compresores, es utilizado como gas combustible y para producción del pozo SSF 09 que trabaja con Gas Lift.

Para la prueba de pozos, la estación cuenta con el separador (V-017) y un tanque de prueba contra pozos (BO-X02 / T-X01).

2.2.2. SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE FLUIDO MULTIFÁSICO DESDE LOS POZOS

El Fluido Multifásico proveniente de los 24 pozos de producción Shushufindi (SSF 09, 11, 12, 17, 18, 19, 37, 42B, 43, 65, 72, 73, 74, 77, 80, 81, 83, 84, 89, 90, 96H, 102H, 106D, 118D) con una presión de 35 psi @ 105°F y una producción estimada de 30.000 BFPD (12.000 BPD de Crudo y 18.000 BPD de Agua) y 4,96 MMPCED de gas, llega a los múltiples y desde allí pasa a los Separadores de Producción (V-018/019/020/021), donde se produce la separación bifásica líquido-gas.

La inyección de químicos se realiza a la entrada de los separadores a una tasa estimada de 16 gal/día de desemulsificante y de 3 gal/día de antiparafínico.

2.2.3. SISTEMA DE SEPARACIÓN BIFÁSICA (LÍQUIDO-GAS)

Una vez que el fluido multifásico ingresa a los Separadores de Producción (V-018/019/020/021), se produce la separación líquido-gas. La fase líquida (crudo+agua) ingresa a la Bota de Gas (BO-005). En la bota se separa el remanente de gas que pueda llevar consigo la corriente.

El control de nivel de los separadores se realiza por medio de un flotador por alto nivel que activa un interruptor neumático que habilita el "Bypass" del separador en caso de que éste se inunde y así evitar que pase líquido a la línea de gas.

De manera análoga al dispositivo activado por alto nivel, los separadores cuentan con un flotador que se activa por bajo nivel, cerrando la válvula de descarga de líquido, con la finalidad de evitar el paso de gas a la corriente líquida.

Los separadores cuentan con una válvula de alivio de presión "PSV" y un disco de ruptura, ambos dispositivos ubicados en paralelo.

2.2.4. SISTEMA DE SEPARACIÓN CRUDO-AGUA EN EL TANQUE DE LAVADO (T-030)

Después de la Bota de Gas (BO-005), el líquido (crudo+agua) ingresa al Tanque de Lavado (T-030) donde se produce la separación de las fases crudo y agua. Para ello, el crudo sale por rebose a los 22 pies de altura al Tanque de Estabilización (T-031) y el agua se envía al Sistema de Reinyección de Agua de Producción.

El nivel de colchón de líquido en el tanque es monitoreado manualmente con la utilización de cinta y asistido mediante un visor de nivel, el mismo que en operación normal debe mantenerse a una altura de 10 pies.

En el Tanque de Lavado (T-030) se realiza la medición de BSW a 10, 15, 20 pies y a la descarga, con la finalidad de monitorear la deshidratación y el desempeño de los químicos. Se espera que a la descarga el BSW esté por debajo del 1%, caso contrario se debe continuar la deshidratación en el Tanque de Estabilización (T-031).

2.2.5. ALMACENAMIENTO DE CRUDO EN EL TANQUE DE ESTABILIZACIÓN (T-031)

El crudo proveniente del Tanque de Lavado (T-030) llega al Tanque de Estabilización (T-031), donde se produce la separación del remanente de agua

que pueda quedar en el crudo, hasta que el mismo alcance un BS&W de alrededor del 0,1%.

El Tanque de Estabilización (T-031) tiene la función de proporcionar cabeza neta de succión a las bombas Booster de Crudo (B-049/050/0511X01), además de brindar un volumen de almacenamiento en caso de surgencia.

La medición de nivel total del tanque se realiza mediante la utilización de la cinta.

2.2.6. BOMBEO TANQUE ESTABILIZACIÓN (T-031) A TANQUE OLEODUCTO (T-032)

Las Bombas Booster de Crudo (B-049/050/051/X01) succionan del Tanque de Estabilización (T-031); la descarga se une con la producción de los campos Aguarico, SSFD Norte, Sur y Suroeste para finalmente despachar el crudo al Tanque de Oleoducto (T-032).

2.2.7. SISTEMA DE PRUEBA DE POZOS

Para la prueba de pozos, la estación cuenta con un separador (V-017) y un tanque (T-X01). Cuando se requiere la prueba de los pozos, se alinea el pozo a probar, donde luego de 12 ó 24 horas, dependiendo de la estabilidad del pozo (mínima variación del flujo de producción en el tiempo) se mide la producción del mismo.

Adicionalmente, se toman muestras del crudo en prueba para medir propiedades tales como gravedad API, temperatura, BSW, entre otras.

El separador de prueba está equipado con instrumentación neumática para el control de nivel, además de un medidor tipo turbina a la salida de la fase líquida y un medidor tipo placa orificio para la fase gas, el operador registra el flujo de gas en una cartilla circular y lo lleva a producción para su cálculo, el cambio de orificio lo realiza según los requerimientos del pozo a medir.

La prueba contra tanque se realiza a cada pozo según los requerimientos. Es una prueba más fiable de BSW que el simple muestreo puntual, puesto que el muestreo tarda entre 4 y 6 horas y luego se mide el nivel de interfase y el nivel total. El gas se envía a quema en el Mechero M-X01.

2.3. ESTADO ACTUAL DE LOS EQUIPOS DE SUPERFICIE

2.3.1. MANIFOLD

Los manifolds o múltiples de producción se utilizan para recolectar la producción de varios pozos, permitiendo el manejo total o individual del flujo de los diferentes pozos.

A través de un sistema de válvulas y tuberías se controlan y direccionan dichos fluidos hacia determinado equipo de la facilidad, según la operación a realizar.

El múltiple de producción de la estación Shushufindi Central tiene una capacidad de 25 líneas de flujo, de las cuales están en uso 24 entradas.

Las entradas están distribuidas en 5 secciones: A, B, C, D, E. Las secciones A, B, C y D manejan la entrada de 5 pozos; mientras que la sección E maneja la entrada de 4 pozos, quedando una a disponibilidad. Los pozos que llegan a la Estación Shushufindi Central son los siguientes: SSF 09, 11, 12, 17, 18, 19, 37, 42B, 43, 65, 72, 73, 74, 77, 80, 81, 83, 84, 89, 90, 96H, 102H, 106D, 118D.

Fotografía 2.1: Manifold o Múltiple de Producción.



2.3.2. SEPARADORES

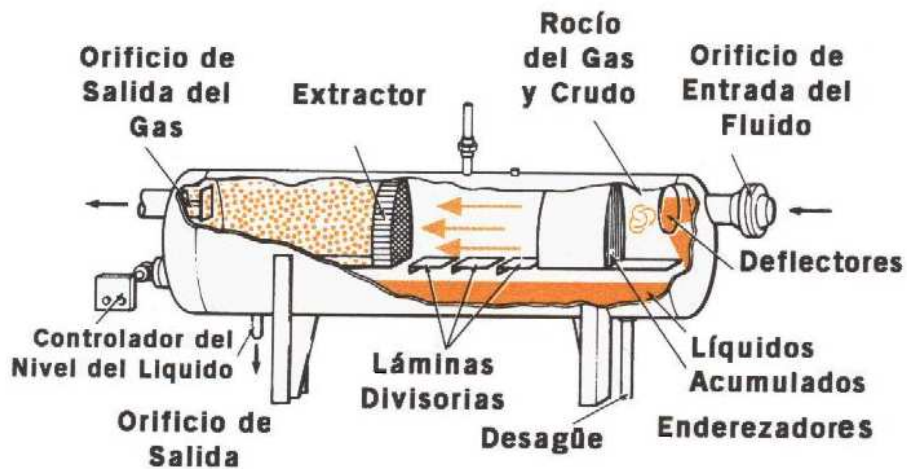
Un separador es un recipiente de presión cuya función es la separación de los fluidos provenientes de pozos en componentes líquidos y gaseosos. Posee esencialmente las siguientes características y componentes:

- Un recipiente, el cual incluye:
 - Sección asentamiento gravitacional.
 - Extractor de niebla, para remover pequeñas partículas de líquido del gas.
 - Salida de gas.
 - Sección de recolección de líquidos, para remover gas o vapor del aceite y agua si es trifásico.
 - Salida de aceite.
 - Salida de agua, si es un separador trifásico.
 - Capacidad volumétrica de líquido adecuada.

- Diámetro, altura y longitud adecuada.

- Medio de control de nivel, el cual incluye un controlador y una válvula controladora de nivel (LCV-Level Control Valve).
- Un mecanismo de control de presión (controlador + PCV –Pressure control Valve).
- Mecanismos de alivio de presión.

Figura 2.1: Corte lateral de un Separador.



Fuente: Petroproducción

Las Funciones Primarias de un separador son:

- **Remoción de Aceite del Gas.** Llevada a cabo generalmente por la diferencia de densidades (para lo cual la velocidad de la corriente debe ser lo suficientemente baja para lograr un buen tiempo de retención y cumplir una buena separación) y por el uso de un mecanismo conocido como extractor de niebla con variados diseños, el cual puede usar uno o más de los siguientes métodos:
 - Choque, cambio de dirección de flujo.

- Cambio de velocidad de flujo.
 - Fuerza centrífuga.
 - Coalescencia.
 - Filtración.
- **Remoción de gas del Aceite.** La cantidad de gas en solución que un aceite puede contener depende de las propiedades físico-químicas del aceite y de las condiciones de presión y temperatura a que este se halle, por consiguiente, el volumen de gas que un separador podrá remover al crudo depende igualmente de las propiedades físico-químicas del aceite, de la presión y temperatura de operación, del caudal que se encuentra manejando, del tamaño y configuración del separador, etc.
 - **Separación de agua del Aceite.** la cual se puede lograr por medio de:
 - Químicos y;
 - Separación gravitacional.

Las Funciones secundarias de un separador son:

- Mantener una presión óptima, para garantizar la entrega de fluidos hacia otros equipos o tanques de almacenamiento.
- Mantener un nivel óptimo, para garantizar un sello que evite la pérdida de gas en aceite.

En cuanto a las fases a separar, pueden ser bifásicos o trifásicos. Bifásicos cuando la separación que se logra es de líquido y gas. Son trifásicos cuando separamos petróleo, agua y gas; estos últimos son usados generalmente cuando se trabaja con crudos livianos y altos cortes de agua.

En cuanto a su posición pueden ser horizontales o verticales. Los verticales son usados cuando hay una relación gas – aceite (GOR) baja y en pozos que exista producción de arena. Los horizontales pueden manejar GOR más altos.

2.3.2.1. Separador de Prueba

Un separador de prueba permite evaluar cuanto fluido (petróleo, agua y gas) produce un pozo en un tiempo determinado (mínimo de 6 horas para un pozo estable o máximo 12 horas para un pozo intermitente)

La Estación Shushufindi Central cuenta con un separador de prueba (V-017), sus características principales se detallan en la Tabla 2.4

2.3.2.2. Separador de Producción

Un separador de producción permite la separación de las diferentes fases que se encuentran en el crudo proveniente de los pozos; el separador bifásico permite la separación de gas y líquido.

La Estación Shushufindi Central cuenta con tres separadores de producción (V-018, V-019, V-020), sus características principales se detallan en la Tabla 2.4

Fotografía 2.2: Separador Bifásico.



2.3.2.3. Separador Trifásico de Producción (FWKO)

Un separador trifásico de producción permite la separación de las diferentes fases que se encuentran en el crudo proveniente de los pozos; el separador trifásico permite la separación de gas, petróleo y agua.

La Estación Shushufindi Central cuenta con un separador trifásico de producción (V-021), sus características principales se detallan en la Tabla 2.4

Fotografía 2.3: Separador Trifásico.



Tabla 2.4: Descripción Técnica de los Separadores de la Estación Shushufindi Central.

Identificación del Equipo (TAG)	Descripción	Tipo	Dimensiones		Presión de Diseño (psig)	Temperatura de Diseño (F)	Vol. (BBL)	Capacidad (BPD)	Observaciones
			Longitud s/s (ft)	Diámetro (pulg)					
V-017	Separador de prueba	Horizontal - Bifásico	20	60	130	155	70	10000	Equipo en servicio, Pop 26 psig, Top 167 F
V-018	Separador de producción	Horizontal - Bifásico	22	84	125	200	151	35000	Equipo en servicio, Pop 29 psig, Top 120 F
V-019	Separador de producción	Horizontal - Bifásico	22	84	155	155	151	35000	Equipo en servicio, Pop 29 psig, Top 120 F
V-020	Separador de producción	Horizontal - Bifásico	24	72	155	160	121	35000	Equipo en servicio, Pop 27 psig, Top 120 F
V-021	Separador de producción de agua libre (FWKO)	Horizontal - Trifásico	42	126	100	180	648	31770	Equipo en servicio, Pop 24 psig, Top 105 F

Fuente: Petroproducción.

Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

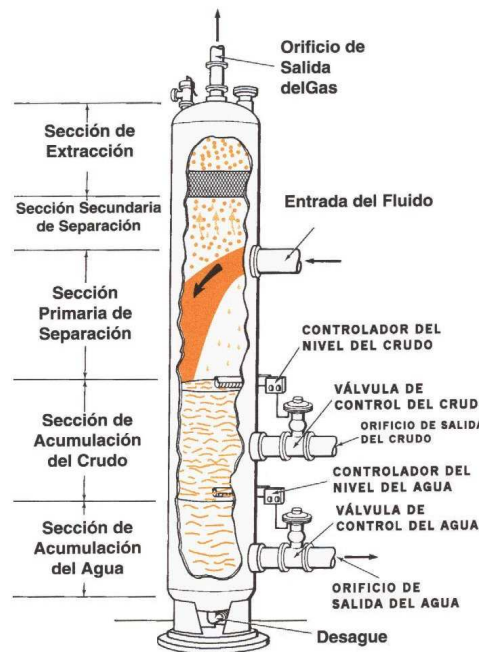
2.3.3. BOTA DE GAS

La bota de gas es considerada como un “separador vertical” que separa el gas remanente en el fluido y evita la turbulencia dentro del tanque de lavado. Posee una línea de descarga de gas atmosférica, es decir, trabaja a presión atmosférica.

El gas restante que no fue liberado de los separadores horizontales, es conducido hacia los mecheros para ser quemado, es decir aproximadamente el 10% del gas total producido.

En la Figura 2.2 se presenta un corte lateral, describiendo los componentes de una bota.

Figura 2.2: Corte lateral de una Bota de Gas



SEPARADOR VERTICAL DE TRES FASES
SECCIONES Y PARTES

Fuente: Petroproducción.

La Estación Shushufindi Central cuenta con dos botas de gas (BO-005, BO-006, BO-X02), sus características principales se detallan en la Tabla 2.5

Tabla 2.5: Descripción Técnica de las Botas de Gas de la Estación Shushufindi Central.

Identificación del Equipo (TAG)	Descripción	Tipo	Dimensiones		Presión de Diseño (psig)	Temperatura de Diseño (F)	Vol. (BBL)	Capacidad (BPD)	Observaciones
			Alto (ft)	Diámetro (pulg)					
BO-005	Bota de gas	Vertical	62	72	S/INF	S/INF	S/INF	S/INF	Equipo en Servicio
BO-006	Bota de gas	Vertical	48	150	S/INF	S/INF	S/INF	S/INF	Equipo en Servicio
BO-X02	Bota de gas	Vertical	S/INF	S/INF	S/INF	S/INF	S/INF	S/INF	Equipo en Servicio

Fuente: Petroproducción.

Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

2.3.4. TANQUES

2.3.4.1. Tanque de Lavado (Wash Tank)

“El tanque de lavado permite separar el agua del petróleo por diferencia de densidades” (Glosario de la Industria Hidrocarburifera, Reedición 2001)

En los tanques de lavado se separa el agua del aceite por diferencia de densidades, además permite la separación del agua emulsionada, el agua se drena hacia el sistema que la trata y el aceite pasa a un tanque de mayor capacidad, denominado de Estabilización.

La Estación Shushufindi Central cuenta con un tanque de lavado (T-030), sus características principales se detallan en la Tabla 2.6

2.3.4.2. Tanque de Estabilización

Una vez separada la fase acuosa del crudo, éste pasa por una etapa de reposo donde parte del agua remanente se separa por gravedad en función del tiempo de residencia.

El agua separada se recircula hacia el tanque de lavado para facilitar la separación en el mismo.

En el tanque de Estabilización se almacena el crudo producido del campo, libre de gas y agua.

La Estación Shushufindi Central cuenta con un tanque de Estabilización (T-031), sus características principales se detallan en la Tabla 2.6

2.3.4.3. Tanque de Oleoducto

El tanque de oleoducto es un gran depósito metálico, construido de acero soldado, que se utiliza para guardar o almacenar petróleo.

El petróleo que se almacena en este tanque debe cumplir con ciertas normas especiales para ser comercializado.

La Estación Shushufindi Central cuenta con un tanque de oleoducto (T-032), sus características principales se detallan en la Tabla 2.6.

Fotografía 2.4: Tanque de Lavado



Fotografía 2.5: Tanque de Estabilización.



Tabla 2.6: Descripción Técnica de los Tanques de la Estación Shushufindi Central.

Identificación del Equipo (TAG)	Descripción	Tipo	Capacidad	Dimensiones		Número de Anillos	Ángulo de Tope	Tolerancia de Corrosión (Pared, techo y fondo)	Observaciones
				Altura (ft)	Diámetro (ft)				
T-030	Tanque de Lavado	Tanque de Techo Cónico Fijo	28790	42	70	6	4 1/2" x 4 1/2" x 1/4"	0.0625	Tanque en servicio
T-031	Tanque de Estabilización	Tanque de Techo Cónico Fijo	72000	36	120	8	ASTM A 36	0.0625	Tanque en servicio
T-032	Tanque de Oleoducto	Tanque de Techo Flotante	100000	43	134	5	2 1/2" x 2 1/2" x 1/4"	0.0625	Tanque en servicio

Fuente: Petroproducción.

Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

2.4. EVALUACIÓN MECÁNICA DE LOS EQUIPOS

2.4.1. INTEGRIDAD ESTRUCTURAL DE LOS EQUIPOS DE SUPERFICIE

La integridad estructural de un equipo está íntimamente ligada al tiempo de vida útil del mismo, ya que en el transcurso del tiempo, las cargas, a las que se ha sometido dicho equipo, pueden haber causado daños serios en el material que podrían hacerlo colapsar estructuralmente.

Para determinar la integridad estructural de un equipo es necesario evaluar ciertos parámetros como son:

- Vida útil.
- Deformación causada por carga estática permanente a una determinada temperatura.
- Corrosión externa.
- Estado de pintura.
- Asentamientos.
- Deformaciones del cuerpo del tanque por desalineamiento de tuberías.
- Deformaciones de la base y el techo causadas por outbreathing (incremento de presión al interior de un tanque provocado por el incremento repentino de temperatura o por ingreso de un caudal excesivo de fluido, que puede provocar el desprendimiento del techo) excesivo.

- Deformaciones de la pared y techo causadas por inbreathing (disminución de presión al interior de un tanque provocado por la caída repentina de temperatura o por descarga de un caudal excesivo de fluido desde el tanque, que puede provocar vacío en su interior suficiente para hacerlo colapsar) excesivo.
- Desgaste y erosión de pared y techo.

A continuación se presentan las tablas de resultados de los estudios realizados por Petroproducción sobre la evaluación mecánica de los equipos; además en estas tablas se puede apreciar que se toman en cuenta la operabilidad y funcionalidad de los mismos, ya que también son factores muy importantes para tener en cuenta.

Cabe destacar que no existe una amplia información técnica, no ha sido prioridad de la Empresa realizar estudios que demuestren y reflejen el estado de sus equipos, es por ello que tan solo pueden ser evaluados algunos aspectos y en base a ellos se determinará si los equipos pueden o no seguir en operación o si tan solo necesitan reparaciones y acondicionamientos.

Tabla 2.7: Evaluación Técnica de Recipientes de Presión de la Estación Shushufindi Central.

EVALUACIÓN TÉCNICA DE RECIPIENTES DE PRESIÓN									
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO			EQUIPO						
A	PARÁMETROS DE FABRICACIÓN	REF	V-017	V-018	V-019	V-020	V-021	BO-005	B0-006
	Función		Sep. Prueba	Sep. Producción	Sep. Producción	Sep. Producción	FWKO	B. De Gas	B. De Gas
	Tipo		Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Vertical	Vertical
	Capacidad	Mbls	10	35	35	35	31.77	72"	150"
	Diámetro	ft	5	6	7	7	10.5	62	48
	Longitud S/S	ft	20	24	22	22	42		
	Tiempo de próxima reparación	años	4.6	0	0	4.8	7		
	Corrosión permitida de diseño (nuevo)	in	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125
	Corrosión permitida (calculada)	in	0.0625	0.0625	0.0625	0.0625	0.0625	0.0625	0.0625
	Espesor mínimo (tomado en la medición)	in	0.23	0.496	0.185	0.386	N/A	N/A	N/A
	Espesor mínimo de retiro	in		0.195	0.27	0.248	N/A	N/A	N/A
	Presión de Diseño a Condiciones actuales	psi	73.6	131.96	42.03	87.9	N/A	N/A	N/A
	Presión máx. de Trabajo actual	psi	48.6	106.96	17.03	62.9	N/A	N/A	N/A
	Presión actual de Operación	psi	25	25	30	25	35	40	25
B	PARÁMETROS DE OPERACIÓN								
	Servicio	fluido	crudo/gas	crudo/gas	crudo/gas	crudo/gas	crudo/gas	gas	gas
	Presión	psi	40	30	30	30	35	40	25
	Temperatura	°F	105	105	105	105	105	60	N/A
	Flujo	BPD	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6		
	PARÁMETROS EVALUACIÓN TÉCNICA								
1	INTEGRIDAD ESTRUCTURAL								
1.1	GENERAL								
	Vida útil del diseño original (años)		25	25	25	25	25	25	25
	Tiempo de servicio (años)		15	18	32	15	10	22	23
	Tiempo desde última reparación (años)		5	5	4	5	0	0	0
	Espesor mínimo registrado		0.23	0.496	0.185	0.386	N/A	N/A	N/A
	%Área afectada por desgaste o corrosión		40	40	40	40	10		
1.2	FUNDACIONES								
	Asentamientos críticos		No	No	No	No	No	No	No
	Presencia de rajaduras en fundación		Leve	No	Leve	Leve	No	Leve	Leve

EVALUACIÓN TÉCNICA DE RECIPIENTES DE PRESIÓN									
1.3	ANCLAJE		V-017	V-018	V-019	V-020	V-021	BO-005	BO-006
	Corrosión en pernos de anclaje con doble tuerca		Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
	Deformación de pernos de anclaje		Leve	Leve	Leve	Leve	Leve	Si	Si
	Deslizamiento de Sillas		Leve	Leve	Leve	Leve	No	Leve	Leve
1.4	PARED								
	Desalineación o desnivel del equipo		No	No	No	No	No	No	No
	Deformaciones del cuerpo (Peaking)		No	No	No	Si	Si	No	No
	Presencia de corrosión externa masiva		Leve	Si	Leve	Leve	Leve	Si	Si
	Presencia de corrosión externa puntual		Leve	Leve	Leve	Leve	Leve	Si	Si
	Estado de soportes de tubería		Bueno	Bueno	Bueno	Bueno	Bueno	Malo	Malo
1.5	SILLAS								
	Presencia de corrosión masiva		Leve	Leve	Leve	Leve	No	Leve	Leve
	Presencia de corrosión puntual		Leve	Leve	Leve	Leve	No	Leve	Leve
	Deformación o Desnivel		No	No	No	No	No	Si	Si
1.6	PINTURA O RECUBRIMIENTO								
	Pintura Interior total		No	No	No	No	Si	No	No
	Estado de la pintura externa		Malo	Malo	Malo	Malo	Bueno	Malo	Malo
	Existe Mantenimiento de Pintura		Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
	Aislamientos térmico y/o de protección personal		No	No	No	No	Si	Si	Si
2	OPERABILIDAD Y FUNCIONALIDAD								
2.1	BOCAS DE SERVICIO Y TUBERIAS								
	Diámetros adecuados o mayores a líneas		No	No	Si	Si	Si	Si	Si
	Bocas adicionales para líneas futuras y/o instrumentos		No	No	Si	Si	Si	No	No
	Liqueos en válvulas		Leve	Alto	Leve	Leve	No	Leve	Leve
	Liqueos en juntas empernadas		No	Leve	Leve	No	Leve	Leve	No
	Liqueos en juntas roscadas (instrumentos)		No	No	No	No	No	No	No
	Estado de placas de refuerzo		Bueno	Malo	Bueno	Bueno	Bueno	Bueno	Bueno
	Desalineaciones de tubería y soportes exteriores		Si	No	No	No	No	Si	Si
	Presencia de corrosión en bocas		Alta	Alta	No	Alta	No	Alta	Alta
	Presencia de corrosión en líneas		Alta	Alta	No	Alta	No	Alta	Alta

EVALUACIÓN TÉCNICA DE RECIPIENTES DE PRESIÓN									
2.2	SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIÓN		V-017	V-018	V-019	V-020	V-021	BO-005	BO-006
	Válvulas PSV y/o Discos de Ruptura		Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
	Válvulas de bloqueo y aislamiento adecuadas (ball)		Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
	Transmisores y/o Controles de Presión		Si	Si	Si	Si	Si	No	No
	Alarmas para sobrellenado		Si	Si	Si	Si	Si	No	No
	Transmisores y/o Controles de nivel		Si	No	Si	Si	Si	No	No
	Indicadores de Presión y Temperatura		Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
	Válvulas de cierre de emergencia (ESDV) o (SDV)		No	No	No	No	Si	Si	Si
	Sistema de comunicación y control mediante PLC		No	No	No	No	No	No	No
2.3	SEGURIDAD								
	Estampe ASME		Si	No	No	No	Si	Si	Si
	Escaleras de gato con jaula de protección		No	No	No	No	No	Si	Si
	Plataformas de acceso		No	No	No	No	No	Si	Si
	Pasamanos perimetrales en plataformas		Si	No	No	Si	Si	Si	Si
	Plataformas intermedias		No	No	No	No	Si	Si	Si
	Puesta a tierra		Si	No	No	No	No	Si	Si

Fuente: Petroproducción.

Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

Tabla 2.8: Evaluación Técnica de Recipientes Atmosféricos de la Estación Shushufindi Central.

EVALUACIÓN TÉCNICA DE RECIPIENTES DE PRESIÓN ATMOSFÉRICA					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO			EQUIPO		
A	PARÁMETROS DE FABRICACIÓN	REF	T-030	T-031	T-032
	Función		Lavado	Estabilización	Oleoducto
	Capacidad	bls	28790	72000	100000
	Diámetro	ft	70	120	134
	Altura	ft	42	36	43
	Tiempo de próxima reparación	años	4.6	0	0
	Corrosión permitida de diseño (nuevo)	in	0.125	0.125	0.125
	Espesor mínimo de diseño	in	0.461	0.616	0.786
	Espesor mínimo de retiro	in	0.336	0.491	0.658
B	PARÁMETROS DE OPERACIÓN				
	Servicio	fluido	crudo/agua	crudo	crudo
	Presión	psi	25	atm.	atm
	Temperatura	°F	110	110	110
PARÁMETROS EVALUACIÓN TÉCNICA					
1	INTEGRIDAD ESTRUCTURAL				
1.1	GENERAL				
	Tiempo de servicio (años)		34	29	34
	Tiempo desde última reparación (años)		4	4	4
	Espesor mínimo registrado		0.346	0.535	0.244
	%Área afectada por desgaste o corrosión		20	15	10
1.2	FUNDACIONES				
	Asentamientos críticos		No	Leve	No
	Presencia de rajaduras en fundación		No	Leve	Leve
1.3	FONDO				
	Estado de pernos de anclaje		Bueno	Bueno	Bueno
	Estado de la zona crítica (corrosión)		Bueno	Malo	Regular
	Deformación del Fondo		Leve	Leve	Leve

EVALUACIÓN TÉCNICA DE RECIPIENTES DE PRESIÓN ATMOSFÉRICA					
1.4	PARED		T-030	T-031	T-032
	Desalineación o desnivel de la pared		No	No	No
	Deformaciones del cuerpo (Peaking)		No	No	No
	Presencia de corrosión externa masiva		Leve	Si	Leve
	Presencia de corrosión externa puntual		Si	Si	Si
	Estado de soportes de tubería		Malo	Malo	Malo
1.5	TECHO				
	Presencia de corrosión masiva		Leve	Leve	Leve
	Presencia de corrosión puntual		Leve	Leve	Leve
	Deformación o Desnivel		No	No	No
1.6	PINTURA O RECUBRIMIENTO				
	Pintura Interior total / Fondo y primer anillo		Pobre	Pobre	Pobre
	Estado de la pintura externa		Malo	Bueno	Bueno
	Aislamientos térmico y/o de protección personal		Si	Si	Si
2	OPERABILIDAD Y FUNCIONALIDAD				
2.1	BOCAS DE SERVICIO Y TUBERÍAS				
	Diámetros adecuados o mayores a líneas		Si	Si	No
	Bocas adicionales para líneas futuras y/o instrumentos		Si	Si	Si
	Liqueos en válvulas		Leve	Leve	No
	Liqueos en juntas de bridas		Leve	Leve	No
	Presencia de corrosión en bocas y placas de refuerzo		Si	No	No
	Deformaciones causadas por dilatación de tuberías		No	No	No
2.2	SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIÓN				
	Válvulas PVV		Si	Si	Si
	Venteo de Emergencia		Si	Si	Si
	Cabezal de Venteo		Si	Si	Si
	Alarmas para sobrellenado		Si	Si	Si
	Controles de nivel		Si	Si	Si
	Indicadores de Presión y Temperatura		Si	Si	Si
	Sistema de comunicación y control mediante PLC		No	No	No

EVALUACIÓN TÉCNICA DE RECIPIENTES DE PRESIÓN					
2.3	SEGURIDAD		T-030	T-031	T-032
	Escaleras de gato con jaula de protección		Si	Si	Si
	Plataformas de acceso		Si	Si	Si
	Plataformas intermedias		Si	Si	Si
	Puesta a tierra		Si	Si	Si
	Sistemas SCI y de detección de fuego		Malo	Malo	Malo

Fuente: Petroproducción.

Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

Tabla 2.9: Información Técnica de Tanques del Distrito Amazónico Junio del 2008 (Estación Shushufindi Central).

CAMPO	ESTACIÓN	TIPO TANQUE	TIPO TECHO	DIÁMETRO		ALTURA		CAPACIDAD NOMINAL [bls]	CAPACIDAD OPERATIVA [bls]	CONSTRUCCIÓN		EDAD DEL TANQUE		ÚLTIMA REPARACIÓN		ESTADO ACTUAL DEL TANQUE
				ft	m	ft	m			AÑOS	MESES	AÑOS	MESES	AÑOS	MESES	
Shushufindi	Central	Oleoducto	Flotante	134	40.84	43	13.1	100000	85000	1972	MAYO	34	5	2000	AGOSTO	BUEN ESTADO
Shushufindi	Central	Estabilización	Cónico Fijo	120	36.57	36	11	72000	64400	1977	FEBRERO	29	8	2006	JULIO	BUEN ESTADO
Shushufindi	Central	Lavado	Cónico Fijo	70	21.33	42	12.8	28790	28790	1972	JULIO	34	3	2003	JULIO	BUEN ESTADO

Fuente: Petroproducción.

Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

2.4.2. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN

De acuerdo a la información presentada en el punto anterior correspondiente a la evaluación mecánica de los equipos presentes en la Estación Shushufindi Central hemos llegado a valiosas conclusiones que serán la base para obtener un criterio técnico y certero del proceso que debe ser adoptado para realizar la optimización que busca como fin este proyecto.

2.4.2.1. Separadores

- Se concluye que los separadores V-017 (prueba), V-018, V-019 y V-020 (producción) son equipos obsoletos que han estado en funcionamiento por un largo periodo de tiempo, más de 15 años en el mejor de los casos.
- Los separadores no han sido sometidos a trabajos de mantenimiento preventivo, tan solo se les ha hecho reparaciones esporádicas que no han podido solucionar los graves problemas que presentan.
- El factor más preocupante es que los espesores mínimos medidos en sus paredes se acercan o ya sobrepasaron el límite de corrosión permitido, alrededor del 40% del área total de los separados esta corroída, las válvulas de los mismos presentan fugas considerables de líquido, lo que no solo hace la operación insegura sino que además puede causar un daño ambiental muy serio, todos estos factores descartan totalmente la posibilidad de someter a los equipos a un proceso de reparación, por el contrario hay que desecharlos.
- El separador V-021 (producción) es un Free Water KnockOut (separador trifásico) que lamentablemente se encuentra trabajando como bifásico, es decir tiene un potencial que está siendo desperdiciado, cargando el trabajo de separación de agua al tanque de lavado.

- La condición del separador V-021 es especial, no tiene un tiempo de trabajo muy extenso, apenas son 10 años que está en funcionamiento, lamentablemente no ha sido sometido a procesos de mantenimiento, pero presenta ventajas como son la baja corrosión de su área total, alcanzando un valor de apenas el 10% y algo muy importante es que sus válvulas y juntas no presentan liqueos; por lo tanto, este equipo califica para ser reparado y así poder trabajar en condiciones óptimas y seguras ambientalmente.

2.4.2.2. Tanques

- Los tanques T-030 (lavado), T-031 (estabilización) y T-032 (oleoducto), según el reporte que hizo Petroproducción en Junio del 2008 se encuentran en un estado aceptable a pesar de llevar operando por un largo periodo de tiempo.
- La pintura de los tanques no esta en condiciones óptimas, hay liqueos leves, es evidente que hay presencia de corrosión y alcanza valores críticos, pero los tanques tienen la particularidad que estas zonas de corrosión excesiva se presentan en los anillos inferiores que es justamente donde se deposita el agua y además en el techo por efecto de los gases.
- El tanque T-030 presenta una corrosión del área total del 20%.
- El tanque T-031 presenta una corrosión del área total del 15%.
- El tanque T-032 presenta una corrosión del área total del 10%.
- Los tanques tienen parte de su área total corroída, lo que resulta importante en el proceso de optimización ya que con el cambio de los

anillos inferiores, cambios de planchas en el techo y en el piso, el equipo puede operar de manera segura y eficiente.

Es importante para Petroproducción que se puedan recuperar la mayoría de equipos mediante su reparación ya que el adquirir todo nuevo está fuera de todo alcance económico y racional.

CAPÍTULO 3

SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA PARA LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

3.1. ANTECEDENTES Y PROBLEMÁTICA

Los procesos actuales llevados a cabo en la Estación Shushufindi Central involucran la separación crudo-gas, deshidratación de crudo, producción de crudo, gas y agua y reinyección de agua a pozos.

La infraestructura existente en dicha estación presentan un alto nivel de obsolescencia (más de 30 años de servicio en la mayoría de los equipos), se encuentra dispersa en un área relativamente grande y fueron diseñadas y construidas bajo la base de producción de crudo con cantidades de agua relativamente bajas, además se le han incorporado nuevos pozos (aumento de producción) manteniendo la misma infraestructura.

A lo largo de estos 30 años en el Área de Shushufindi, operada actualmente por Petroproducción, hay factores que han originado problemas operacionales y ambientales tales como:

- La cantidad de agua producida por los pozos se ha venido incrementando, pudiendo alcanzar niveles importantes que pueden colapsar la capacidad de deshidratación; paralelamente, la producción de crudo tiende a disminuir.

- Falta de control de las variables de procesos ya que el proceso de producción en la mayoría de las estaciones es controlado manualmente.
- Frecuentemente el crudo proveniente de cada una de las estaciones llega a la Estación Central de Recolección y Despacho (SSFD Central), con un BSW superior a 0,3 %, por lo tanto requieren los tanques de oleoducto a Lago Agrio ser drenados continuamente por el agua decantada en ellos.
- Frecuentes intervenciones de mantenimiento, ocasionando elevados costos de operación y/o paros de producción.
- Mayor riesgo en las operaciones, por obsolescencia y mal estado de las instalaciones.
- Corrientes mal direccionadas a procesos de la estación que ocasiona problemas operacionales y afectan la calidad del producto (corrientes de sumideros enviadas a los tanques de lavado sin tratamiento físico-químico y/o térmico alguno).
- Contaminación por trazas de crudo, aceites lubricantes en muchas estaciones por inadecuados sistemas de drenajes.

En base a la información recolectada y detallada en el Capítulo 2 y con el fin de poder formular la propuesta más conveniente a los intereses de Petroproducción, se tienen claros los objetivos de:

- Maximizar el uso de equipos existentes.
- Minimizar los problemas operativos derivados de operaciones deficientes.

Entre la información relevante conseguida se tienen las características de los equipos para poder evaluar su aplicabilidad en la propuesta a ser presentada desde el punto de vista de procesos, así como su estado mecánico actual que garantice que el equipo sirve cabalmente para el propósito requerido.

Se plantea en este Capítulo el esquema a utilizar en la estación para el manejo de las corrientes de proceso.

3.2. CRITERIOS Y BASES PARA LA EVALUACIÓN

Para poder optimizar las facilidades de producción se requerirá tener en cuenta los siguientes criterios generales:

- Máxima seguridad de las operaciones.
- Máxima operabilidad y simplicidad de diseño, construcción y operación.
- Mínimo impacto ambiental y afectación a terceros.
- Mínimos costos de inversión, de operación y de mantenimiento.
- Las facilidades serán diseñadas con una flexibilidad operacional tal que permita evitar el cierre de producción y la parada total de las estaciones en caso de presentarse fallas puntuales en los sistemas.

Para realizar la evaluación es necesario tener en cuenta parámetros sumamente importantes que tienen que ver con las propiedades y características del fluido que va a ser procesado en la estación.

En la tabla 3.1 se detallan dichas propiedades y características.

Tabla 3.1: Propiedades y Características del fluido a ser procesado en la Estación.

Presión de Operación [psi]	35.0
Temperatura de Operación [°F]	105.0
API	28.6
Gravedad Especifica del Petróleo	0.8838
Densidad del Petróleo [lb/PC]	55.2
Viscosidad del Petróleo @ C.O. [cp]	10.96
Diámetro de la Partícula [um]	155
Gravedad Especifica del gas	1.236
Densidad del Gas [lb/PC]	0.169
Factor de Compresibilidad del gas [z]	0.9918
Viscosidad del gas [cp]	0.0110
Peso Molecular del Gas [lb/lb-mol]	32.0000
Salinidad [ppm CL]	25800.0
Gravedad Especifica del Agua	1.044
Densidad del Agua [lb/PC]	65.16
Viscosidad del Agua @ C.O. [cp]	0.65

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

En base a los Historiales de Producción que se presentaron en el Capítulo 1, el Departamento de Yacimientos de Petroproducción realiza un pronóstico de producción (2009-2028),

Tabla 3.2: Pronóstico de Producción Semestral de la Estación Shushufindi Central (2009-2028).

ESTACIÓN SHUSHUFINDI CENTRAL					
FECHA	BPPD	BAPD	BFPD	MPCSD	BSW
Sem 1-09	10728	19621	30349	4966	64.65
Sem 2-09	10480	19608	30088	4849	65.17
Sem 1-10	10169	18731	28900	4663	64.81
Sem 2-10	10553	18596	29149	4763	63.80
Sem 1-11	10861	18038	28899	4808	62.42
Sem 2-11	11498	18322	29820	5007	61.44
Sem 1-12	11144	18481	29625	4852	62.38
Sem 2-12	11101	19200	30301	4834	63.36
Sem 1-13	10843	19651	30494	4722	64.44
Sem 2-13	10878	20713	31591	4737	65.57
Sem 1-14	10585	21224	31809	4609	66.72
Sem 2-14	10618	22486	33104	4624	67.93
Sem 1-15	10575	23738	34313	4605	69.18
Sem 2-15	10349	24241	34590	4507	70.08
Sem 1-16	10253	25090	35343	4465	70.99
Sem 2-16	10023	25656	35679	4364	71.91
Sem 1-17	9912	26586	36498	4317	72.84
Sem 2-17	9676	27242	36918	4213	73.79

FECHA	BPPD	BAPD	BFPD	MPCSD	BSW
Sem 1-18	9553	28289	37842	4161	74.76
Sem 2-18	9314	29078	38392	4056	75.74
Sem 1-19	9179	30297	39476	3997	76.75
Sem 2-19	8937	31296	40233	3892	77.79
Sem 1-20	8790	32789	41579	3827	78.86
Sem 2-20	8547	32990	41537	3722	79.42
Sem 1-21	8235	32918	41153	3586	79.99
Sem 2-21	7795	32288	40083	3394	80.55
Sem 1-22	7376	31697	39073	3213	81.12
Sem 2-22	6982	31282	38264	3041	81.75
Sem 1-23	6609	30909	37518	2878	82.38
Sem 2-23	6255	30581	36836	2724	83.02
Sem 1-24	5921	30300	36221	2578	83.65
Sem 2-24	5603	30070	35673	2440	84.29
Sem 1-25	5304	29891	35195	2310	84.93
Sem 2-25	5020	29771	34791	2186	85.57
Sem 1-26	4751	29568	34319	2069	86.16
Sem 2-26	4497	29436	33933	1959	86.75
Sem 1-27	4257	29378	33635	1854	87.34
Sem 2-27	4028	29408	33436	1755	87.95
Sem 1-28	3813	29537	33350	1661	88.57
Sem 2-28	3610	29782	33392	1572	89.19

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

En la Tabla 3.3 se detallan los valores máximos de fluido que la Estación Shushufindi Central tendrá que manejar.

Tabla 3.3: Pronóstico de los valores máximos a ser manejados en la Estación Shushufindi Central (2009-2028).

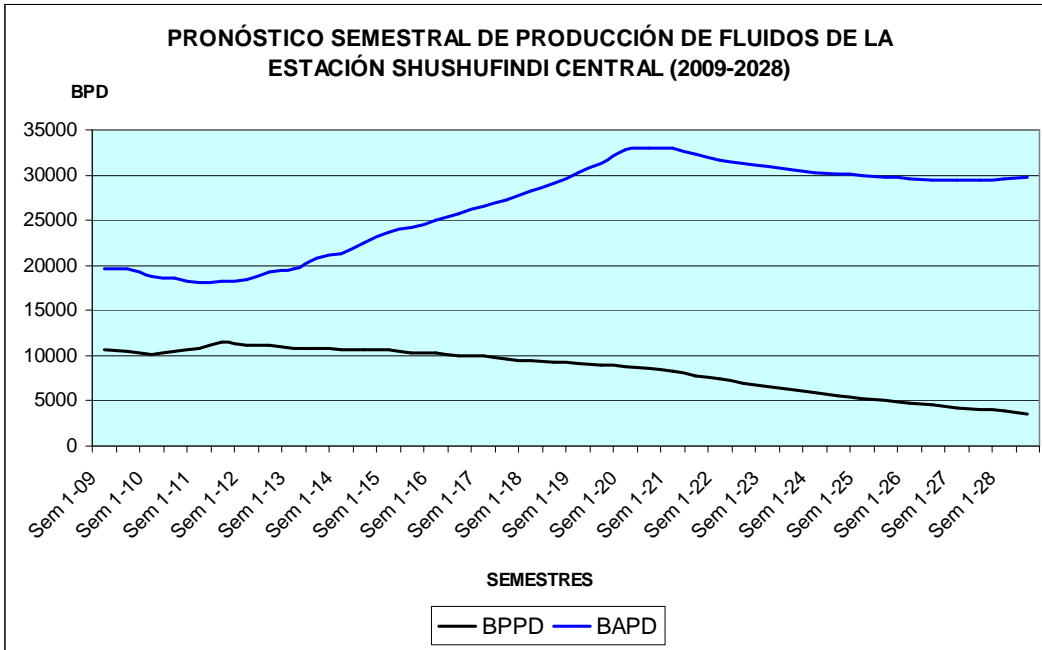
Caudal de Gas [MMPCS/día]	5.96
Caudal de Agua [BAPD]	39600
Caudal de Petróleo [BPPD]	13800

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

Los valores máximos considerados en Tabla 3.3 manejan un margen de seguridad del 20%.

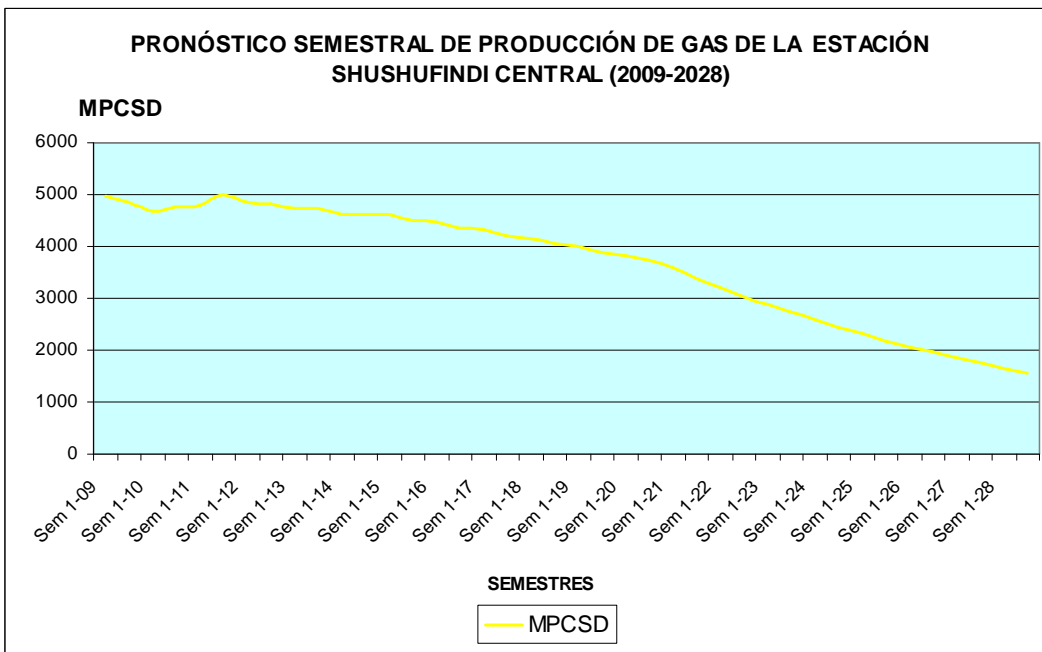
Figura 3.1: Pronóstico Semestral de Producción de Fluidos de la Estación Shushufindi Central (2009-2028).



Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

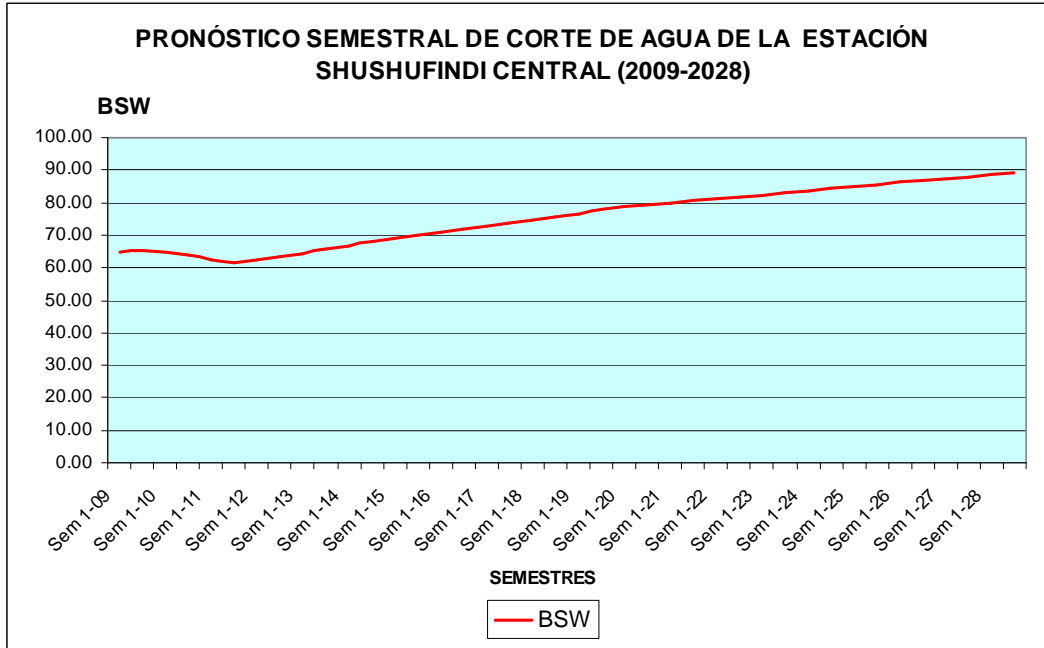
Figura 3.2: Pronóstico Semestral de Producción de Gas de la Estación Shushufindi Central (2009-2028).



Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

Figura 3.3: Pronóstico Semestral de Corte de Agua de la Estación Shushufindi Central (2009-2028).



Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

3.3. OPTIMIZACIÓN

3.3.1. CÁLCULO DE CAPACIDADES DEL FWKO

En base a la evaluación mecánica del Capítulo 2 el proceso de optimización, comenzará con la determinación de la capacidad de manejo de gas y líquido del FWKO, teniendo en cuenta que este separador necesariamente deberá trabajar de manera trifásica porque como se aprecia en la Figura 3.3, el corte de agua de la Estación aumentará de manera acelerada y parte de la optimización es simplificar el proceso de tratamiento de crudo.

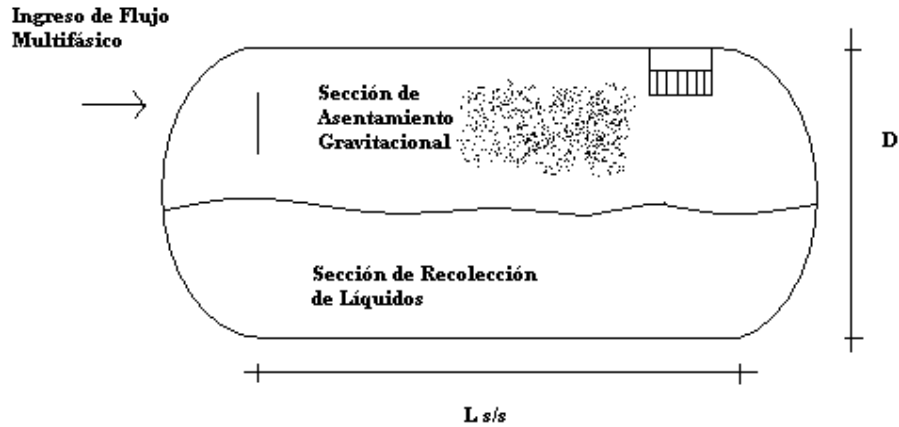
En la Tabla 3.4 se detallan las dimensiones del FWKO, que son la base para el cálculo de sus capacidades.

Tabla 3.4: Dimensiones del FWKO.

EQUIPO	V-021
Diámetro [pulg]	126
Longitud S/S [ft]	42

Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide

Figura 3.4: Secciones de un Separador.



Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide

3.3.1.1. Capacidad de Manejo de Gas

Para separadores trifásicos horizontales según la Relación de Slenderness en cuanto al gas tenemos:

$$L s / s = L_{eff} + \frac{D}{12} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

$L s / s$ = Longitud de costura a costura [ft]

L_{eff} = Longitud efectiva del separador [ft]

Reemplazando los datos de la Tabla 3.4 en la Ec. 3.1 tenemos que:

$Leff = 31.5 \text{ ft}$

Para el manejo de gas tenemos:

$$D * Leff = 420 \left(\frac{T * z * Q_g}{P} \right) * K \quad (\text{Ec. 3.2})$$

$$K = \left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} * \frac{Cd}{dm} \right)^{1/2} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde:

Q_g = Caudal de gas que puede manejar el separador [MMPCS/día].

D = Diámetro del separador [pulg].

$Leff$ = Longitud efectiva del separador [ft].

P = Presión de operación del separador [psi].

T = Temperatura de operación del separador [°R].

z = Factor de desviación del gas.

ρ_g = Densidad del gas [lb/PC].

ρ_l = Densidad del petróleo [lb/PC].

dm = Diámetro de la partícula de petróleo [μm].

Cd = Coeficiente de arrastre, se asume un valor de 0.34.

La Ec. 3.2 y sus derivaciones se utilizan en la zona de asentamiento gravitacional; los datos necesarios para realizar este cálculo y todos los que prosiguen a lo largo del Capítulo 3 se encuentran en la Tabla 3.1

Reemplazando los datos de la Tabla 3.4 en la Ec. 3.2 tenemos que:

$$Q_g = 227.42 \text{ MMPCS/día}$$

El valor obtenido de $Q_g = 227.42$ MMPCS/día es mucho mayor que el valor máximo de gas que se espera maneje la estación, calculado en base al pronóstico de producción presentado en la Tabla 3.3, razón por la cual el FWKO que se tiene es capaz de trabajar en condiciones óptimas con este flujo de gas.

3.3.1.2. Capacidad de Manejo de Líquidos

Para separadores trifásicos horizontales según la Relación de Slenderness en cuanto al líquido gas tenemos:

$$L_s / s = \frac{4}{3} L_{eff} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Donde:

L_s/s = Longitud de costura a costura [ft]

L_{eff} = Longitud efectiva del separador [ft]

Reemplazando los datos de la Tabla 3.4 en la Ec. 3.4 tenemos que:

$$L_{eff} = 31.5 \text{ ft}$$

Para el manejo de líquidos tenemos:

$$D^2 * L_{eff} = 1.42 tr (Q_o + Q_w) \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Donde:

D = Diámetro del separador [pulg].

L_{eff} = Longitud efectiva del separador [ft].

tr = Tiempo de retención [min].

Q_o = Caudal de petróleo que puede manejar el separador [bls/día].

Q_w = Caudal de agua que puede manejar el separador [bls/día].

La experiencia de campo demuestra que para crudos de grado API del orden de 28 y características que va a manejar la Estación Shushufindi Central, un tiempo de retención de 5 minutos trabaja de manera óptima, este tiempo se mantendrá a lo largo de todos los cálculos.

La Ec. 3.5 y sus derivaciones se utilizan en la zona de asentamiento gravitacional.

Reemplazando los datos de la Tabla 3.4 en la Ec. 3.5 tenemos que:

$$Q_i = 70435.77 \text{ bls/día.}$$

El valor obtenido de $Q_i = 70435.77$ bls/día representa la suma de los caudales de agua y petróleo de la Ec. 3.5 y es mayor que el valor máximo de petróleo y agua que se espera maneje la estación calculado en base al pronóstico de producción presentado en la Tabla 3.3, razón por la cual el FWKO que se tiene es capaz de trabajar en condiciones óptimas con este flujo de líquido (agua+petróleo). El tiempo de retención real es mayor al tiempo de retención asumido, razón por la cual la separación de las fases resulta más eficiente.

3.3.2. DIMENSIONAMIENTO DEL SEPARADOR DE PRODUCCIÓN

Como se determinó en el punto anterior, el separador trifásico con el que cuenta la Estación Shushufindi Central es capaz de manejar el máximo de la producción esperada para gas y líquidos en el periodo 2009-2028.

Sin embargo, es necesario que la Estación cuente con otro separador de producción adicional ya que se puede dar el caso que el FWKO necesite reparación o sufra algún inconveniente, es por ello que como norma de seguridad y eficiencia para el proceso de tratamiento de crudo, se procede a realizar los cálculos para el dimensionamiento de otro separador de producción.

Debido al creciente BSW que se presenta hoy en día en la Estación y como se puede apreciar en los pronósticos que este factor siga aumentado, es necesario que el separador de producción que se va a incorporar sea también un separador trifásico (FWKO).

Este separador debe tener la capacidad de manejar el máximo de la producción esperada para la Estación (Tabla 3.3), de este modo si algún problema se presenta, se tiene un respaldo que permitirá la continua operación de la Estación sin ningún problema.

Ahora se conocen las capacidades que debe soportar el separador, es así que se va a realizar un proceso inverso al que se realizó en el punto anterior; partiendo de esas premisas, se van a calcular las dimensiones que debe tener el equipo.

3.3.2.1. Capacidad de Manejo de Gas

- Se calcula L_{eff} de la Ec. 3.2, usando los datos de la Tabla 3.1.
- Los valores del diámetro (D) se van asumiendo en múltiplos de 6", ya que en la Industria del Petróleo se ha tomado esta convención para su construcción. De esta manera para cada valor asumido de diámetro (D) se tiene un valor calculado de longitud efectiva (L_{eff}).
- Mediante la utilización de la Ec. 3.1 obtenemos el valor de la longitud de costura a costura (L_s/s).
- Para determinar cual de los valores calculados es el óptimo, se utiliza la relación que nos dice que el valor de la longitud de costura a costura (L_s/s [ft]) dividido para el valor del diámetro (D [ft]), debe estar en relación de 3 a 4 (Relación de Slenderness).

En la Tabla 3.5 se presentan los resultados obtenidos.

Tabla 3.5: Dimensiones del Separador Trifásico acorde al Manejo de Gas.

Capacidad para manejo de Gas			
D [pulg]	Leff [pies]	Ls/s [pies]	Ls/s / D
6	17.337	17.84	35.67
12	8.668	9.67	9.67
18	5.779	7.28	4.85
24	4.334	6.33	3.17
30	3.467	5.97	2.39
36	2.889	5.89	1.96
42	2.477	5.98	1.71
48	2.167	6.17	1.54
54	1.926	6.43	1.43
60	1.734	6.73	1.35

Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

Para el pico máximo de producción de gas esperado en la Estación Shushufindi Central se necesita un separador trifásico de 24" x 6.33' (D x L s/s)

3.3.2.2. Capacidad de Manejo de Líquidos

- Se calcula $Leff$ de la Ec. 3.5, usando los datos de la Tabla 3.1.
- Mediante la utilización de la Ec. 3.4 obtenemos el valor de la longitud de costura a costura (Ls/s).
- Para el cálculo, se procede igual que en el cálculo de la capacidad de manejo de gas, asumiendo valores de diámetro (D) y teniendo en cuenta la relación de 3 a 4 para los valores de L s/s / D.

En la Tabla 3.6 se presentan los resultados obtenidos.

Tabla 3.6: Dimensiones del Separador Trifásico acorde al Manejo de Líquido.

Capacidad para manejo de Líquidos			
D [pulg]	Leff [pies]	Ls/s [pies]	Ls/s / D
84	53.73	71.64	10.23
90	46.81	62.41	8.32
96	41.14	54.85	6.86
102	36.44	48.59	5.72
108	32.51	43.34	4.82
114	29.17	38.90	4.09
120	26.33	35.11	3.51
126	23.88	31.84	3.03
132	21.76	29.01	2.64
138	19.91	26.54	2.31

Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

Para el pico máximo de producción de agua y petróleo esperado en la Estación Shushufindi Central se necesita un separador trifásico de 120" x 35.11' (D x L s/s)

Debido a que la capacidad para manejo de líquido prevalece sobre la capacidad para manejo de gas; el separador trifásico se va a dimensionar en base a este factor.

Aunque el caudal máximo esperado de caudal de gas hasta el año 2028 es de 5.96 MMPCS/día, se recalculó este valor acorde a la capacidad real del separador, mediante la utilización de la Ec. 3.2.

A pesar de que las medidas de diámetro y longitud del separador de producción según los cálculos realizados es 120" x 35.11' (D x L s/s), se debe considerar el aspecto constructivo (Tamaños estandarizados de las láminas); por lo tanto, para facilitar la fabricación del separador, la medida de Ls/s será de 36'.

En la Tabla 3.7 se presentan las características que debe tener el nuevo separador.

Tabla 3.7: Dimensiones del Separador Trifásico.

Función	Separador de Producción
Tipo	Trifásico-Horizontal
Capacidad de Gas [MMPCS]	180.35
Capacidad de Petróleo [BF]	13800
Capacidad de Agua [BF]	39600
Diámetro [pulg]	120
Longitud S/S [ft]	36

Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

3.3.3. DIMENSIONAMIENTO DEL SEPARADOR DE PRUEBA

Petroproducción ha estandarizado la capacidad y tipo de los separadores de prueba con los que cuenta en sus Estaciones (5000 bls – bifásicos horizontales), motivo por el cual a continuación se procederán a realizar los cálculos teniendo en cuenta este particular.

3.3.3.1. Capacidad de Manejo de Gas

Sabiendo que la Estación Shushufindi Central maneja un GLR = 174 PCS/BF obtenido de la Tabla 2.3, podemos determinar la cantidad de gas que tendrá que manejar este separador de prueba.

$$Q_g = GLR * Q_L \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Donde:

Q_g = Caudal de gas que puede manejar el separador [MMPCS/día].

Q_L = Caudal de petróleo que puede manejar el separador [bls/día].

GLR = Relación Gas-Líquido [PCS/BF].

Por consiguiente tendríamos un $Q_g = 0.87$ MMPCS/día.

- Se utiliza la Ec. 3.2 que es aplicable también para separadores bifásicos.
- Tomando las mismas consideraciones anteriores para el manejo de gas se presenta en la Tabla 3.8 los resultados.

Tabla 3.8: Dimensiones del Separador de Prueba acorde al Manejo de Gas.

Capacidad para manejo de Gas			
D [pulg]	Leff	L s/s [pies]	L/D
6	2.531	3.03	6.06
12	1.265	2.27	2.27
18	0.844	2.34	1.56
24	0.633	2.63	1.32
30	0.506	3.01	1.20
36	0.422	3.42	1.14
42	0.362	3.86	1.10

Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

Para el manejo de gas esperado en el separador de prueba de la Estación Shushufindi Central se necesita un separador de 12" x 2.27' (D x L s/s)

3.3.3.2. Capacidad de Manejo de Líquidos

Sabiendo que la Estación Shushufindi Central maneja un $Q_l = 5000$ BF/día en el separador de prueba, a continuación se presenta la ecuación que rige el manejo de fluidos para un separador bifásico-horizontal.

$$Leff * D^2 = \frac{tr * Q_l}{0.7} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

- La longitud de costura a costura se calcula de igual manera con la Ec. 3.4
- Tomando las mismas consideraciones anteriores para el manejo de líquidos se presenta en la Tabla 3.9 los resultados.

Tabla 3.9: Dimensiones del Separador de Prueba acorde al Manejo de Líquidos.

Capacidad para manejo de Líquidos			
D [pulg]	Leff	L s/s [pies]	L/D
36	27.56	36.74	12.25
42	20.25	26.99	7.71
48	15.50	20.67	5.17
54	12.25	16.33	3.63
60	9.92	13.23	2.65
66	8.20	10.93	1.99
72	6.89	9.19	1.53
78	5.87	7.83	1.20
84	5.06	6.75	0.96

Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

Para el manejo de líquidos esperado en el separador de prueba de la Estación Shushufindi Central se necesita un separador de 54" x 16.33' (D x L s/s)

Debido a que la capacidad para manejo de líquido prevalece sobre la capacidad para manejo de gas; el separador de prueba se va a dimensionar en base a este factor.

Mediante la utilización de la Ec. 3.2, se determinó la capacidad para manejo de gas acorde a las dimensiones de construcción del separador de prueba.

A pesar de que las medidas de diámetro y longitud del separador de prueba según los cálculos realizados es 54" x 16.33' (D x L s/s), se debe considerar el aspecto constructivo (Tamaños estandarizados de las láminas); por lo tanto, para facilitar la fabricación del separador, la medida de Ls/s será de 18'.

En la Tabla 3.10 se presentan las características que debe tener el nuevo separador.

Tabla 3.10: Dimensiones del Separador de Prueba.

Función	Separador de Prueba
Tipo	Bifásico-Horizontal
Capacidad de Gas [MMPCS]	37.9
Capacidad de Líquidos [bls]	5000
Diámetro [pulg]	54
Longitud S/S [ft]	18

Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

3.3.4. TANQUES

En base a la evaluación mecánica presentada en Capítulo 2 se llegó a la conclusión de que por la poca corrosión presentada en el área total externa, los tanques se iban a someter a un proceso de reparación.

El fin de la optimización es tratar de reutilizar la mayor cantidad de equipos posibles y en base a los estudios realizados, a continuación se detallan los procesos a los cuales deben ser sometidos cada uno de los tanques para que su operabilidad sea óptima.

3.3.4.1. Tanque de Lavado

- La pintura del tanque se encuentra en mal estado por lo que es necesario programar la pintura para este equipo.
- Es necesario reparar el primer anillo, ya que presenta puntos de corrosión (pittings) y además algunas de las planchas poseen un espesor medido por debajo del espesor límite de retiro.
- El techo del tanque presenta puntos de corrosión por lo que es necesario cambiar algunas planchas.
- A pesar de que el fondo del tanque se encuentra en un estado aceptable, se procederá a cambiarlo como factor de prevención, ya que

el mismo podría terminar su tiempo de operabilidad en unos pocos años más.

3.3.4.2. Tanque de Estabilización (Surge Tank)

- La pintura del tanque se encuentra en buen estado por lo que no es necesario programar la pintura para este equipo.
- Se debe reparar el primer anillo, ya que presenta puntos de corrosión (pittings) y además algunas de las planchas poseen un espesor medido por debajo del espesor límite de retiro.
- El techo del tanque presenta puntos de corrosión por lo que es necesario cambiar algunas planchas.
- El fondo del tanque se encuentra en mal estado por lo que es necesario cambiarlo.

3.3.4.3. Tanque de Oleoducto

- La pintura del tanque se encuentra en buen estado por lo que no es necesario programar la pintura para este equipo.
- Es necesario reparar el primer anillo, ya que presenta puntos de corrosión (pittings) y además algunas de las planchas poseen un espesor medido por debajo del espesor límite de retiro.
- El techo del tanque presenta puntos de corrosión por lo que es necesario cambiar algunas planchas.
- El fondo del tanque se encuentra en mal estado por lo que es necesario cambiarlo.

Tabla 3.11: Porcentaje del área a ser Cambiado en cada uno de los Segmentos.

Tanque	Primer Anillo [%]	Techo [%]	Fondo [%]
T-030	100	40	100
T-031	60	30	100
T-032	40	30	100

Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL PROYECTO

4.1. ANÁLISIS TÉCNICO

Desde el punto de vista técnico, la optimización que se plantea para mejorar las condiciones de la Estación Shushufindi Central es viable, puesto que se está recuperando una gran parte de los equipos de superficie; por supuesto teniendo en consideración las condiciones presentadas en la evaluación mecánica.

Con el esquema que se propone, que constaría de 1 separador de prueba (nuevo) y 2 separadores de producción trifásicos (uno nuevo y el otro ya existente) y en los pronósticos de producción hasta el 2028 presentados el Capítulo 3, la Estación funcionaría sin ningún problema, inclusive estaría preparada para hacer frente a cualquier problema que se presente puesto que ambos separadores (producción) pueden manejar individualmente la máxima cantidad de fluido esperada; es decir, de ser necesaria alguna reparación, el funcionamiento de la instalaciones no se vería afectado.

El hecho de utilizar separadores trifásicos presenta una enorme ventaja ya que el corte de agua está aumentando a pasos agigantados, y este tipo de equipos resultan muy eficientes para este tipo de trabajos.

Los tanques que van a operar (lavado, estabilización y oleoducto) con las reparaciones programadas podrán funcionar perfectamente dando seguridad y eficiencia al proceso.

4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO

Para realizar el análisis económico del proyecto se presentan los costos de los equipos a ser adquiridos y de las reparaciones que se necesitan realizar; además se presenta un cronograma de los gastos a realizarse.

4.2.1. COSTOS

4.2.1.1. Costos para la construcción del Separador de Producción (FWKO).

A continuación se presentan cada uno de los rubros que son considerados para la construcción de un Separador de Producción Trifásico (FWKO)

Materiales

- Láminas de acero para el cuerpo del separador.
- Tapas semielípticas.

Partes, Accesorios y Suministros

- Accesorios mecánicos (válvulas, pernos, medidores de flujo, medidores de temperatura, presión).
- Accesorios eléctricos/instrumentación (sensores, control interfase, cables, transmisores, interruptores, indicadores).
- Tubería de 6", 8", 10", 12", 14" para descarga de agua.

- Extractor de neblina.
- Plato vertedero ajustable.
- Bafle rompedor de fluido.
- Pintura interna y externa.

Mano de obra

- Ingeniería (diseño, dibujo).
- Producción (taller, torno, soldadura).
- Obras civiles.

Servicio de terceros

- Transporte, instalación, interconexión y pruebas.
- Equipos de montaje (eléctrico y mecánico).

Costos indirectos

- Tarifa de horas de trabajo diario por cada hombre (ingenieros, pintores, soldadores, torneros, etc).

Otros costos

- Margen de utilidad y comisión en venta.

Tabla 4.1: Detalle de los costos para la construcción de un Separador Trifásico.

DETALLE	COSTO (USD/kg)
Materiales	0.97
Partes, Accesorios y Suministros	7.91
Mano de obra	0.58
Servicio de terceros	0.44
Costos indirectos	0.48
Otros costos	1.62
COSTO TOTAL	12.00

Fuente: Departamento de Proyectos Especiales, Petroproducción.
Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

4.2.1.2. Costos para la construcción del Separador de Prueba.

Los rubros considerados para la construcción de un Separador de Prueba son exactamente los mismos que para la construcción de un FWKO.

El desglose de costos que intervienen en la construcción de separadores bifásicos es similar al desglose para un separador trifásico, con la única diferencia de que un separador bifásico utiliza menor cantidad de accesorios mecánicos y eléctricos, arrojando un costo por kg igual a 4.00 USD, en el rubro de partes accesorios y suministros.

Tabla 4.2: Detalle de los costos para la construcción de un Separador de Prueba.

DETALLE	COSTO (USD/kg)
Materiales	0.97
Partes, Accesorios y Suministros	4.00
Mano de obra	0.58
Servicio de terceros	0.44
Costos indirectos	0.48
Otros costos	1.62
COSTO TOTAL	8.09

Fuente: Departamento de Proyectos Especiales, Petroproducción.
Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

4.2.1.3. Costos para la Reparación del Separador de Producción Existente.

Para la reparación de un separador se toman en consideración los mismos costos, pero es importante tener en cuenta que los accesorios, partes y suministros en su gran mayoría se pueden recuperar, de esta manera y según la información suministrada por Petroproducción, este rubro toma un valor promedio de 1.60 USD por kg.

Tabla 4.3: Detalle de los costos para la reparación de un Separador Trifásico.

DETALLE	COSTO (USD/kg)
Materiales	0.97
Partes, Accesorios y Suministros	1.60
Mano de obra	0.58
Servicio de terceros	0.44
Costos indirectos	0.48
Otros costos	1.62
COSTO TOTAL	5.69

Fuente: Departamento de Proyectos Especiales, Petroproducción.
Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

4.2.1.4. Costos para la Reparación de los Recipientes de Presión Atmosférica.

A continuación se presentan cada uno de los rubros que son considerados para la reparación de los Tanques (Lavado, Estabilización y Oleoducto) que se encuentran en la Estación Shushufindi Central

Tabla 4.4: Detalle de los costos para la reparación de los Recipientes Atmosféricos.

DESCRIPCION	UNID.	COSTO UNIT IVA 0%	COSTO UNIT IVA 12%
TRABAJOS DE INSTALACION Y SOLDADURA			
TECHO DE 3/16"	M2	19.72	22.09
FONDO DE 5/16"	M2	20.13	22.55
SUMIDEROS, MANHOLES Y OLLAS DE VENTEO DE 5/16"	U	233.06	261.03
COLUMNAS ESTRUCTURALES	KG	0.81	0.91
BASES DE COLUMNAS	KG	0.78	0.87
PERFILES ESTRUCTURALES INTERNOS	KG	0.81	0.91
BAFFLES DE 1/8"	M2	5.22	5.85
BAFFLES DE 1/4"	M2	7.85	8.79
CAMBIO DE ANILLOS			
1° ANILLO DE 1/2"	M2	34.42	38.55
ANILLOS RESTANTES DE 1/4" Y 5/16"	M2	17.41	19.50
MONTAJE Y SOLDADURA DE LINEAS DE PRODUCTO, VENTEO Y SCI.			
DIAMETRO 4" Y 6" STD	ML	9.96	11.16
DIAMETRO 8" Y 10" STD	ML	10.93	12.24
DIAMETRO 12" SCH.40	ML	12.08	13.53
DIAMETRO 16" SCH.40	ML	15.52	17.38
DIAMETRO 24" SCH.40	ML	17.12	19.17
CAMBIO DE VALVULAS DE SERIE 150 #			
DIAMETRO 2" Y 4"	U	15.19	17.01
DIAMETRO 6" Y 8"	U	18.23	20.42
DIAMETRO 10" Y 12"	U	23.12	25.89
DIAMETRO 16" Y 18"	U	30.38	34.03
OTROS			
PLATINAS DE TECHO DE 2" x 1/4" X 6 M	U	16.37	18.33
ANGULO DE TOPE 1/4"X2"X2"X6 M	U	61.50	68.88
BAJANTES DE TECHO	U	24.38	27.31
INSTALACION DE ORIFICIO PARA ANODOS (PROTECC. CATÓDICA)	U	25.80	28.90
SUELDA LINEAL	ML	14.00	15.68
TRABAJOS DE PARCHES Y SOLDADURA			
PARCHE DE 1/4" (EN TECHO, FONDO Y PRIMER ANILLO)	M2	8.84	9.90
PARCHE DE 1/4" (A PARTIR DEL SEGUNDO ANILLO)	M2	10	12
TRABAJOS DE LIMPIEZA Y PINTURA			
TECHO Y PARED EXTERIOR (INCLUYE ACCESORIOS Y ESCALERAS EXTERNAS)	M2	19.45	21.78
TECHO, FONDO Y PARED INTERIOR (INCLUYE SUMIDEROS, BAFFLES, ACCESORIOS Y ESCALERAS INT.)	M2	23.35	26.15
PERFILES ESTRUCTURALES INTERNOS	ML	22	25

DESCRIPCION	UNID.	COSTO UNIT IVA 0%	COSTO UNIT IVA 12%
TUBERIA			
DIÁMETRO DE 4" Y 6"	ML	17.94	20.09
DIÁMETRO DE 8"	ML	18.46	20.68
DIÁMETRO DE 10"	ML	19.24	21.55
DIÁMETRO DE 12"	ML	20.07	22.48
DIÁMETROS DE 16" A 24"	ML	21.98	24.62
SANDBLASTING GENERAL PARA SUPERFICIES	M2	9	10
SANBLASTING GENERAL PARA ESTRUCTURAS	M2	7	8
TRABAJOS DE PRUEBAS Y OTROS			
PRUEBA AL VACÍO	ML	1.49	1.67
PRUEBA HIDROSTÁTICA	M3	1.30	1.46
CAMBIO DE COLCHÓN DE ARENA	M3	26.06	29.19
PREFABRICACIÓN Y ROLADO DE LÁMINAS	KG	0.53	0.59
DESALOJO DE SEDIMENTOS	M3	185	207
TRATAMIENTO DE SEDIMENTOS	M3	185	207
GAMAGRAFIA			
SUMINISTRO DE MATERIALES			
LÁMINAS DE ACERO, CALIDAD A-36/A-283-C	KG	1.88	2.11
PERFILES DE ACERO, CALIDAD ASTM A-36	KG	1.88	2.11

Fuente: Departamento de Proyectos Especiales, Petroproducción.
Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

Tabla 4.5: Costos de Reparación de los Tanques Atmosféricos de la Estación Shushufindi Central.

DESCRIPCIÓN	COSTOS		
	T-030	T-031	T-032
TRABAJOS DE INSTALACIÓN Y SOLDADURA	38482.42	35421	59796
CAMBIO DE ANILLOS	8211.17	10356.01	13410.86
MONTAJE Y SOLDADURA DE LÍNEAS DE PRODUCTO, VENDEO Y SCI.	916.76	654.32	351.01
CAMBIO DE VÁLVULAS DE SERIE 150 #	269.56	200.72	211.71
OTROS	2665.36	2134.42	2234.96
TRABAJOS DE PARCHES Y SOLDADURA	378	225	240
TRABAJOS DE LIMPIEZA Y PINTURA	137616.48	165789.3	217808.81
TUBERÍA	2749.23	1234.6	748.54
TRABAJOS DE PRUEBAS Y OTROS	149973.17	135422	141425.15
SUMINISTRO DE MATERIALES	253414.88	231456.1	196561.27
TOTAL	594677.03	582893.4	632788.31

Fuente: Departamento de Proyectos Especiales, Petroproducción.
Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

A continuación se presenta el valor total de cada uno de los equipos que se deben adquirir y de los equipos que deben ser reparados para cumplir con la Optimización de la Estación Shushufindi Central.

Tabla 4.6: Costos de los Equipos necesarios para Optimizar la Estación Shushufindi Central.

Equipo	Razón	Costo
Separador de Prueba	Adquisición	95405
Separador Trifásico (FWKO)	Adquisición	321264
Separador Trifásico (FWKO Existente)	Reparación	25002
Tanque de Lavado	Reparación	594677.03
Tanque de Estabilización	Reparación	582893.4
Tanque de Oleoducto	Reparación	632788.31
		2'252029.74

Fuente: Departamento de Proyectos Especiales, Petroproducción.
Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

4.2.2. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

En la Tabla 4.7 se estima mensualmente mediante un cronograma de actividades la reparación de los tanques de la Estación Shushufindi Central.

Cabe recalcar que estos tiempos podrían variar dependiendo de la disponibilidad de instalaciones auxiliares, porcentaje de daño de los tanques, equipo humano, herramientas utilizadas, ubicación geográfica, necesidad de los equipos, entre otros.

Tabla 4.7: Cronograma de Actividades para la Reparación de Tanques.

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES PARA REPARACIÓN DE TANQUES						
ACTIVIDADES	Año					
	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6
Reparación de los Tanques	■	■	■	■	■	■
Instalaciones Provisionales	■	■				
Limpieza y Evacuación de Lodos del Tanque		■	■	■		
Retiro de Superficie y Estructura Dañada			■	■	■	
Prefabricación de Secciones a Cambiar	■	■	■	■	■	
Montaje de Secciones a Cambiar			■	■	■	
Pintura	■	■	■	■	■	■
Pruebas y Limpieza Final						■

Realizado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Luego de realizar la evaluación técnica de los equipos se concluye que para la optimización de las facilidades de producción de la Estación Shushufindi Central, es necesario reemplazar el Separador de Prueba (V-017) y los Separadores de Producción Bifásicos (V-018, V-019, V-020), puesto que todos estos equipos presentan una corrosión total de su área externa del orden del 40% lo que hace imposible su reparación, los espesores mínimos medidos en su planchas se acercan o ya están por debajo de los espesores mínimos de retiro; además presentan problemas de liqueos en sus válvulas y juntas, lo que hace riesgosa su operación y puede causar daños ambientales.
- El Separador de Producción Trifásico (V-021, que opera actualmente como bifásico) es susceptible a ser reparado puesto que presenta una corrosión total de su área externa del orden del 10%, los espesores mínimos medidos en su planchas sobrepasaron el espesor mínimo de retiro; sus válvulas y juntas no presentan problemas de liqueos lo que hace eficiente su operación.
- En base a la información sobre los pronósticos de producción proporcionada por Petroproducción y mediante la comprobación mediante cálculos, se concluye que el Separador Trifásico existente en la Estación puede manejar el total de la producción esperada hasta el 2028 la misma que es de 5.960 MMPCS de gas, 39600 BAPD y 13800 BOPD.

- A más del Separador Trifásico con el que cuenta la Estación Shushufindi Central, es necesario que se cuente con otro separador de igual manera trifásico que sea capaz de manejar el máximo de producción. Esto permitirá que en caso de que se presente algún problema o se necesite reparación del otro equipo, éste pueda permitir que la Estación continúe operando sin ningún problema; mediante los cálculos realizados en el Capítulo 3, se obtienen las dimensiones de este separador adicional que son de 120" x 36' (D x L).
- En el caso de los Separadores de Prueba, Petroproducción los ha estandarizado para que manejen 5000 BFPD, partiendo de esa premisa y para el fluido que va a ser procesado en la Estación Central, las medidas del mismo deberían ser de 54" x 18' (D x L).
- Para el caso de los tanques (Lavado T-030, Estabilización T-031 y Oleoducto T-032) en base a la información proporcionada por Petroproducción y mediante la evaluación mecánica de estos equipos, se concluye que son susceptibles a ser reparados; todos presentan una corrosión del área total susceptible de ser reparada, con la particularidad que en los tanques, esta zona crítica se da en el anillo inferior donde se asienta el agua de formación, por ello para que la optimización sea posible es importante recuperar la mayoría de equipos mediante su reparación.
- El costo total de la Optimización de las Instalaciones de Superficie para la Estación Shushufindi Central es de USD 2'252029.74
- Con la propuesta presentada se garantiza la eficiencia y operabilidad de la Estación Shushufindi Central, y quizás, el factor más importante es la seguridad que brindará a sus operarios y la protección al medio ambiente, ya que no existirán fugas de materiales contaminantes de los equipos.

- A pesar de existir separadores que disponen de tecnologías de última generación, los separadores de Petroproducción tienen accesorios de buena tecnología, suficientes como para trabajar eficientemente y manejar todas las variables usadas en ingeniería.
- Cabe recalcar que la optimización de las facilidades de producción de la Estación Shushufindi Central no derivan en un incremento de producción, por lo que un análisis económico en el que se incluyan ingresos no es aplicable. Sin embargo, la optimización genera seguridad ambiental y operacional. Si existiese un daño al ambiente, los costos que tendría que desembolsar Petroproducción serían enormes. Eventualmente, éstos podrían incluso ser iguales o mayores a los costos de la optimización.

5.2. RECOMENDACIONES

- Es importante que Petroproducción implemente una política de evaluación continua de sus equipos, ya que la información técnica que se tiene es muy limitada.
- Los equipos nuevos y reparados deben ser sometidos continuamente a un programa de mantenimiento preventivo y correctivo; de esta manera se asegura que la vida útil del equipo se extienda y no presente problemas en su operación.
- El aumento del corte de agua en el Campo Shushufindi Aguarico es dramático, para el año 2028 la Estación Shushufindi Central tendrá que soportar un BSW cercano al 90%, motivo por el cual es indispensable que Petroproducción implemente una política para tratar y reinyectar el agua de formación.

- Los equipos con los que cuenta la Estación Central no poseen un sistema de control y automatización de los procesos; es importante que la Empresa Estatal realice estudios sobre la implementación de sistemas de control capaces de controlar las variables del proceso y los equipos de manera automática.
- Se recomienda que Petroproducción realice estudios posteriores de factibilidad de instrumentación de última tecnología, de tal manera que se puedan manejar las variables de ingeniería más eficientemente.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **ARCHIVO TÉCNICO, PETROPRODUCCIÓN - QUITO:** Carpeta de cada pozo campo Shushufindi, ítems: 6 (Reacondicionamientos) ,7 (Solicitud de Perforación, Sumarios de Perforación y Completación, Diagramas, Programas, Reportes y Correspondencia), 8 (Resultado de Pruebas, Análisis de fluido y gas, Temperatura y Presiones de Fondo).
2. **BABY, PATRICE. RIVADENEIRA, MARCO. (2004).** La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Octubre.
3. **CRAFT B. C Y HAWKINS M. F. (1968).** Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos.
4. **OCHOA MORENO, JOSÉ. (2001).** Petroproducción. Subgerencia de Exploración y Desarrollo. Estudio Integral de Yacimientos “Campo Shushufindi Aguarico”. Agosto.
5. **PETROPRODUCCIÓN, SUBGERENCIA DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO.** Centro de Investigaciones Geológicas.
6. **PETROPRODUCCIÓN - SUBGERENCIA DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO (1995).** Información General - Campo Shushufindi Aguarico. Marzo.
7. **PETROPRODUCCIÓN - SUBGERENCIA DE OPERACIONES. (2006).** Diagnóstico de Producción Área Shushufindi. Diciembre.
8. **VERDESOTO, CALOS. PETROPRODUCCIÓN - DNH.** Estimación de Reservas de petróleo crudo y gas del País al 31 de Diciembre de 2007.

ABREVIATURAS

API: American Petroleum Institute.

Bls: Barriles

BF: Barriles Fiscales.

BPPD: Barriles de Petróleo por Día.

BAPD: Barriles de Agua por Día.

BFPD: Barriles de Fluido por Día.

BSW: Basic Sediments and water.

Cp: Centipoise.

D: Diámetro.

Ft: Pies.

GOR: Gas Oil Relation.

GLR: Gas Liquid Relation.

Leff: Longitud Efectiva.

Ls/s: Longitud de Costura a Costura.

MD: Measured depth.

PCS: Pies Cúbicos Standar.

Pulg: Pulgadas.

PSI: Pound per square inch.

PVT: Presión Volumen Temperatura.

TVD: Total vertical depth.

UTM: Universal Transverse Mercator.

Vsh: Volumen de arcilla.

ANEXOS

CAPÍTULO 1

Anexo 1.1: Topes y Bases del Campo Shushufindi Aguatico.

POZOS EN PRODUCCIÓN CAMPO SHUSHUFINDI AGUARICO

POZO				ARENA BT		ARENA U		ARENA T	
				MD [ft]		MD [ft]		MD [ft]	
				TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE
1	SSF	1				8903.00	9075.00	9145.00	9313.00
2	SSF	2				8834.00	9005.00	9104.00	9300.00
3	SSF	9				8830.00	9025.00	9093.00	9269.00
4	SSF	11				9042.00	9158.82	9285.00	9354.14
5	SSF	12	B			9033.00	9210.00	9281.00	9461.00
6	SSF	14				8948.00	9068.12	9174.00	9245.51
7	SSF	17				9044.00	9205.00	9271.00	9460.00
8	SSF	19				8889.00	9080.00	9141.00	9310.50
9	SSF	20	B	8283.95	8290.45	8964.00	9107.50	9214.00	9372.00
10	SSF	22	B			8982.00	9150.00	9220.00	9410.00
11	SSF	23		8260.00	8270.85	8965.00	9124.00	9203.00	9389.00
12	SSF	24				9054.00	9242.50	9338.00	9530.00
13	SSF	26		8282.42	8229.42	8971.00	9150.00	9240.00	9417.00
14	SSF	27				9132.00	9264.50	9385.00	9574.50
15	SSF	28				9006.00	9065.51	9231.00	9333.50
16	SSF	35				9158.00	9336.00	9433.00	9604.00
17	SSF	36				8950.00	9065.34	9190.00	9249.17
18	SSF	41				9152.00	9223.79	9422.00	9484.58
19	SSF	42	B	8274.77	8284.27	8940.00	9104.50	9177.00	9353.00
20	SSF	43				8920.00	9104.50	9178.00	9321.50
21	SSF	45	B			8880.00	9040.00	9150.00	9340.00
22	SSF	46				9030.00	9176.50	9243.00	9440.00
23	SSF	49				8934.00	9093.50	9158.00	9310.00
24	SSF	52	B	8388.66	8435.00	9071.92	9240.00	9277.00	9443.00
25	SSF	53		8404.11	8410.11	9050.00	9156.86	9280.00	9342.41
26	SSF	56				9042.45	9205.00	9270.00	9435.00
27	SSF	59		8360.88	8369.38	8991.81	9147.50	9218.00	9380.50
28	SSF	61				8945.00	9105.00	9210.00	9402.00
29	SSF	62	B			8984.79	9153.00	9220.00	9384.50
30	SSF	63		8304.21	8315.21	8944.00	9122.50	9182.00	9338.00
31	SSF	64				8978.00	9158.00	9218.00	9386.50
32	SSF	65				8916.00	9060.50	9170.00	9330.00
33	SSF	66				8909.00	9065.50	9130.00	9282.00
34	SSF	67				8875.00	9055.00	9140.00	9318.50
35	SSF	68		8286.17	8292.17	8963.00	9117.00	9241.00	9420.00
36	SSF	69				9032.00	9214.00	9300.00	9486.50
37	SSF	70		8364.93	8381.43	9027.00	9177.00	9243.00	9380.00
38	SSF	71		8383.93	8392.68	9020.91	9184.50	9244.00	9396.00
39	SSF	72		8285.24	8300.00	8946.00	9110.00	9183.00	9350.00
40	SSF	73				8924.00	9121.00	9180.00	9372.00
41	SSF	74				8963.00	9100.00	9201.00	9366.00
42	SSF	75		8236.10	8253.50	8898.00	9060.00	9160.00	9358.00
43	SSF	76		8386.12	8405.00	9013.85	9170.00	9240.00	9420.00
44	SSF	77		8246.20		8900.00	9071.50	9140.00	9300.00
45	SSF	78				8954.00	9115.50	9184.00	9336.00
46	SSF	79		8255.10	8280.50	8948.00	9143.00	9234.00	9402.00

POZO				ARENA BT		ARENA U		ARENA T			
				MD [ft]		MD [ft]		MD [ft]			
				TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE		
47	SSF	80				8933.00	9075.50	9165.00	9350.00		
48	SSF	81				8956.00	9150.00	9214.00	9390.00		
49	SSF	82				8904.00	9054.50	9167.00	9350.00		
50	SSF	83				8596.21	9463.00	9549.28	9750.00		
51	SSF	84				8984.00	9150.00	9216.00	9407.50		
52	SSF	85				8974.00	9100.00	9210.00	9401.00		
53	SSF	86				8970.00	9140.00	9209.00	9390.00		
54	SSF	87				8958.00	9113.50	9187.00	9342.50		
55	SSF	88				8977.00	9137.00	9206.00	9367.00		
56	SSF	89				8973.00	9143.50	9214.00	9353.50		
57	SSF	90				8886.51	9000.00	9138.00	9301.50		
58	SSF	91		8218.00	8233.50	8833.00	9003.00	9082.00	9280.00		
59	SSF	92				8840.00	9000.00	9088.00	9272.00		
60	SSF	94		8332.21	8353.00	9025.00	9213.50	9302.00	9490.00		
61	SSF	95		8310.37	8327.87	9026.00	9154.50	9255.00	9436.50		
62	SSF	96	H			9848.62		10426.80			
63	SSF	98	D			9450.00	9538.00	9694.00	9756.00		
64	SSF	99		8316.50	8340.00	8944.00	9142.50	9240.00	9361.00		
65	SSF	101		8376.14	8425.50	9104.00	9267.00	9370.00	9550.00		
66	SSF	102	H			8851.00					
67	SSF	106	D			9306.14	9471.50	9558.20	9756.00		
68	SSF	107	D	N.D.							
69	SSF	108	D			9506.30	9670.50	9798.08	9850.00		
70	SSF	109	D				9621.00	10343.00			
71	SSF	111	D			9552.01	9720.00	9789.01	9960.50		
72	AGU	1		8546.09	8559.09	9139.00	9312.50	9370.00	9550.00		
73	AGU	3				9080.00	9191.77	9306.00	9358.05		

POZOS CERRADOS CAMPO SHUSHUFINDI AGUARICO

POZO				ARENA BT		ARENA U		ARENA T	
				MD [ft]		MD [ft]		MD [ft]	
				TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE
1	SSF	3				8995.00	9152.00	9223.00	9274.39
2	SSF	6	B			8870.00	9026.00	9142.00	9335.00
3	SSF	7				8876.00	9058.50	9148.98	9371.00
4	SSF	15	A			8904.00	9090.00	9150.00	9320.00
5	SSF	15	B			9050.00	9231.00	9294.00	9450.00
6	SSF	16				9041.00	9230.00	9293.00	9462.00
7	SSF	22	A	8269.34	8273.84	8984.00	9400.00	9200.00	9130.00
8	SSF	25		8261.12	8279.12	8938.00	9104.50	9203.08	9383.00
9	SSF	29		8350.00	8368.50	9080.00	9174.50	9288.00	9452.00
10	SSF	30				9118.00	9280.00	9350.00	9534.50
11	SSF	31		8343.56	8349.06	9006.00	9160.00	9240.00	9393.00
12	SSF	42	A			8939.00	9059.32	9177.00	9250.17
13	SSF	44				9003.00	9200.00	9270.00	9437.00
14	SSF	51		8400.28	8414.00	9060.00	9220.00	9286.00	9444.50
15	SSF	54		8373.31	8388.00	9017.58	9183.00	9247.00	9403.00

POZO				ARENA BT		ARENA U		ARENA T	
				MD [ft]		MD [ft]		MD [ft]	
				TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE
16	SSF	57		8415.21		9061.02	9200.50	9268.00	9430.00
17	SSF	58				9094.43	9250.00	9312.00	9494.50
18	SSF	60		8366.82	8373.32	8966.37	9132.00	9194.00	9370.00
19	SSF	105				9194.00	9380.00	9452.00	9641.50
20	SSF	110	D			9766.00	9860.50	10003.00	10117.50
21	AGU	2				9138.00	9316.00	9383.00	9526.00
22	AGU	5		8369.72	8379.72	9050.00	9180.00	9236.00	9402.00
23	AGU	8				9195.50	9280.00	9419.50	9503.00
24	AGU	9		8370.14	8377.64	9079.50	9174.50	9282.00	9393.50
25	AGU	10		8408.52	8412.02	9139.50	9202.50	9368.50	9421.00
26	CDZ	1	SE			9336.89	9486.82	9600.02	9665.72

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

AGU: Aguarico.

A: Pozo original

B: Pozo en reemplazo al original /perforado a pocos metros.

D: Direccional.

H: Horizontal.

MD: Profundidad medida.

N.D: No disponible

SE: Sur – Este.

SSF: Shushufindi.

**Anexo 1.2.: Resultados de los análisis PVT de las arenas BT, U y T del Campo Shushufindi
Aguarico**

PVT

POZO	ARENA	Pi [psi]	2940	T [F]	185
SSF-51	BT	Pb [psi]	870	GOR [PCS/BF]	187
		Boi [bl/BF]	1.1508	Bob [bl/BF]	1.1749
		Uoi [cp]	4.959	Densidad [gr/cc]	0.8103
		API	24	Uob [cp]	3.956

POZO	ARENA	Pi [psi]	3172	T [F]	220
SSF-27	U	Pb [psi]	960	GOR [PCS/BF]	141
		Boi [bl/BF]	1.1602	Bob [bl/BF]	1.1831
		Uoi [cp]	11.533	Densidad [gr/cc]	0.8371
		API	18	Uob [cp]	6.799

POZO	ARENA	Pi [psi]	3867	T [F]	215
SSF-41	Us+Ui	Pb [psi]	695	GOR [PCS/BF]	214
		Boi [bl/BF]	1.2664	Bob [bl/BF]	1.302
		Uoi [cp]	13.8	Densidad [gr/cc]	0.7389
		API	32	Uob [cp]	10

POZO	ARENA	Pi [psi]	2737	T [F]	217
SSF-82	G2	Pb [psi]	1140	GOR [PCS/BF]	320
		Boi [bl/BF]	1.2705	Bob [bl/BF]	1.3097
		Uoi [cp]	2.402	Densidad [gr/cc]	0.7396
		API	31	Uob [cp]	1.925

POZO	ARENA	Pi [psi]	N.R.	T [F]	220
SSF-87	U	Pb [psi]	1240	GOR [PCS/BF]	319
		Boi [bl/BF]	1.2722	Bob [bl/BF]	1.308
		Uoi [cp]	2.44	Densidad [gr/cc]	0.7417
		API	28	Uob [cp]	1.81

POZO	ARENA	Pi [psi]	N.R.	T [F]	218
SSF-88	Us+Ui	Pb [psi]	1190	GOR [PCS/BF]	263
		Boi [bl/BF]	1.2044	Bob [bl/BF]	1.2345
		Uoi [cp]	2.57	Densidad [gr/cc]	0.7797
		API	28	Uob [cp]	1.93

POZO	ARENA	Pi [psi]	N.R.	T [F]	221
SSF-68	T	Pb [psi]	970	GOR [PCS/BF]	304
		Boi [bl/BF]	1.2674	Bob [bl/BF]	1.2831
		Uoi [cp]	3.24	Densidad [gr/cc]	0.7402
		API	32	Uob [cp]	2.72

Fuente: Archivo Técnico. Petroproducción. Quito.
Elaborado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

CAPÍTULO 2

Anexo 2.1: Características del Fluido de Servicio para la Estación Shushufindi Central.

CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO DE SERVICIO		
ESTACIÓN SHUSHUFINDI CENTRAL		
PARÁMETRO	UNIDADES	VALOR
Dureza Total	ppm	5400
Alcalinidad Total	ppm (CaCO ₃)	845
Dureza Cálcica	ppm (Ca)	4200
Cloruros	ppm (Cl)	17062
CO₂	ppm	80
Hierro	ppm (Fe)	27.5
Sulfatos	ppm (SO ₄)	150
Dureza Magnésica	ppm (Mg)	1200
H₂S	ppm	0.2
PH Medido		6.58
Turbidez	NTU	5.87
Sst	ppm	26
Ptb	lb./1000 bbls	212.8
Tendencia		Incrustante

Fuente: Petroproducción.
Elaborado por: Adán Benavides, Juan Zaldumbide.

Anexo 2.2: Diagrama de Flujo de Procesos del Sistema de Producción de la Estación Central.