

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

DIMENSIONAMIENTO DEL TREN DE TRATAMIENTO DEL CRUDO DE LA CPF DEL CAMPO ARMADILLO

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

OPCIÓN: TRABAJO TÉCNICO EXPERIMENTAL

CARLOS SANTIAGO SÁNCHEZ GUERRA
santycarf1@hotmail.com

DIRECTOR: MSc. ING. ALVARO VINICIO GALLEGOS ERAS
alvaro.gallegos@epn.edu.ec

Quito, Mayo 2018

DECLARACIÓN

Yo, Carlos Santiago Sánchez Guerra, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mí autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mí derecho de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

**CARLOS SANTIAGO
SÁNCHEZ GUERRA**

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Carlos Santiago Sánchez Guerra, bajo mi supervisión.

MSc. Ing. Álvaro Gallegos Eras
DIRECTOR DEL PROYECTO DE
TITULACIÓN

AGRADECIMIENTOS

A la Escuela Politécnica Nacional, por ofrecerme la oportunidad de llegar a una meta planteada desde mis inicios en la formación académica.

A los docentes de la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, por su incansable trabajo en cada una de sus materias y por su vocación para enseñar.

Al MSc. Álvaro Gallegos, por ser un gran docente y sus enseñanzas, en las materias que tuve el privilegio de tomarlas y su ayuda con el presente proyecto.

DEDICATORIA

A mis padres y familiares, por su apoyo diario, en cada etapa de mi vida.

A todos quienes siempre creyeron en mí y me animaron a seguir adelante, cada vez que los necesite ahí ellos estuvieron.

Santiago

CONTENIDO

CERTIFICACIÓN	II
AGRADECIMIENTOS	III
DEDICATORIA.....	IV
CONTENIDO.....	V
LISTA DE TABLAS.....	VIII
LISTA DE FIGURAS	X
LISTA DE ECUACIONES.....	XI
SIMBOLOGÍA.....	XII
RESUMEN.....	XIV
PRESENTACIÓN	XV
CAPÍTULO 1: REFERENCIAL TEÓRICO Y CENTRAL DE PROCESOS DE FLUIDOS	1
1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO.....	1
1.1.1 ANTECEDENTES	1
1.1.2 UBICACIÓN	1
1.1.3 COORDENADAS GEOGRÁFICAS.....	2
1.1.4 COORDENADAS UTM	2
1.1.5 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA.....	3
1.1.6 ESTRUCTURAL AL TOPE ARENA U INFERIOR	4
1.2 PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS	5
1.2.1 PROPIEDADES PVT DEL PETRÓLEO.....	5
1.2.1.1 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO	5
1.2.1.2 DENSIDAD DEL PETRÓLEO	6
1.2.1.3 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO	6
1.2.2 PROPIEDADES PVT DEL GAS.....	8
1.2.2.1 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS	8
1.2.2.2 FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS.....	9
1.2.2.3 DENSIDAD DEL GAS.....	10
1.2.2.3 VISCOSIDAD DEL GAS	10
1.2.3 PROPIEDADES PVT DEL AGUA.....	11
1.2.3.1 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL AGUA.....	11
1.2.3.2 DENSIDAD DEL AGUA	11

1.2.3.3	BS&W	11
1.2.3.4	VISCOSIDAD DE AGUA.....	12
1.2.3.5	RELACIÓN AGUA – PETRÓLEO PRODUCIDA.....	12
1.3	PRODUCCIÓN DEL CAMPO ARMADILLO.....	13
1.4	CENTRAL DE PROCESOS DE FLUIDOS (CPF)	15
1.4.1	SEPARADORES.....	16
1.4.1.1	PROCESO DE SEPARACIÓN.....	17
1.4.1.2	DIMENSIONAMIENTO DE LOS SEPARADORES	18
1.4.1.2.1	Separador de prueba	20
1.4.1.2.2	Separador Trifásico	24
1.4.2	BOTA DE GAS.....	26
1.4.3	TANQUES.....	28
1.4.3.1	TANQUE DE LAVADO.....	29
1.4.3.2	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DEL PETRÓLEO	31
CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA Y DISEÑO DE LA CENTRAL DE PROCESOS DE FLUIDOS		33
2.1	DIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS	35
2.1.1	SEPARADOR DE PRUEBA.....	37
2.1.2	SEPARADOR TRIFÁSICO 1	40
2.1.3	SEPARADOR TRIFÁSICO 2	45
2.1.4	BOTA DE GAS.....	49
2.1.5	TANQUE DE LAVADO.....	52
2.1.6	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO	56
2.1.7	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA	58
2.2	ANÁLISIS DE CAUDALES Y BS&W POR EQUIPOS	61
2.2.1	SEPARADOR DE PRUEBA.....	61
2.2.2	SEPARADOR TRIFÁSICO 1	62
2.2.3	SEPARADOR TRIFÁSICO 2	63
2.2.4	BOTA DE GAS.....	64
2.2.5	TANQUE DE LAVADO.....	65
2.2.6	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO	66
2.2.7	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA	67
CAPÍTULO 3: ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO DEL PROYECTO.....		69
3.1	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	69
3.1.1	VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	69

3.1.2	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	70
3.1.3	RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB).....	71
3.1.4	INVERSIÓN DEL PROYECTO	72
3.2	ANÁLISIS ECONÓMICO EN EL ESCENARIO PESIMISTA.....	74
3.3	ANÁLISIS ECONÓMICO EN EL ESCENARIO ACTUAL	77
3.4	ANÁLISIS ECONÓMICO EN EL ESCENARIO OPTIMISTA	80
3.5	COMPARACIÓN ECONÓMICA	83
CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		84
4.1	CONCLUSIONES	84
4.2	RECOMENDACIONES	86
ANEXO: DIAGRAMA PFD DE LA CPF DEL CAMPO ARMADILLO		88
GLOSARIO.....		90
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		93

LISTA DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Clasificación del petróleo de acuerdo a su gravedad °API	5
1.2	Estimación de viscosidad de Basal Tena	7
1.3	Viscosidad de la Mezcla 22% vol U-Inf + 68% vol Basal Tena	8
1.4	Propiedades físicas de los fluidos del Campo Armadillo	12
1.5	Pronóstico de producción del Campo Armadillo	13
1.6	Pronóstico de producción del Campo Armadillo con 10% de factor adicional de diseño	14
1.7	Producción máxima de petróleo y agua en el Campo Armadillo	15
1.8	Comportamiento de las partículas de líquido en función de su tamaño	19
1.9	Tiempos de retención en función del °API del petróleo	19
2.1	Datos de propiedades de los fluidos en la hoja de cálculo	33
2.2	Propiedades de los fluidos	35
2.3	Datos para dimensionar el separador de prueba	36
2.4	Cómputo de la constante K para el separador de prueba	37
2.5	Dimensiones del separador de prueba de acuerdo a la capacidad de gas	37
2.6	Dimensiones del separador de prueba de acuerdo a la capacidad de petróleo	38
2.7	Dimensiones del separador de prueba	39
2.8	Datos para dimensionar el separador trifásico 1	40
2.9	Cómputo de la constante K para el separador trifásico 1	41
2.10	Dimensiones del separador trifásico 1 de acuerdo a la capacidad de gas	41
2.11	Dimensiones del separador trifásico 1 de acuerdo a la capacidad de petróleo	42
2.12	Dimensiones del separador trifásico 1	43
2.13	Datos para dimensionar el separador trifásico 2	44
2.14	Cómputo de la constante K para el separador trifásico 2	45
2.15	Dimensiones del separador trifásico 2 de acuerdo a la capacidad de gas	45
2.16	Dimensiones del separador trifásico 2 de acuerdo a la capacidad de petróleo	46
2.17	Dimensiones del separador trifásico 2	47
2.18	Datos para dimensionar la bota de gas	48
2.19	Cómputo de la constante K para la bota de gas	48
2.20	Dimensiones de la bota de gas obtenidos de la hoja de cálculo	49
2.21	Dimensiones de la bota de gas	50
2.22	Datos para dimensionar el tanque de lavado	51
2.23	Cómputo de d_{mi} % y d_m para el tanque de lavado	51
2.24	Dimensiones del tanque de lavado obtenidos de la hoja de cálculo	52
2.25	Dimensiones del tanque de lavado	53
2.26	Datos para dimensionar el tanque de almacenamiento de petróleo	54

2.27	Dimensiones del tanque de almacenamiento de petróleo obtenidos de la hoja de cálculo	55
2.28	Dimensiones del tanque de almacenamiento de petróleo	55
2.29	Datos para dimensionar el tanque de almacenamiento de agua	56
2.30	Dimensiones del tanque de almacenamiento de agua obtenidos de la hoja de cálculo	57
2.31	Dimensiones del tanque de almacenamiento de agua	58
2.32	BS&W esperado por equipo en el proceso de separación	59
2.33	Caudal de entrada y salida de las fases en el separador de prueba	59
2.34	Caudal de entrada y salida de las fases en el separador trifásico 1	60
2.35	Caudal de entrada y salida de las fases en el separador trifásico 2	61
2.36	Caudal de entrada y salida de las fases en la bota de gas	62
2.37	Caudal de entrada y salida de las fases en el tanque de lavado	63
2.38	Caudal de entrada y salida de las fases en el tanque de almacenamiento de petróleo	64
2.39	Caudal de entrada y salida de las fases en el tanque de almacenamiento de agua	65
3.1	Criterios obtenidos por el valor del VAN	68
3.2	Criterios obtenidos por el valor del TIR	69
3.3	Criterios obtenidos por el valor del RCB	69
3.4	Costos de operación e inversión de la CPF del Campo Armadillo	70
3.5	Producción esperada de petróleo en el Campo Armadillo	71
3.6	Flujo de caja neto por año del escenario pesimista	72
3.7	Flujo Neto de Caja del proyecto del escenario pesimista	73
3.8	VAN del proyecto del escenario pesimista	73
3.9	Relación costo beneficio del escenario pesimista	74
3.10	Flujo de caja neto por año del escenario actual	75
3.11	Flujo Neto de Caja del proyecto del escenario actual	76
3.12	VAN del proyecto del escenario actual	76
3.13	Relación costo beneficio del escenario actual	77
3.14	Flujo de caja neto por año del escenario optimista	78
3.15	Flujo Neto de Caja del proyecto del escenario optimista	79
3.16	VAN del proyecto del escenario optimista	79
3.17	Relación costo beneficio del escenario optimista	80
3.18	Costo de transporte por medio de tanqueros	80

LISTA DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Mapa de Ubicación Campo Armadillo	2
1.2	Columna estratigráfica tipo – Bloque 55	3
1.3	Mapa estructural tope arena U inferior	4
1.4	Viscosidad de U inferior Campo Armadillo	6
1.5	Análisis de composición del gas en el Campo Armadillo	9
1.6	Proceso de separación	16
1.7	Tanques	27
2.1	Hoja de cálculo para dimensionar los equipos de la CPF	34
2.2	Propiedades de los fluidos en la hoja de cálculo	35
2.3	Datos ingresados en la hoja de cálculo para el dimensionamiento del separador de prueba	36
2.4	Dimensiones del separador de prueba a escala	39
2.5	Datos ingresados en la hoja de cálculo para el dimensionamiento del separador trifásico 1	40
2.6	Dimensiones del separador trifásico 1 a escala	43
2.7	Datos ingresados en la hoja de cálculo para el dimensionamiento del separador trifásico 2	44
2.8	Dimensiones del separador trifásico 2 a escala	47
2.9	Datos ingresados en la hoja de cálculo para el dimensionamiento de la bota de gas	48
2.10	Dimensiones de la bota de gas a escala	50
2.11	Datos ingresados en la hoja de cálculo para el dimensionamiento del tanque de lavado	51
2.12	Dimensiones del tanque de lavado a escala	53
2.13	Datos ingresados en la hoja de cálculo para el dimensionamiento del tanque de almacenamiento de petróleo	54
2.14	Dimensiones del tanque de almacenamiento de petróleo a escala	56
2.15	Datos ingresados en la hoja de cálculo para el dimensionamiento del tanque de almacenamiento de agua	57
2.16	Dimensiones del tanque de almacenamiento de agua a escala	58
2.17	Caudales en el separador de prueba	60
2.18	Caudales en el separador trifásico 1	61
2.19	Caudales en el separador trifásico 2	62
2.20	Caudales en la bota de gas	63
2.21	Caudales en el tanque de lavado	64

2.22	Caudales en el tanque de almacenamiento de petróleo	65
2.23	Caudales en el tanque de almacenamiento de agua	66

LISTA DE ECUACIONES

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Gravedad específica del petróleo	5
1.2	Densidad del petróleo	6
1.3	Viscosidad del crudo en función de la gravedad °API y la temperatura	7
1.4	Peso molecular del gas	8
1.5	Densidad del gas	10
1.6	Densidad del agua	11
1.7	Relación agua - petróleo producida	11
1.8	Velocidad de asentamiento de la gota	20
1.9	Número de Reynolds	20
1.10	Coefficiente de arrastre	21
1.11	Velocidad de asentamiento para el proceso iterativo	21
1.12	Constante de Souders y Brown	21
1.13	Dimensiones para el manejo de la capacidad del gas	21
1.14	Diámetro base	22
1.15	Longitud efectiva para el gas en Separadores bifásicos	22
1.16	Longitud de costura a costura para el gas en separadores bifásicos	22
1.17	Dimensiones para el manejo de la capacidad del líquido en separadores bifásicos	22
1.18	Longitud efectiva para el líquido en Separadores bifásicos	23
1.19	Longitud de costura a costura para el líquido en separadores bifásicos	23
1.20	Relación para selección de equipos	23
1.21	Dimensiones para el manejo de la capacidad del líquido en separadores trifásicos	24
1.22	Longitud efectiva para el líquido en Separadores trifásicos	25
1.23	Diámetro base para la bota de gas	26
1.24	Capacidad del líquido para la bota de gas	26
1.25	Longitud de costura a costura menor a 36 pulgadas para el líquido en la bota de gas	26
1.26	Longitud de costura a costura mayor a 36 pulgadas para el líquido en la bota de gas	27
1.27	Diámetro de la partícula de agua a ser removida asumiendo un corte de agua del 1% en el tanque de lavado	29

1.28	Diámetro de la partícula a cualquier corte de agua en el tanque de lavado	29
1.29	Diámetro mínimo del tanque para el tanque de lavado	30
1.30	Capacidad del tanque de lavado	30
1.31	Diámetro del tanque de almacenamiento	31
2.1	Densidad del líquido	34
3.1	Valor Actual Neto	67
3.2	Tasa Interna de Retorno	68
3.3	Relación Costo Beneficio	69

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
°API	Grado API	
API	Instituto Americano del Petróleo	
ARCH	Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos	
BAPD	Barriles de agua por día	L ³ /t
BF	Barril fiscal	L ³
BFPD	Barriles de fluido por día	L ³ /t
bl	Barriles	L ³
BPPD	Barriles de petróleo por día	L ³ /t
BS&W	Porcentaje de sólidos en el agua	
°C	Grados Celsius	T
C _D	Coeficiente de arrastre	
cp	Centipoise	M/Lt
CPF	Central de proceso de fluidos	
d	Diámetro	L
d _{base}	Diámetro base	L
d _m	Diámetro de la partícula	L
d _{mi%}	Diámetro de la partícula de agua con un corte de agua del 1%	L
°F	Grados Fahrenheit	T
h	Altura del líquido	L
K	Constante de Souders y Brown	
LACT	Lease, Automatic, Custody, transfer	
lb-mol	Libras – mol	N
L _e /D	Relación de longitud equivalente	
L _{eff}	Longitud efectiva	L
L _{s/s}	Longitud de costura a costura	L
min	Minutos	T
M _g	Peso molecular del gas	MN ⁻¹
MMPCSD	Millones de pies cúbicos estándar por día	L ³ /t
N _p	Petróleo producido	L ³
N _{Re}	Número de Reynolds	
P	Presión	M/Lt ²
pc	Pies cúbicos	L ³
PCS	Pies cúbicos estándar	L ³

PCSD	Pies cúbicos estándar por día	L^3/t
psi	Libras por pulgada cuadrada	M/Lt^2
psia	Libras por pulgada cuadrada absoluta	M/Lt^2
PVT	Presión, volumen, temperatura	
Q	Caudal	L^3/t
Q_g	Rata de flujo del gas	L^3/t
Q_L	Rata de flujo del líquido	L^3/t
Q_o	Rata de flujo del petróleo	L^3/t
Q_w	Rata de flujo del agua	L^3/t
R	Relación para la selección de equipos	
RAP	Relación agua – petróleo producida	L^3/L^3
RCB	Relación costo beneficio	
SCH	Número de cédula de la tubería	
T	Temperatura	T
t_R	Tiempo de retención	T
t_{Ro}	Tiempo de retención del petróleo	T
t_{Rw}	Tiempo de retención del agua	T
TIR	Tasa interna de retorno	
USD	Dólares americanos	
UTM	Universal Transverse Mercator	
VAN	Valor Actual Neto	
v	Velocidad	L/t
V_t	Velocidad de asentamiento de la gota	L/t
W_c	Corte de agua	
W_p	Agua producida	L^3
Z	Factor de compresibilidad de los gases	
ΔSG	Diferencia de gravedades específicas	
Σ	Sumatoria	
ρ	Densidad	M/L^3
ρ_g	Densidad del gas	M/L^3
ρ_L	Densidad del líquido	M/L^3
ρ_{mezcla}	Densidad de la mezcla	M/L^3
ρ_o	Densidad del petróleo	M/L^3
ρ_w	Densidad del agua	M/L^3
γ_g	Gravedad específica del gas	
γ_o	Gravedad específica del petróleo	
γ_w	Gravedad específica del agua	
μ	Viscosidad	M/Lt
μ_g	Viscosidad del gas	M/Lt
μ_o	Viscosidad del petróleo	M/Lt
μ_{od}	Viscosidad del petróleo muerto	M/Lt
μ_w	Viscosidad del agua	M/Lt
\$	Dólares americanos	
%	Porcentaje	
*	Multiplicación	

RESUMEN

El presente proyecto se planteó con el objetivo de dimensionar los equipos que conforman el tren de tratamiento del crudo en el Campo Armadillo, debido a que este crudo es transportado actualmente por medio de tanqueros hacia el oleoducto. El correcto dimensionamiento y selección de los equipos conlleva que el crudo al final de su tratamiento tendrá un BS&W $< 1\%$.

En el Capítulo I se presentó una descripción general del Campo Armadillo donde se detallaron los antecedentes del Campo, su historia y se especificaron los datos PVT de los fluidos que sirven para el dimensionamiento de los equipos. Además, se detalló el funcionamiento de una Central de Procesamiento de Fluidos y la teoría necesaria para dimensionar los equipos, basada en las normas API 12J y API 650 establecidas.

En el Capítulo II se estimaron los valores de las dimensiones de los equipos que conforman el tren de tratamiento del crudo de la CPF del Campo Armadillo. Los equipos que se dimensionan son:

- Separador de prueba.
- Separador trifásico.
- Bota de gas.
- Tanque de lavado.
- Tanque de almacenamiento de agua.
- Tanque de almacenamiento de petróleo.

Las dimensiones de estos equipos se obtuvieron gracias a la ayuda de una hoja de cálculo realizada en Microsoft Excel, donde, con el ingreso de datos detallados en el Capítulo I se computaron las dimensiones de los equipos mencionados, obteniendo que el crudo que se transporta en el oleoducto tenga un BS&W $< 1\%$ como se establece en los objetivos del proyecto.

En el Capítulo III se realizó el análisis técnico - económico del proyecto. Para lo cual se consideraron tres escenarios de acuerdo al precio del petróleo y la

producción del campo. Además, se aplicaron conceptos especializados de análisis económico de proyectos: VAN, TIR y RCB, para concluir que el proyecto es viable y rentable en los escenarios donde el precio del barril de petróleo supere los USD 20.

Para finalizar, en el Capítulo IV se plantearon las conclusiones y recomendaciones del proyecto.

PRESENTACIÓN

Actualmente, el Campo Armadillo ha incrementado su producción gracias a trabajos de perforación y reacondicionamiento de pozos. Esta producción de crudo no es tratada en una CPF y se transporta por medio de tanqueros hacia el oleoducto y a su posterior proceso de refinación, lo cual genera varios problemas de distinta índole, entre los que se puede citar:

- El crudo se transporta sin un previo tratamiento.
- El transporte de crudo en los tanqueros es peligroso.
- Si resultase un accidente de algún tanquero, el derrame del crudo se traduce en un alto impacto ambiental que conlleva gastos no establecidos en el proyecto de extracción petrolera y problemas legales con su respectiva demanda e indemnización.
- La transportación de crudo en tanqueros causa pérdidas económicas por el tiempo perdido en el transporte, posibles accidentes en carreteras, derrames e indemnizaciones.

Para su efecto se plantea el dimensionamiento y selección óptima de los equipos en base a las propiedades de los fluidos: agua, gas y petróleo; los cuales conformarán el tren de procesamiento de la CPF. Con ello se procura el mejoramiento del proceso al disminuir costos en producción y transporte de hidrocarburo.

CAPÍTULO 1

REFERENCIAL TEÓRICO Y CENTRAL DE PROCESOS DE FLUIDOS

1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO

1.1.1 ANTECEDENTES

El campo Armadillo es parte del Bloque 55, ubicado en la Provincia de Napo. Su primer pozo exploratorio inició el 15 de junio de 1995 y finalizó el 17 de julio de 1995 con una profundidad de 11 155 pies fue un pozo vertical a cargo de INTAIDRILL. La producción del campo empezó en 1997 y fue cerrado en 1999, con una tasa final de 409 BPPD. (Petroamazonas EP, 2015)

Desde agosto de 2012, el campo Armadillo fue asignado por la Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (SHE) a Petroamazonas EP, que de inmediato inició trámites para obtener Licencia Ambiental e iniciar actividades en este bloque. La Licencia Ambiental fue emitida el 30 de enero de 2014. (Petroamazonas EP, 2015)

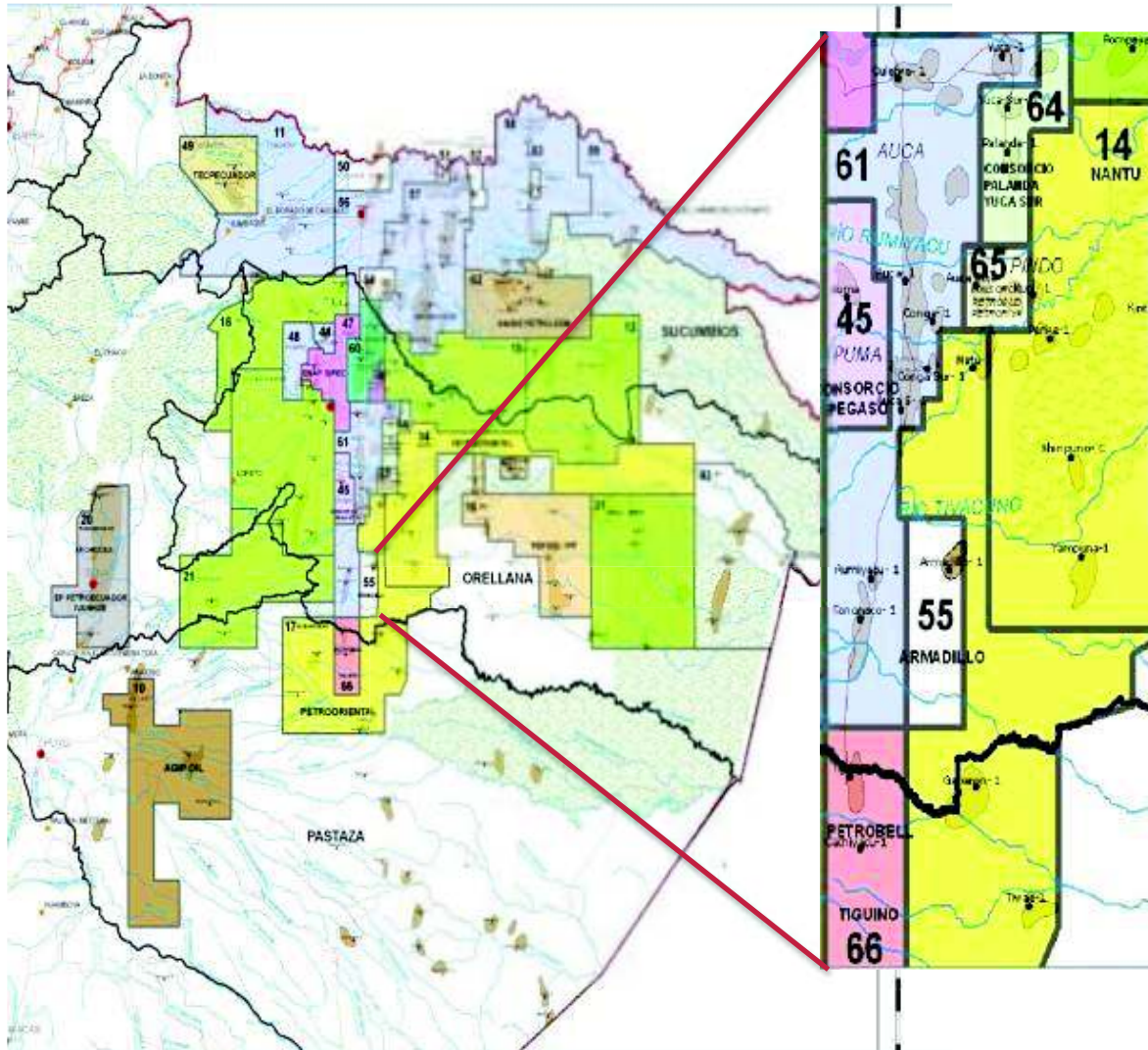
En febrero de 2015, Petroamazonas EP y el consorcio Ecuaservoil S.A. (conformado mayoritariamente por la empresa estatal Belorusneft de Belarús y por la empresa ecuatoriana Edinpetrol) firmaron un contrato para la ejecución de servicios en el Campo Armadillo (Bloque 55) en el que se invertirán USD 146,07 millones hasta el 2018. (Petroamazonas EP, 2015)

1.1.2 UBICACIÓN

El campo Armadillo se ubica en la provincia de Orellana a 300 km de la ciudad de Quito.

La figura 1.1 presenta el mapa de ubicación del Campo Armadillo en el bloque 55.

FIGURA 1.1: Mapa de Ubicación Campo Armadillo (tomado de ARCH)



1.1.3 COORDENADAS GEOGRÁFICAS

Latitud Sur: $0^{\circ} 55' 32.275''$,

Latitud Oeste: $76^{\circ} 50' 38.333''$. (ARCH, 2018)


1.1.4 COORDENADAS UTM

E: 294 793.923 m,

N: 9 89 7635.295 m. (ARCH, 2018)

1.1.5 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA

FIGURA 1.2: Columna estratigráfica tipo – Bloque 55 (tomado de ARCH)

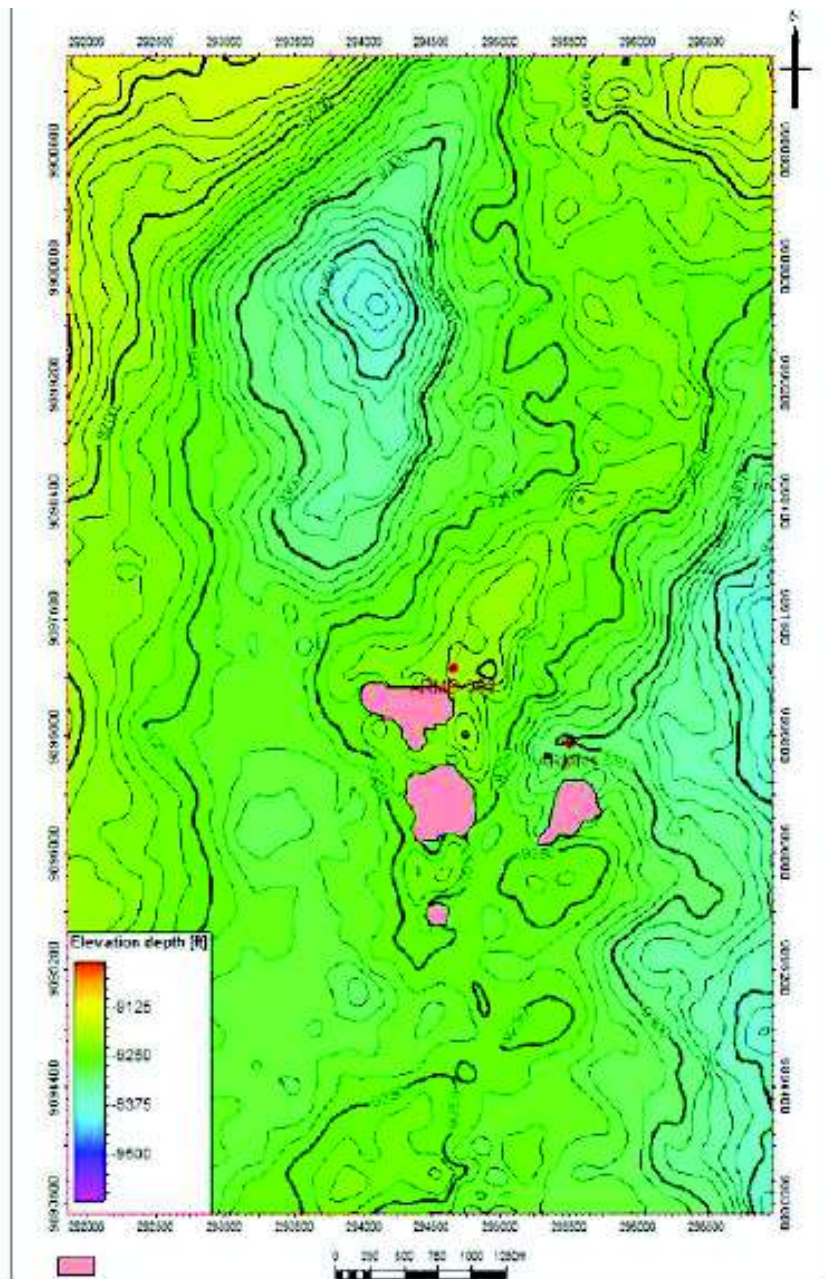
CRONO-ESTRATIGRAFIA		FORMACION	LITOLOGIA	MIEMBRO	PROGNOSIS		
NEOGENO	PLIOCENO	CUATERNARIO		CUATERNARIO INDEFERENCIADO	MD	TVD	TVD(SS)
		INDEFERENCIADO					
	MIOCENO	CHALCANA		CHALCANA SUPERIOR			
				CHALCANA INFERIOR			
PALEOGENO	OLIGOCENO	ORTEGUAZA	ORTEGUAZA	6,393	6,214	-5,214	
		TIYUYACU	TIYUYACU	7,385	7,206	-6,206	
	TOPE CGL SUPERIOR		7,756	7,577	-6,577		
	TOPE CGL INFERIOR		8,707	8,528	-7,528		
	PALEOCENO		TENA	8,899	8,719	-7,719	
	CRETACICO	TARDIO	NAPO	ARENISCA TENA BASAL	9,423	9,244	-8,244
NAPO							
VOLCANICO TOPE		9,513		9,423	-8,333		
VOLCANICO BASE		10,083		9,904	-8,904		
CALIZA "M2"		10,083		9,904	-8,904		
CALIZA "A"		10,172		9,993	-8,993		
ARENISCA "U SUPERIOR"		10,314		10,135	-9,135		
CALIZA "U"							
ARENISCA "U" INFERIOR		10,372		10,192	-9,192		
BASE ARENISCA "U" INFERIOR		10,426		10,247	-9,247		
CALIZA "B"		10,551		10,372	-9,372		
ARENISCA "T" SUPERIOR		10,568		10,388	-9,388		
TOPE ARENISCA "T" INFERIOR		10,661		10,482	-9,482		
LUTITA NAPO BASAL							
TEMPRANO	HOLLIN	CALIZA "C"	10,856	10,676	-9,676		
		ARENISCA HOLLIN SUPERIOR	10,880	10,700	-9,700		
		ARENISCA HOLLIN PRINCIPAL	10,918	10,739	-9,739		
		PROFUNDIDAD TOTAL	11,203	11,024	-10,024		

1.1.6 ESTRUCTURAL AL TOPE ARENA U INFERIOR

A nivel de este reservorio, el cierre estructural se encuentra a - 9 250 pies de profundidad (ARCH, 2018).

La figura 1.3 presenta el mapa estructural tope de la arena U inferior.

FIGURA 1.3: Mapa estructural tope arena U inferior (tomado de ARCH)



1.2 PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS

Las propiedades PVT son parámetros físicos de los fluidos presentes en el yacimiento: gas, petróleo y agua, que relacionan presión, volumen y temperatura. Estas propiedades se obtienen a partir de datos de laboratorio y/o campo. (Bánzer, 1996)

1.2.1 PROPIEDADES PVT DEL PETRÓLEO

El petróleo es una mezcla de compuestos orgánicos, principalmente hidrocarburos insolubles en agua. Las propiedades físicas del petróleo se encuentran en función de su presión, temperatura y gravedad °API. (Bánzer, 1996)

De acuerdo a la gravedad °API, el petróleo se clasifica así:

TABLA 1.1: Clasificación del petróleo de acuerdo a su gravedad °API

GRAVEDAD °API	TIPO DE PETRÓLEO
°API ≥ 31.1	Petróleo liviano
22.3 ≤ °API < 31.1	Petróleo mediano
10 ≤ °API < 22.3	Petróleo pesado
°API < 10	Petróleo extra pesado

Con la información que se tiene del Campo Armadillo se conoce que la gravedad °API del petróleo presente es de 14.8; y, de acuerdo a la tabla 1.1, se deduce que el petróleo es pesado. (ARCH, 2018)

1.2.1.1 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO

Es la razón entre la densidad del petróleo y la densidad del agua, medidas a la misma presión y temperatura. (Bánzer, 1996)

Para obtener el valor de la gravedad específica del petróleo se utiliza la siguiente ecuación:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} \quad \text{Ec. (1.1)}$$

Donde:

γ_o = gravedad específica del petróleo, adimensional.

°API = gravedad °API del petróleo, adimensional.

1.2.1.2 DENSIDAD DEL PETRÓLEO

Es la masa por unidad de volumen que ocupa el petróleo a una presión y temperatura determinada. (Llumiyinga y Proaño, 2016)

Para obtener el valor de la densidad del petróleo se utiliza la siguiente ecuación:

$$\rho_o = 62.4 * \gamma_o \quad \text{Ec. (1.2)}$$

Donde:

ρ_o = densidad del petróleo, lb/pc.

1.2.1.3 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO

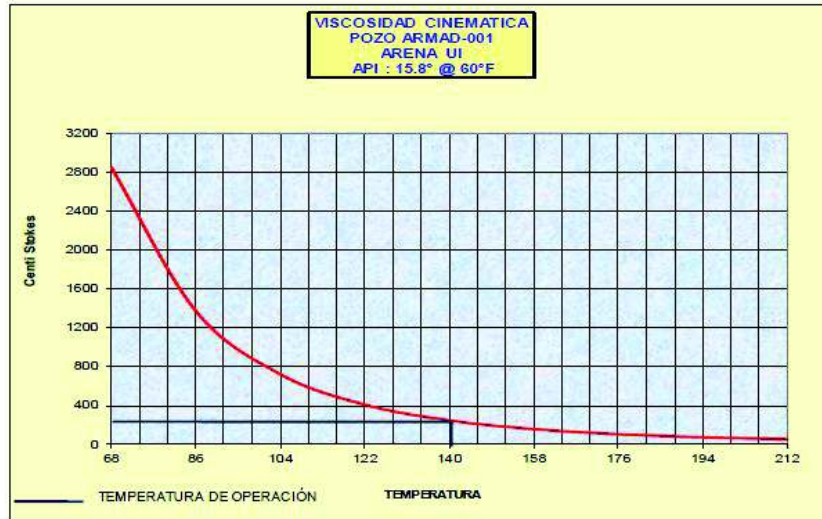
Es la medida de la resistencia que ofrecen las moléculas del petróleo a moverse. (Bánzer, 1996)

Se dispone de una curva viscosidad - temperatura para el crudo de la arena U-inferior. (ARCH, 2018)

La figura 1.4 expone esta curva.

FIGURA 1.4: Viscosidad de U inferior Campo Armadillo (tomado de ARCH)

TEMP °C	20	30	40	50	60	70	80	90	100
TEMP °F	68	86	104	122	140	158	176	194	212
Viscosidad cS	2849	1373	722	409	247	157	105	73	53



Se recurre a la aplicación de la siguiente ecuación para determinar la viscosidad del crudo en función de la gravedad °API y la temperatura:

$$\mu_{od} = 10^{(-0.8021 * \text{°API} + 23.8765)} * T^{(0.31458 * \text{°API} - 9.21592)} \quad \text{Ec. (1.3)}$$

Donde:

μ_{od} = viscosidad del petróleo muerto, cp.

T = temperatura, °F.

Con el empleo de esta ecuación se obtienen los siguientes resultados:

TABLA 1.2: Estimación de viscosidad de Basal Tena (tomado de ARCH)

Viscosidad corregida de U inferior a diferentes temperaturas									
Temperatura, °F	68.00	86.00	104.00	122.00	140.00	158.00	176.00	194.00	212.00

Viscosidad, cp, Empírica F (Base 60F)	2650.34	977.91	436.41	221.60	123.54	73.93	46.76	30.93	21.22
Viscosidad Corregida, cp	2727.78	1304.89	681.16	383.06	229.67	144.94	96.24	66.44	47.90

El pozo Armadillo 1 produce con un estimado de 68% U-inf y 32% de Basal Tena. Se considerará que la producción de los pozos productores de Armadillo B tendrá un 22% de Basal Tena y 78% de U-in. De acuerdo a esta información, las propiedades de la mezcla resultante se muestran en la tabla 1.3 (ARCH, 2018)

TABLA 1.3: Viscosidad de la Mezcla 22% vol U-Inf + 68% vol Basal Tena (tomado de ARCH)

Viscosidad de Mezcla Basal Tena + U Inferior									
Base 1 Pie3 de Crudo Mezclado									
Temperatura F	68,00	86,00	104,00	122,00	140,00	158,00	176,00	194,00	212,00
%Volumetrico Basal Tena	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00
Volumen Actual de Crudo Basal Tena (Pie3)	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Masa de Crudo Basal Tena (Lb)	13,55	13,45	13,35	13,25	13,16	13,06	12,97	12,88	12,79
Volumen Actual de Crudo U Inferior (Pie3)	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78
Masa de Crudo U Inferior (Lb)	46,60	46,26	45,92	45,59	45,26	44,93	44,61	44,30	43,99
Fraccion Masica Crudo Basal Tena	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Fraccion Masica Crudo U Inferior	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Densidad de Mezcla (lb/ft3)	60,15	59,71	59,27	58,84	58,41	58,00	57,58	57,18	56,78
SPGR de Mezcla	0,96	0,96	0,95	0,94	0,94	0,93	0,92	0,92	0,91
Viscosidad de la Mezcla de Crudo (Cst)	4513,8	2040,0	1018,0	551,8	320,7	197,1	127,9	86,5	61,3
Viscosidad de la Mezcla de Crudo (Cp)	4351,0	1951,9	967,0	520,3	300,2	183,2	118,0	79,3	55,7
API resultante de mezcla a Temp	15,3	16,4	17,5	18,6	19,7	20,7	21,8	22,9	24,0
Densidad de Mezcla (lb/ft3) a 60 F	60,3	60,4	60,4	60,4	60,4	60,4	60,5	60,5	60,6
SPGR de Mezcla a 60 F	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
API resultante de mezcla a 60 F	14,8	14,8	14,8	14,7	14,6	14,6	14,5	14,4	14,2

1.2.2 PROPIEDADES PVT DEL GAS

El gas natural se encuentra asociado con el petróleo por lo que es necesario conocer ciertas propiedades físicas que se requieren en el dimensionamiento de los equipos de superficie.

1.2.2.1 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS

Es la relación que existe entre la densidad del gas y la densidad del aire, medidas a la misma presión y temperatura. (Bánzer, 1996)

La gravedad específica del gas sirve para generar el valor del peso molecular del gas mediante el uso de la siguiente ecuación:

$$M_g = 28,97 * \gamma_g \quad \text{Ec. (1.4)}$$

Donde:

γ_g = gravedad específica del gas, adimensional.

M_g = peso molecular del gas, lb/lb-mol.



1.2.2.2 FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS

Es la relación que existe entre el volumen ocupado por una masa de gas y el volumen que ocuparía la masa de gas si se comportase como un gas ideal, medidas a la misma presión y temperatura. (Bánzer, 1996)

El factor de compresibilidad es un factor de corrección que se emplea en la ecuación general de los gases para presiones y temperaturas que no son relativamente bajas (Bánzer, 1996)

La figura 1.5 presenta el valor del factor de compresibilidad del gas del Campo Armadillo resultado del análisis de composición del gas.

FIGURA 1.5: Análisis de composición del gas en el Campo Armadillo (tomado de ARCH)

PETROPRODUCCION
 FILIAL DE PETROECUADOR

COMPAÑIA PETROPRODUCCION
 POZO ARMADILLO-01

TRABAJO N° 12
 PAGINA N° 9 de 16

ANALISIS DE COMPOSICION
De la prueba del separador a 0 lpcm

COMPONENTES	% MOLAR	G. P. M.
Dioxido de carbon	3.7698	0.6410
Nitrogeno	1.4832	0.1622
Metano	54.1143	9.1509
Etano	10.4938	2.8001
Propano	13.8423	3.8054
Iso Butano	4.1360	1.3499
Normal Butano	5.5854	1.7569
Iso Pentano	3.1261	1.1412
Normal Pentano	1.9484	0.7040
Hexanos	0.8814	0.3616
Heptanos (+)	0.6194	0.2850
Total	100.00	22.158
Valor Calorifico Bruto (BTU/pcs de gas seco)		1676
Gravedad del Gas (Aire= 1000)		1.0602
Presion de vapor (vp)		3027
Factor de compresibilidad (Z)		0.9922

1.2.2.3 DENSIDAD DEL GAS

Es la masa por unidad de volumen que ocupa el gas a una presión y temperatura determinada. (Llumiquinga y Proaño, 2016)

Para obtener el valor de la densidad del gas se emplea la siguiente ecuación:

$$\rho_g = 2.7 Y_g \frac{P}{ZT} \quad \text{Ec. (1.5)}$$

Donde:

ρ_g = densidad del gas, lb/pc.

1.2.2.3 VISCOSIDAD DEL GAS

Es la medida de la resistencia que ofrecen las moléculas del gas a moverse. La viscosidad de un gas es considerablemente más baja que la de un líquido por las distancias mayores intermoleculares. (Bánzer, 1996)

1.2.3 PROPIEDADES PVT DEL AGUA

El agua se encuentra asociada con el petróleo por lo que es necesario conocer ciertas propiedades físicas que se requieren en el dimensionamiento de los equipos de superficie.

1.2.3.1 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL AGUA

Es la razón entre su densidad y la densidad del agua, medidas a la misma presión y temperatura. (Bánzer, 1996)

Se considera que el valor de la gravedad específica del agua de producción es de 1.05 a 60 °F. (ARCH, 2018)

1.2.3.2 DENSIDAD DEL AGUA

Es la masa por unidad de volumen que ocupa el agua a una presión y temperatura determinada. (Llumiquinga y Proaño, 2016)

Para obtener el valor de la densidad del agua se utiliza la siguiente ecuación:

$$\rho_w = 62.4 * \gamma_w \quad \text{Ec. (1.6)}$$

Donde:

ρ_w = densidad del agua, lb/pc.

γ_w = gravedad específica del agua, adimensional.

1.2.3.3 BS&W

Representa el porcentaje de agua y sedimentos contenidos en los hidrocarburos líquidos. (La Comunidad Petrolera, 2010)

1.2.3.4 VISCOSIDAD DE AGUA

Es la medida de la resistencia que ofrecen las moléculas del agua a moverse. Es directamente proporcional a la concentración de sólidos disueltos e inversamente proporcional a la temperatura. (Bánzer, 1996)

1.2.3.5 RELACIÓN AGUA – PETRÓLEO PRODUCIDA

Es la relación que existe entre el agua producida y el petróleo producido. (Bánzer, 1996)

Se le determina mediante la siguiente ecuación:

$$RAP = \frac{W_p}{N_p} \quad \text{Ec. (1.7)}$$

Donde:

W_p = agua producida, pcs.

N_p = petróleo producido, BF

RAP = relación agua – petróleo producida, pcs/BF.

La tabla 1.4 muestra un resumen de los valores de las propiedades físicas de los fluidos del Campo Armadillo.

TABLA 1.4: Propiedades físicas de los fluidos del Campo Armadillo (Basado en ARCH, 2018)

PROPIEDADES PVT DEL PETRÓLEO		
PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES

Gravedad °API	14.8	adimensional
Viscosidad	144.94	cp
PROPIEDADES PVT DEL GAS		
PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
Gravedad específica del gas	1.0602	adimensional
Factor de compresibilidad del gas	0.9922	adimensional
Viscosidad del gas	0.0124	cp
PROPIEDADES PVT DEL GAS		
PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
Gravedad específica del agua	1.05	adimensional
BS&W	62.19	%
Viscosidad del agua	0.4107	cp

1.3 PRODUCCIÓN DEL CAMPO ARMADILLO

El Pronóstico de Producción se indica en la siguiente tabla 1.5.

TABLA 1.5: Pronóstico de producción del Campo Armadillo (tomado de ARCH)

PRONOSTICO ACTUALIZADO EL 1 ABRIL 2015 (MAXIMO CRUDO EN CADA AÑO)							
Año		Producción diaria de Petróleo, BPD	Producción diaria de Agua, BPD	Producción diaria de Fluido, BPD	Producción diaria de Gas, MPCSD	BS&W, %	GOR
1	2015	1457	2134	3591	102	59.43	70.01

2	2016	5086	8307	13393	356	62.02	70.00
3	2017	5449	8964	14413	381	62.19	69.92
4	2018	4563	9830	14393	262	68.30	57.42
5	2019	3828	10565	14393	223	73.40	58.25
6	2020	3215	11178	14393	190	77.66	59.10
7	2021	2703	11690	14393	162	81.22	59.93
8	2022	2274	12119	14393	138	84.20	60.69
9	2023	1916	12477	14393	118	86.69	61.59
10	2024	1615	12778	14393	100	88.78	61.92
11	2025	1363	13030	14393	85	90.53	62.36
12	2026	1151	13242	14393	73	92.00	63.42
13	2027	972	13421	14393	62	93.25	63.79
14	2028	822	13571	14393	53	94.29	64.48
15	2029	696	13697	14393	45	95.16	64.66
16	2030	589	13804	14393	38	95.91	64.52

Se considera un 10% de factor adicional de diseño para todo el pronóstico anterior. Estos valores se exponen en la tabla 1.6.

TABLA 1.6: Pronóstico de producción del Campo Armadillo con 10% de factor adicional de diseño (tomado de ARCH)

ARMADILLO				
Año	Producción diaria de Petróleo, BPD	Producción diaria de Agua, BPD	Producción diaria de Fluido, BPD	Producción diaria de Gas, MPCSD
1	1603	2347	3950	112.20
2	5595	9138	14732	391.60
3	5994	9860	15854	419.10

4	5019	10813	15832	288.20
5	4211	11622	15832	245.30
6	3537	12296	15832	209.00
7	2973	12859	15832	178.20
8	2501	13331	15832	151.80
9	2108	13725	15832	129.80
10	1777	14056	15832	110.00
11	1499	14333	15832	93.50
12	1266	14566	15832	80.30
13	1069	14763	15832	68.20
14	904	14928	15832	58.30
15	766	15067	15832	49.50
16	648	15184	15832	41.80

En base a la tabla 1.5 y 1.6 se consideran dos escenarios de producción que se presentan en la tabla 1.7.

TABLA 1.7: Producción máxima de petróleo y agua en el Campo Armadillo (tomado de ARCH)

FACTOR DE DISEÑO 1.1	FLUJO DISEÑO ARMADILLO			
	Producción diaria de Petróleo, BPD	Producción diaria de Agua, BPD	Producción diaria de Fluido, BPD	Producción diaria de Gas MPCSD
MAXIMO CRUDO	5993.90	9860.40	15854.30	419.10
MAXIMA AGUA	647.90	15184.40	15832.30	41.80

1.4 CENTRAL DE PROCESOS DE FLUIDOS (CPF)

Se define como un conjunto de equipos interrelacionados que reciben los fluidos provenientes de los pozos: crudo, gas, agua e impurezas, con el objetivo de procesarlos. Los equipos que conforman el tren de procesamiento se encargan de recibir, procesar y bombear el crudo, proveniente de los pozos asociados, a la estación de flujo para su posterior transporte y refinación. (Álvarez y De la A, 2010)

Las funciones de una CPF son:

- Recolectar la producción de diferentes pozos.
- Separar la fase líquida y gaseosa del crudo.
- Medir la producción de petróleo, agua y gas de cada pozo productor.
- Almacenar temporalmente el petróleo.
- Transportar el petróleo. (Álvarez y De la A, 2010)

Los Sistemas de Proceso en la CPF son:

- Deshidratación de crudo: Separador de Prueba y Separador trifásico.
- Tratamiento de aguas de producción.
- Tanques de almacenamiento para el crudo.
- Bombeo, medición y fiscalización del crudo.
- Inyección de agua de producción.
- Recuperación del gas.
- Crudo recuperado.
- Fluidos recuperados.
- Bombas de reprocesamiento. (Álvarez y De la A, 2010)

En el dimensionamiento de una CPF se debe conocer sus facilidades. Las facilidades de producción son una serie de equipos de superficie, diseñados y seleccionados según variables como la viscosidad, densidad, producción, tiempo de retención, entre otros parámetros. Estos equipos permiten tratar, separar, almacenar, medir y transportar el crudo de varios pozos asociados.

1.4.1 SEPARADORES

El flujo proveniente de los pozos es multifásico; por lo que, la separación física de las fases es la operación vital de la producción en superficie.

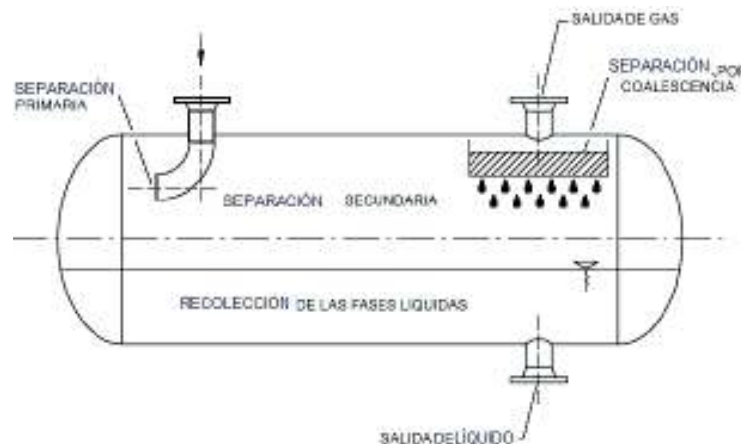
Los separadores son equipos cerrados, fabricados de acero, utilizados para separar el líquido del gas. Los fluidos que se separan son: petróleo, gas y agua. Además, estos equipos permiten separar sólidos en suspensión, arenas y otras impurezas; mantienen una presión óptima y garantizan la entrega de fluidos hacia otros equipos. (Requena y Rodríguez, 2006)

1.4.1.1 PROCESO DE SEPARACIÓN

La mezcla de fluidos ingresa al separador y choca con un dispositivo forzando la separación. El fluido se precipita hacia el fondo del equipo y por diferencia de densidades el agua se deposita bajo el crudo, excepto si estos se encuentran emulsionados. El gas fluirá hacia la parte superior con determinada cantidad de fluido en forma de gotas que son separadas posteriormente al pasar por placas coalescentes y mallas de alambre. (Llumiquina y Proaño, 2016)

La figura 1.6 muestra el proceso de separación dentro de los separadores.

FIGURA 1.6: Proceso de separación (Tomado de Requena y Rodríguez, 2006)



Las secciones presentes en el proceso de separación son: (Requena y Rodríguez, 2006)

1. SECCIÓN DE SEPARACIÓN PRIMARIA

Es la sección donde se reduce considerablemente la turbulencia, permitiendo que se separen volúmenes de líquido del gas.

2. SECCIÓN DE SEPARACIÓN SECUNDARIA

En esta sección se genera la separación por gravedad de las gotas con tamaños mayores a los 200 micrones. La eficiencia en esta sección está en función de las propiedades del gas, líquido y tamaño de la partícula.

3. SECCIÓN DE EXTRACCIÓN DE NEBLINA

Es la sección donde se separan las gotas más pequeñas restantes de líquido en el gas, resultado de la separación primaria y secundaria.

4. SECCIÓN DE ALMACENAMIENTO DE LÍQUIDOS

En esta sección se almacena los diferentes fluidos libres a las condiciones de operación establecidas, evitando la formación de emulsiones.

1.4.1.2 DIMENSIONAMIENTO DE LOS SEPARADORES

Los parámetros a tomar en cuenta para el dimensionamiento de los separadores son: (Llumiquina y Proaño, 2016)

- **COMPOSICIÓN DEL FLUIDO QUE SE VA A SEPARAR**

Sirve para pronosticar la calidad y cantidad de gas y líquido que se formarán en el separador a las condiciones de presión y temperatura de operación.

- **FLUJO NORMAL DE GAS**

Es la máxima cantidad de gas que ingresa en un separador.

- **PRESIÓN DE OPERACIÓN**

Un aumento en la presión causa un fallo en el material del separador; mientras que una caída de presión, manteniendo el caudal constante, incrementa la velocidad del fluido y produce espuma, arrastre de fluidos y destruye el extractor de neblina.

- **DENSIDAD DE LOS FLUIDOS EN CONDICIONES DE OPERACIÓN**

Influyen directamente en los cálculos de dimensionamiento del separador.

- **FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS EN CONDICIONES DE OPERACIÓN**

El valor de este factor proporciona el volumen del gas a las condiciones de operación.

- **VELOCIDAD DE ASENTAMIENTO**

Sirve para determinar la velocidad con la que el petróleo se desprende del gas.

- **CONSTANTE DE SOUDERS Y BROWN**

Es el valor que ayuda a predecir el comportamiento de los fluidos en el separador.

- **RELACIÓN LONGITUD – DIÁMETRO**

Es la relación que existe entre la longitud de costura a costura y el diámetro del separador. Este valor se toma para seleccionar el separador más eficiente y económico. Su valor debe estar en el rango de 3 a 4.

- **TAMAÑO DE LA PARTÍCULA**

Las partículas de líquido pueden comportarse de diferente modo dependiendo de su tamaño tal como se especifica en la tabla 1.8.

TABLA 1.8: Comportamiento de las partículas de líquido en función de su tamaño (Tomado de Arnold y Stewart, 2008)

TAMAÑO DE LA PARTÍCULA	COMPORTAMIENTO
10 micrones < dm < 100 micrones	Son retenidas por el extractor de neblina
400 micrones < dm < 500 micrones	Se asientan por el efecto de la gravedad
< 10 micrones	Se depositan en la zona de retención de líquido

- **TIEMPO DE RETENCIÓN**

Es el tiempo necesario para que las partículas de líquido y gas lleguen a un estado de equilibrio a una presión de operación determinada y las partículas inicien su proceso de asentamiento. Las dimensiones del separador y su calidad de separación son directamente proporcionales a su tiempo de retención.

La tabla 1.9 expone los tiempos de retención en función de la gravedad °API.

TABLA 1.9: Tiempos de retención en función del °API del petróleo (Basado en Requena y Rodríguez, 2006)

GRAVEDAD °API DEL PETRÓLEO	TIEMPO DE RETENCIÓN (min)
> 40	1 – 2
25 – 40	1 – 3
< 25 y/o espumoso	3 – 12

Factores como la presencia de espuma modifican el tiempo de retención. Esto se contrarresta con la adición de agentes antiespumantes. La excesiva presencia de espuma varía el volumen de recolección de líquidos y gases, derivando en una mala separación (Requena y Rodríguez, 2006).

Además, para el dimensionamiento de un separador es necesario tomar en cuenta el nivel en la sección de recolección de líquido; es decir, su porcentaje de llenado. En el caso del crudo ecuatoriano se debe asumir una capacidad de manejo de líquido del 50% y un rango del tiempo de retención de 5 - 12 minutos (Álvarez y de la A, 2010).

1.4.1.2.1 Separador de prueba

Es un separador horizontal del tipo bifásico. Sirve para la medición y fiscalización del crudo que proviene de un solo pozo productor. (Llumiyinga y Proaño, 2016)

Los pasos para el dimensionamiento del separador de prueba, basados en la norma API 12J, son:

1. Disponer los valores de la compresibilidad y viscosidad del gas.
2. Realizar un proceso iterativo para determinar el coeficiente de arrastre y la velocidad de asentamiento, así:

2.1 Determinar la velocidad de asentamiento. Si se desconoce el diámetro de la gota de líquido, colocar el valor de 100 micrones.

$$V_t = 0.024 \left[\left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) d_m \right]^{0.5} \quad \text{Ec. (1.8)}$$

Donde:

ρ_l = densidad del líquido, lb/pc.

ρ_g = densidad del gas, lb/pc.

d_m = diámetro de la gota de líquido, micrones.

V_t = velocidad de asentamiento de la gota, pie/s.

2.2 Calcular el valor del Número de Reynolds.

$$N_{Re} = \frac{0.0049 \rho_g d_m V_t}{\mu_g} \quad \text{Ec. (1.9)}$$

Donde:

N_{Re} = número de Reynolds, adimensional.

μ_g = viscosidad del gas, cp.

2.3 Generar el valor del coeficiente de arrastre.

$$C_D = \frac{24}{N_{Re}} + \frac{3}{\sqrt{N_{Re}}} + 0.34 \quad \text{Ec. (1.10)}$$

Donde:

C_D = coeficiente de arrastre, adimensional.

2.4 Calcular el nuevo valor de la velocidad de asentamiento con la siguiente ecuación:

$$V_t = 0.0119 \left[\left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_D} \right]^{0.5} \quad \text{Ec. (1.11)}$$

2.5 Repetir los cálculos desde el paso 2.2 hasta obtener convergencia.

3. Determinar el valor de la constante de Souders y Brown.

$$K = \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{0.5} \quad \text{Ec. (1.12)}$$

Donde:

K = constante de Souders y Brown, adimensional.

4. Generar una tabla de capacidad del gas mediante el siguiente proceso:

4.1 Determinar la capacidad del gas.

$$DL_{eff} = 420 \left(\frac{TZQ_g}{P} \right) K \quad \text{Ec. (1.13)}$$

Donde:

Z = factor de compresibilidad del gas, adimensional.

T = temperatura de operación, R.

Q_g = caudal del gas, MMPCSD.

P = presión de operación, psia.

4.2 Generar el valor del diámetro base con la ecuación:

$$d_{base} = \frac{\sqrt{12 \text{ ctte}}}{2} \quad \text{Ec. (1.14)}$$

Donde:

d_{base} = diámetro de la base, pulg.

$ctte = DL_{eff}$

4.3 Calcular la longitud efectiva y la longitud de costura a costura, para el gas, con las siguientes ecuaciones:

$$L_{eff} = \frac{ctte}{d_{base}} \quad \text{Ec. (1.15)}$$

$$L_{s/s} = L_{eff} + \frac{d}{12} \quad \text{Ec. (1.16)}$$

Donde:

L_{eff} = longitud efectiva, pies.

$L_{s/s}$ = longitud de costura a costura, pies.

4.4 Realizar una tabla de capacidad del gas comenzando por el diámetro base e ir sumando 6 pulgadas al diámetro para generar nuevos valores en la tabla.

5. Generar una tabla de capacidad del líquido mediante el siguiente proceso:

5.1 Determinar la capacidad del líquido.

$$D^2 L_{eff} = \frac{t_R Q_L}{0.7} \quad \text{Ec. (1.17)}$$

Donde:

t_R = tiempo de retención, min.

Q_L = caudal del líquido, BFPD.

5.2 Generar el valor del diámetro base con la ecuación 1.14.

5.3 Calcular la longitud efectiva y la longitud de costura a costura, para el líquido, con las siguientes ecuaciones:

$$L_{eff} = \frac{t_R Q_L}{0.7 d_{base}^2} \quad \text{Ec. (1.18)}$$

$$L_{s/s} = \frac{4}{3} L_{eff} \quad \text{Ec. (1.19)}$$

$$R = \frac{12 L_{s/s}}{d} \quad \text{Ec. (1.20)}$$

Donde:

R = relación entre la longitud de costura a costura y el diámetro, adimensional.

5.4 Realizar una tabla de capacidad del líquido comenzando por el diámetro base e ir sumando 6 pulgadas al diámetro para generar nuevos valores en la tabla. Verificar la relación R con la ecuación 1. que debe pertenecer al rango de 3 - 4 para seleccionar adecuadamente la dimensión del separador de prueba.

6. Comparar las longitudes de la capacidad del gas y del líquido. Al seleccionar el separador se observa cual posee la mayor longitud.

1.4.1.2.2 Separador Trifásico

Es un separador horizontal llamado de agua libre (Free Water KnockOut). Es un recipiente cilíndrico en el que se separa la mayor cantidad del agua de la mezcla. El agua es lo primero que se debe retirar de la mezcla porque es una impureza que puede provocar una emulsión. Estos equipos reciben la producción proveniente de todos los pozos; es decir, se encargan de la producción general. (Requena y Rodríguez, 2006)

Para la ruptura de una emulsión se debe considerar los siguientes factores:

- Tamaño de las partículas de agua dispersas.

- Viscosidad.
- Tensión interfacial.
- Diferencia de densidades entre las fases.
- Contenido de elementos emulsificantes.

Los pasos para el dimensionamiento del separador trifásico, basados en la norma API 12J, son:

1. Emplear los pasos 1 - 3 enunciados en el proceso de dimensionamiento del separador de prueba.
2. La tabla de capacidad del gas se calcula con el mismo procedimiento usado para el separador de prueba.
3. Generar una tabla de capacidad del líquido mediante el siguiente proceso:

3.1 Determinar la capacidad del líquido. Se debe considerar que generalmente el tiempo de retención del petróleo es el mismo que el del agua.

$$D^2 L_{eff} = 1.42 (t_{Ro} Q_o + t_{Rw} Q_w) \quad \text{Ec. (1.21)}$$

Donde:

Q_g = caudal de petróleo, BPPD.

Q_w = caudal de agua, BAPD.

3.2 Generar el valor del diámetro base con la ecuación 1.14.

3.3 Calcular la longitud efectiva con la siguiente ecuación:

$$L_{eff} = \frac{D^2 L_{eff}}{d^2} \quad \text{Ec. (1.22)}$$

3.4 Determinar los valores de la longitud de costura a costura y Relación con las ecuaciones 1.17 y 1.18, respectivamente.

3.5 Realizar una tabla de capacidad del líquido comenzando por el diámetro base e ir sumando 6 pulgadas al diámetro para generar nuevos valores en la tabla. Verificar la relación R que debe pertenecer al rango de 3 - 4 para seleccionar adecuadamente la dimensión del separador trifásico.

4. Comparar las longitudes de la capacidad del gas y del líquido. Al seleccionar el separador se observa cual posee la mayor longitud.

1.4.2 BOTA DE GAS

La bota de gas es un separador horizontal del tipo bifásico que se encarga de separar el gas proveniente de la fase de separación primaria mediante la ubicación alternada de placas dentro de la bota y el proceso de expansión fuerte. El crudo pasa a través de la bota hacia los tanques y los gases fluyen hasta sistemas de recuperación de gases y condensados. (Llumiquinga y Proaño, 2016)

Los pasos para el dimensionamiento de la bota de gas, basados en la norma API 12J, son:

1. Emplear los pasos 1 - 3 enunciados en el proceso de dimensionamiento del separador de prueba.
2. Determinar el diámetro base con la siguiente expresión:

$$D^2 = 5040 \frac{TZQ_g}{P} K \quad \text{Ec. (1.23)}$$

Donde:

D = diámetro, pulgadas.

T = temperatura, R.

Q_g = tasa de gas, MMPCSD.

3. Calcular la capacidad de líquido con la siguiente ecuación:

$$D^2 h = \frac{t_R Q_l}{0.12} \quad \text{Ec. (1.24)}$$

Donde:

Q_l = tasa del líquido, BPD.

h = altura del líquido en pulgadas.

4. Generar el valor de la longitud de costura a costura teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- 4.1 Si el diámetro es menor o igual a 36 pulgadas, emplear la siguiente ecuación:

$$H_{s/s} = \frac{h + 76}{12} \quad \text{Ec. (1.25)}$$

Donde:

$H_{s/s}$ = Longitud de costura a costura de la bota de gas, pies.

- 4.2 Si el diámetro es mayor a 36 pulgadas, emplear la siguiente ecuación:

$$H_{s/s} = \frac{h + d + 40}{12} \quad \text{Ec. (1.26)}$$

5. Estimar la relación de longitudes con la ecuación 1.20. Verificar la relación R que debe pertenecer al rango de 3 - 4 para la selección adecuada de la bota de gas.
6. Si la relación de longitudes es menor a 3, se toma como diámetro mínimo el diámetro base.

7. Si la relación de longitudes es mayor a 3, se realiza una tabla a partir del diámetro base con una variación de 6 en 6 pulgadas. Se escoge las longitudes que satisfagan la relación de longitudes.

1.4.3 TANQUES

Son recipientes cilíndricos conformados por láminas de acero soldadas entre sí, que permiten almacenar grandes volúmenes de productos hidrocarbúricos y para la sedimentación de elementos aún presentes. Brindan flexibilidad operativa en la medición y despacho de productos. (Mosquera y Rodríguez, 2010)

La figura 1.7 expone tanques.

FIGURA 1.7: Tanques (tomado de ARCH)



Los tanques, de acuerdo a su forma, pueden ser: (Mosquera y Rodríguez, 2010)

- **Cilíndrico con techo cónico fijo**

La cubierta está soldada a las paredes del cuerpo. Sirve para almacenar fluidos compuestos por fracciones pesadas con presiones de vapor bajas. Su presión es igual a la atmosférica.

- **Cilíndrico con techo flotante**

El techo flota sobre el nivel del líquido, evitando la evaporización del mismo y provee mayor seguridad. Su presión es menor a la atmosférica.

Además, los tanques presentan las siguientes partes y estructuras auxiliares: (Fernández y Gaibor, 2009)

- **BASE**

Es el soporte del tanque. Está constituido por un anillo cimentado y arena en su interior.

- **CUBETO**

Es el cerramiento, cuadrado o rectangular, donde se encuentra el tanque.

- **VÁLVULA DE PRESIÓN Y VACÍO**

Es una válvula de control que permite el ingreso de aire o la salida del mismo. La primera consideración se presenta cuando el tanque está expulsando el fluido y la segunda cuando el fluido está ingresando al tanque.

- **ARRESTA LLAMA**

El arresta llama detiene la propagación de la llama, si se produce un incendio en el exterior del tanque, evitando una explosión en el interior del mismo.

- **SISTEMA A TIERRA**

Son una serie de cables conectados a una celda de varillas de cobre. Sirven para evitar que las cargas eléctricas se acerquen al tanque.

- **MEDIDOR DE NIVEL**

Mide y controla el nivel de fluido en el tanque.

1.4.3.1 TANQUE DE LAVADO

Son recipientes cilíndricos de estructura metálica que sirven para la deshidratación del crudo, dinámicamente. Dentro del tanque existe un colchón de

agua de 8 pies que sirve para lavar la emulsión, favoreciendo la coalescencia de las partículas de agua. Poseen una presión cercana a la atmosférica. (Oña, 2011)

La separación en los tanques de lavado se da por gravedad; sin embargo, con crudos emulsificados, se hace necesario previos tratamientos de calor y/o la aplicación de químicos desmulsificantes. Este incremento de temperatura se da en el sistema de calentamiento, cuyo objetivo es calentar el agua proveniente del tanque de lavado, para su posterior recirculación, con el fin de fraccionar la emulsión en el tanque. (Mosquera y Rodríguez, 2010).

Los pasos para el dimensionamiento y posterior selección del tanque de lavado, basados en la norma API 650, son:

1. Determinar el diámetro de la partícula de agua a ser removida, asumiendo un corte de agua del 1%, con la siguiente expresión:

$$d_{m\%} = 200 \mu_o^{0.25} \quad \text{Ec. (1.27)}$$

Donde:

$d_{m\%}$ = diámetro de la partícula de agua asumiendo un corte de agua del 1%, micrones.

μ_o = viscosidad del petróleo, cp.

2. Generar el valor del diámetro de la partícula a cualquier corte de agua con la siguiente ecuación:

$$d_m = d_{m\%} W_c^{0.33} \quad \text{Ec. (1.28)}$$

Donde:

W_c = corte de agua, %.

3. Calcular el valor del diámetro mínimo del tanque con la siguiente expresión:

$$D = 81.8 \left(\frac{Q_o \mu_o}{\Delta S G d_m^2} \right)^{0.5} \quad \text{Ec. (1.29)}$$

Donde:

D = diámetro mínimo del tanque de lavado, pulg

Q_o = caudal del petróleo, BPPD.

ΔSG = diferencia de las gravedades específicas del agua y el petróleo, adimensional.

4. Determinar la capacidad del tanque con la siguiente ecuación:

$$D^2 h = \frac{t_R Q_o}{0.12} \quad \text{Ec. (1.30)}$$

5. Realizar una tabla de capacidad del tanque tomando valores de 6 en 6 pies para la altura y determinar el valor del diámetro (pulgadas) con la ecuación 1.30 y transformar a pies.
6. Escoger un diámetro adecuado que sea mayor al diámetro mínimo del tanque a través del tiempo de retención obtenido de la ecuación 1.30. El valor del tiempo de retención debe estar entre 4 y 36 horas para lograr romper la emulsión y que las dimensiones obtenidas sean las seleccionadas.

1.4.3.2 TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO

También se los conoce como de oleoducto. Sirven para almacenar grandes volúmenes de petróleo. Son cilíndricos de fondo plano y techo esférico. Su techo es elipsoidal, esférico o flotante para evitar la separación de los gases. (Mosquera y Rodríguez, 2010)

Los pasos para el dimensionamiento y posterior selección del tanque de lavado, basados en la norma API 650, son:

1. Generar el valor del diámetro del tanque con la siguiente ecuación:

$$D = \left(\frac{22.4V}{\pi h} \right)^{0.5} \quad \text{Ec. (1.31)}$$

Donde:

V = volumen del petróleo, bls.

h = altura del tanque, pies.

En estos tanques, el petróleo debe reposar por 3 – 4 días, por lo que se debe considerar la producción máxima de petróleo y el BS&W máximo del 1%. El volumen del fluido se debe multiplicar por los días de reposo.

2. Realizar una tabla de capacidad del tanque, determinar el valor del diámetro con la ecuación 1.31, tomando valores de 6 en 6 pies para la altura,
3. Escoger el diámetro que sea similar al tanque de lavado con su altura correspondiente y que se encuentre a disposición en el mercado.

CAPÍTULO 2

METODOLOGÍA Y DISEÑO DE LA CENTRAL DE PROCESOS DE FLUIDOS

A continuación se presenta en detalle el dimensionamiento de los equipos que conforman el tren de tratamiento en la CPF en el Campo Armadillo. Para los cálculos del dimensionamiento se elaboró una hoja de Excel que automatiza los cálculos.

En la hoja de cálculo, cada proceso de cálculo está hipervinculado con el posterior y anterior para que el usuario pueda manejarse de forma más cómoda y rápida en el proceso de dimensionamiento.

A partir de la hoja inicial (INICIO), el usuario puede dirigirse a las siguientes hojas de cálculo:

- **DATOS**
 - Propiedades de los Fluidos.
 - Datos de Dimensionamiento de los equipos.

- **CÁLCULOS Y RESULTADOS**
 - Separador de prueba.
 - Separador trifásico.
 - Bota de gas.
 - Tanque de lavado.
 - Tanque de almacenamiento de petróleo.
 - Tanque de almacenamiento de agua.

De la hoja *Propiedades de los Fluidos*, el usuario puede dirigirse a:

- Inicio
- Datos de dimensionamiento de los equipos

De la hoja *Datos de dimensionamiento de los equipos*, el usuario puede dirigirse a:

- Inicio
- Propiedades de los fluidos
- Separador de prueba
- Separador trifásico
- Bota de gas
- Tanque de lavado
- Tanque de almacenamiento de petróleo
- Tanque de almacenamiento de agua

Desde las hojas de cálculo de cada uno de los equipos dimensionados, el usuario puede dirigirse a *Propiedades de los Fluidos*, para variar los valores y proceder con el tratamiento de la información de las dimensiones necesitadas.

Para que la hoja de cálculo compute los resultados de dimensionamiento de los equipos se debe ingresar los datos de las propiedades de los fluidos y los datos de dimensionamiento por equipo a dimensionar.

La tabla 2.1 muestra los datos que se deben ingresar en la hoja de cálculo para el proceso de dimensionamiento de los equipos.

TABLA 2.1: Datos de propiedades de los fluidos en la hoja de cálculo

PROPIEDADES DEL PETRÓLEO	
PROPIEDAD	UNIDAD
Gravedad	°API
Viscosidad	cp
PROPIEDADES DEL GAS	
Gravedad específica	adimensional
Factor de compresibilidad	adimensional
Viscosidad	cp
PROPIEDADES DEL AGUA	
Gravedad específica	adimensional
Viscosidad	cp
BS&W	%
Relación agua – petróleo producida	pcs/BF

La figura 2.1 expone la hoja de cálculo en Excel que se elaboró para el dimensionamiento de los equipos.

FIGURA 2.1: Hoja de cálculo para dimensionar los equipos de la CPF



2.1 DIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS

Para dimensionar los equipos se tienen las propiedades de los fluidos del campo Armadillo. La hoja de Excel determina los siguientes valores:

- Gravedad específica del petróleo.
- Peso molecular del gas.
- Densidad del gas.
- Densidad del petróleo.
- Densidad del agua.
- Densidad del líquido.

El valor de la densidad del líquido se genera a través de la siguiente ecuación:

$$\rho_L = \frac{\rho_o}{1 + RAP} + \frac{\rho_w * RAP}{1 + RAP} \quad \text{Ec. (2.1)}$$

Donde:

ρ_L = densidad del líquido, lb/pc.

La figura 2.2 muestra las propiedades de los fluidos del Campo Armadillo.

FIGURA 2.2: Propiedades de los fluidos en la hoja de cálculo

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS								
PETRÓLEO			GAS			AGUA		
Propiedad	Valor	Unidad	Propiedad	Valor	Unidad	Propiedad	Valor	Unidad
Gravedad del Petróleo	14.8	°API	Gravedad Específica del Gas	1.0602	adimensional	Gravedad Específica del Agua	1.05	adimensional
Viscosidad del Petróleo	144.94	cp	Factor de Compresibilidad del Gas (Z)	0.9922	adimensional	Viscosidad del Agua	0.4107	cp
			Viscosidad del Gas	0.0124	cp	Corte de Agua (Wc)	62.19	%
						Relación Agua-Petróleo Producido (RAP)	1.645	pcs/BF
VALORES COMPUTADOS								
Propiedad	Valor	Unidad						
Gravedad Específica del Petróleo	0.9671907	adimensional						
Peso Molecular del Gas	30.713994	lb/lb-mol						
Densidad del Petróleo	60.3627	lb/pc						
Densidad del Agua	65.52	lb/pc						

La tabla 2.2 expone los valores de las propiedades de los fluidos del campo Armadillo (tomado de ARCH).

TABLA 2.2: Propiedades de los fluidos

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS					
PETRÓLEO			GAS		
Propiedad	Valor	Unidad	Propiedad	Valor	Unidad
Gravedad de Petróleo	14.8	°API	Gravedad específica	1.0602	adimensional
Viscosidad	144.94	cp	Factor de compresibilidad	0.9922	adimensional
			Viscosidad	0.0124	cp
AGUA			VALORES COMPUTADOS		
Propiedad	Valor	Unidad	Propiedad	Valor	Unidad
Gravedad específica	1.05	adimensional	Gravedad específica del Petróleo	0.9672	adimensional
Viscosidad	0.4107	cp	Peso molecular del Gas	30.71	lb/lb-mol
Corte de Agua	62.19	%	Densidad del Petróleo	60.35	lb/pc
Relación Agua-Petróleo Producido	1.645	pcs/BF	Densidad del Agua	65.52	lb/pc

Después de las propiedades de los fluidos del Campo Armadillo se introducen los datos por equipo a dimensionar.

2.1.1 SEPARADOR DE PRUEBA

La tabla 2.3 muestra los datos necesarios para el dimensionamiento del separador de prueba.

TABLA 2.3: Datos para dimensionar el separador de prueba (basado en ARCH)

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Presión	30	psia
Temperatura	158	°F
Caudal del Líquido	15 854.30	BLPD
Caudal del Gas	41.80	MMpcsd
Tiempo de retención del líquido	30	min
Diámetro de la partícula	500	micrones
Densidad del gas	0.14	lb/pc
Densidad del líquido	63.56	lb/pc

Los valores de densidad del gas y del líquido son generados por la hoja de cálculo.

La figura 2.3 expone los datos para el dimensionamiento del separador de prueba ingresados a la hoja de cálculo.

FIGURA 2.3: Datos ingresados en la hoja de cálculo para el dimensionamiento del separador de prueba

DATOS DIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS DEL TREN DE PROCESAMIENTO DE LA CPF						VALORES COMPUTADOS	
Presión (psia)	Temperatura (°F)	QL (BPPD)	Og (MMpcsd)	trL (min)	dm (micrones)	pg (lb/pc)	pL (lb/pc)
30	158	15854.3	41.8	30	500	0.14005005	63.5663894

Con los datos detallados en las tablas 2.2 y 2.3, se procede a realizar el dimensionamiento del separador de prueba.

Primero se determina el valor de la constante K. El valor que se obtuvo fue de 0.0017848. La tabla 2.4 indica el proceso que realizó la hoja de cálculo.

TABLA 2.4: Cómputo de la constante K para el separador de prueba

Cd	0,6123887	0,6718666	0,68252261	0,6843695	0,6846879	0,6847427	0,6847521	0,6847537	0,684754	0,684754	0,6847541	0,6847541
Vt calculado (pies/s)	7,2362014	6,9084831	6,85434097	6,8450857	6,8434944	6,8432205	6,8431733	6,8431652	6,8431638	6,8431636	6,8431635	6,8431635
Condición	Volver a Iterar	Volver a Iterar	Volver a Iterar	Volver a Iterar	Volver a Iterar	Solución	Solución	Solución	Solución	Solución	Solución	Solución
K	0,0017848											

A continuación se presenta el proceso que realizó la hoja de cálculo para determinar las dimensiones de acuerdo a la capacidad del gas y del petróleo.

TABLA 2.5: Dimensiones del separador de prueba de acuerdo a la capacidad de gas

d (pulg)	Capacidad del Gas		R
	d*Leff (pulg*pie)	dbase (pulg)	
	640,4319812	43,83259	
48	13,342333	17,342333	4,33558324
54	11,859852	16,359852	3,63552256
60	10,673866	15,673866	3,13477327
66	9,7035149	15,203515	2,76427543
72	8,8948886	14,894889	2,48248144
78	8,2106664	14,710666	2,26317945
84	7,6241903	14,62419	2,08917004
90	7,1159109	14,615911	1,94878812
96	6,6711665	14,671166	1,83389581
102	6,2787449	14,778745	1,73867587
108	5,9299258	14,929926	1,65888064
114	5,6178244	15,117824	1,59134994
120	5,3369332	15,336933	1,53369332
126	5,0827935	15,582794	1,48407557
132	4,8517574	15,851757	1,44106886
138	4,6408115	16,140811	1,40354882
144	4,4474443	16,447444	1,37062036
150	4,2695465	16,769547	1,34156372
156	4,1053332	17,105333	1,31579486
162	3,9532838	17,453284	1,29283584
168	3,8120951	17,812095	1,27229251
174	3,6806436	18,180644	1,25383749
180	3,5579555	18,557955	1,23719703
186	3,4431827	18,943183	1,22214082
192	3,3355832	19,335583	1,20847395
198	3,234505	19,734505	1,1960306

TABLA 2.6: Dimensiones del separador de prueba de acuerdo a la capacidad de petróleo

Capacidad del Petróleo			
trL (min)			
30	679470		
d (pulg)	Leff (pies)	Lss (pies)	R
48	294,90885	393,21181	98,302951
54	233,0144	310,68587	69,041305
60	188,74167	251,65556	50,331111
66	155,98485	207,9798	37,814509
72	131,0706	174,7608	29,1268
78	111,68146	148,90861	22,909017
84	96,296769	128,39569	18,342242
90	83,885185	111,84691	14,912922
96	73,727214	98,302951	12,287869
102	65,308535	87,078047	10,244476
108	58,253601	77,671468	8,6301631
114	52,28301	69,71068	7,3379663
120	47,185417	62,913889	6,2913889
126	42,798564	57,064752	5,4347383
132	38,996212	51,994949	4,7268136
138	35,678954	47,571939	4,1366903
144	32,76765	43,690201	3,6408501
150	30,198667	40,264889	3,2211911
156	27,920365	37,227153	2,8636272
162	25,890489	34,520652	2,5570854
168	24,074192	32,098923	2,2927802
174	22,442529	29,923372	2,0636808
180	20,971296	27,961728	1,8641152
186	19,640132	26,186842	1,6894737
192	18,431803	24,575738	1,5359836
198	17,33165	23,108866	1,4005374

Con estos resultados se concluye que el separador de prueba debe ser dimensionado de acuerdo a la capacidad del petróleo porque es mayor a la del gas.

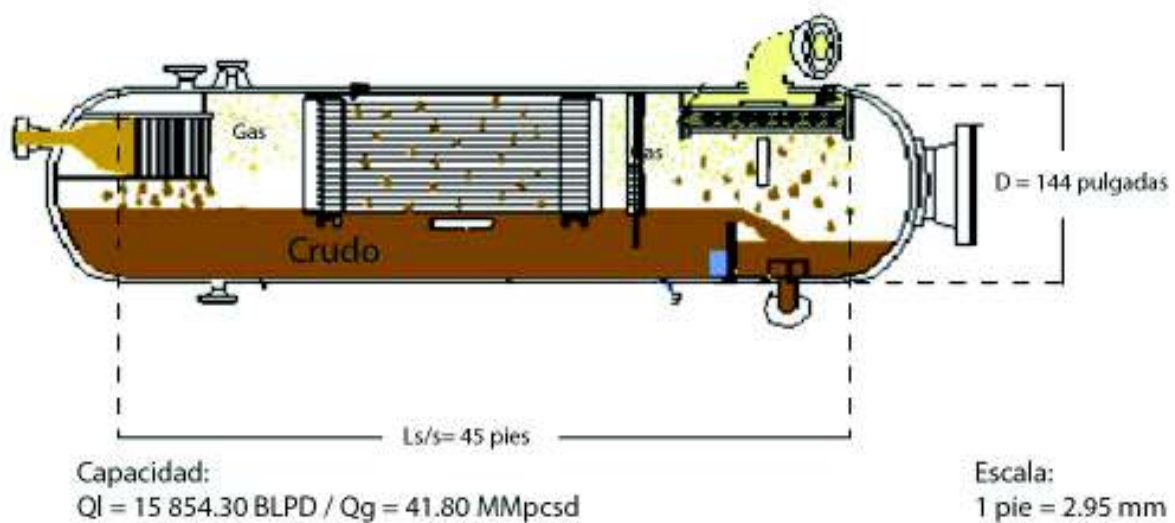
Posterior a este breve análisis, se tiene que las dimensiones que debe poseer el separador de prueba son:

TABLA 2.7: Dimensiones del separador de prueba

Dimensión	Valor	Unidad
Diámetro	144	pulgadas
Leff	33	pies
Ls/s	45	pies
R	3.6	adimensional

La figura 2.4 presenta las dimensiones del separador de prueba a escala.

FIGURA 2.4: Dimensiones del separador de prueba a escala



2.1.2 SEPARADOR TRIFÁSICO 1

La tabla 2.8 muestra los datos necesarios para el dimensionamiento del separador trifásico 1.

TABLA 2.8: Datos para dimensionar el separador trifásico 1 (basado en ARCH)

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Presión	30	psia
Temperatura	158	°F
Caudal del Petróleo	5 993.90	BPPD
Caudal del Agua	9 860.40	BAPD
Caudal del Gas	41.80	MMpcsd
Tiempo de retención del agua	30	min
Tiempo de retención del petróleo	30	min
Diámetro de la partícula	500	micrones
Densidad del gas	0.14	lb/pc
Densidad del líquido	63.56	lb/pc

Los valores de densidad del gas y del líquido son generados por la hoja de cálculo.

La figura 2.5 expone los datos para el dimensionamiento del separador trifásico 1 ingresados a la hoja de cálculo.

FIGURA 2.5: Datos ingresados en la hoja de cálculo para el dimensionamiento del separador trifásico 1

Separador Trifásico	Presión (psia)	Temperatura (°F)	Q _o (BPPD)	Q _g (MMpcsd)	Q _w (BAPD)	t _{ro} (min)	t _{rw} (min)	d _m (micrones)	ρ _g (lb/pc)	ρ _L (lb/pc)
	30	158	5993,9	41,8	9860,4	30	30	500	0,14005065	63,563894

Con los datos detallados en las tablas 2.2 y 2.8, se procede a realizar el dimensionamiento del separador trifásico 1.

Primero se determina el valor de la constante K. El valor que se obtuvo fue de 0.0017848. La tabla 2.9 indica el proceso que realizó la hoja de cálculo.

TABLA 2.9: Cómputo de la constante K para el separador trifásico 1

Vt inicial (pie/s)	9,7075007													
Nre	268,61914	200,23508	191,16669	189,66851	189,4124	189,36837	189,36079	189,35948	189,35926	189,35922	189,35921	189,35921	189,35921	189,35921
Cd	0,6123887	0,6718666	0,68252261	0,6843695	0,6846879	0,6847427	0,6847521	0,6847537	0,684754	0,684754	0,6847541	0,6847541	0,6847541	0,6847541
Vt calculado (pies/s)	7,2362014	6,9084831	6,85434097	6,8450857	6,8434944	6,8432205	6,8431733	6,8431652	6,8431638	6,8431636	6,8431635	6,8431635	6,8431635	6,8431635
Condición	Volver a Iterar	Volver a Iterar	Volver a Iterar	Volver a Iterar	Volver a Iterar	Solución	Solución	Solución	Solución	Solución	Solución	Solución	Solución	Solución
K	0,0017848													

A continuación se presenta el proceso que realizó la hoja de cálculo para determinar las dimensiones de acuerdo a la capacidad del gas y del petróleo.

TABLA 2.10: Dimensiones del separador trifásico 1 de acuerdo a la capacidad de gas

Capacidad del Gas			
d*Leff (pulg*pie)			dbase (pulg)
640,4319812			43,83259
d (pulg)	Leff (pies)	Lss (pies)	R
48	13,342333	17,342333	4,33558324
54	11,859852	16,359852	3,63552256
60	10,673866	15,673866	3,13477327
66	9,7035149	15,203515	2,76427543
72	8,8948886	14,894889	2,48248144
78	8,2106664	14,710666	2,26317945
84	7,6241903	14,62419	2,08917004
90	7,1159109	14,615911	1,94878812
96	6,6711665	14,671166	1,83389581
102	6,2787449	14,778745	1,73867587
108	5,9299258	14,929926	1,65888064
114	5,6178244	15,117824	1,59134994
120	5,3369332	15,336933	1,53369332
126	5,0827935	15,582794	1,48407557
132	4,8517574	15,851757	1,44106886
138	4,6408115	16,140811	1,40354882
144	4,4474443	16,447444	1,37062036
150	4,2695465	16,769547	1,34156372
156	4,1053332	17,105333	1,31579486
162	3,9532838	17,453284	1,29283584
168	3,8120951	17,812095	1,27229251
174	3,6806436	18,180644	1,25383749
180	3,5579555	18,557955	1,23719703
186	3,4431827	18,943183	1,22214082
192	3,3355832	19,335583	1,20847395
198	3,234505	19,734505	1,1960306
204	3,1393725	20,139372	1,18466897
210	3,0496761	20,549676	1,17426721
216	2,9649629	20,964963	1,16472016
222	2,8848287	21,384829	1,15593669
228	2,8089122	21,808912	1,14783748
234	2,7368888	22,236889	1,14035327

TABLA 2.11: Dimensiones del separador trifásico de acuerdo a la capacidad de petróleo 1

Capacidad del Petróleo

$$d^2 \cdot L_{eff}$$

675393,18

d (pulg)	L _{eff} (pies)	L _{ss} (pies)	R
48	293,1394	297,1394	74,28485
54	231,61632	236,11632	52,470293
60	187,60922	192,60922	38,521843
66	155,04894	160,54894	29,190716
72	130,28418	136,28418	22,71403
78	111,01137	117,51137	18,078672
84	95,718988	102,71899	14,674141
90	83,381874	90,881874	12,117583
96	73,28485	81,28485	10,160606
102	64,916684	73,416684	8,6372569
108	57,904079	66,904079	7,4337866
114	51,969312	61,469312	6,4704539
120	46,902304	56,902304	5,6902304
126	42,541772	53,041772	5,0515974
132	38,762235	49,762235	4,5238395
138	35,46488	46,96488	4,0839026
144	32,571045	44,571045	3,7142537
150	30,017475	42,517475	3,401398
156	27,752843	40,752843	3,1348341
162	25,735146	39,235146	2,9063071
168	23,929747	37,929747	2,7092676
174	22,307874	36,807874	2,538474
180	20,845469	35,845469	2,3896979
186	19,522291	35,022291	2,2595026
192	18,321213	34,321213	2,1450758
198	17,22766	33,72766	2,0441006
204	16,229171	33,229171	1,9546571
210	15,315038	32,815038	1,875145
216	14,47602	32,47602	1,8042233
222	13,704106	32,204106	1,7407625
228	12,992328	31,992328	1,6838067
234	12,334597	31,834597	1,6325434

Con estos resultados se concluye que el separador trifásico 1 debe ser dimensionado de acuerdo a la capacidad del petróleo porque es mayor a la del gas.

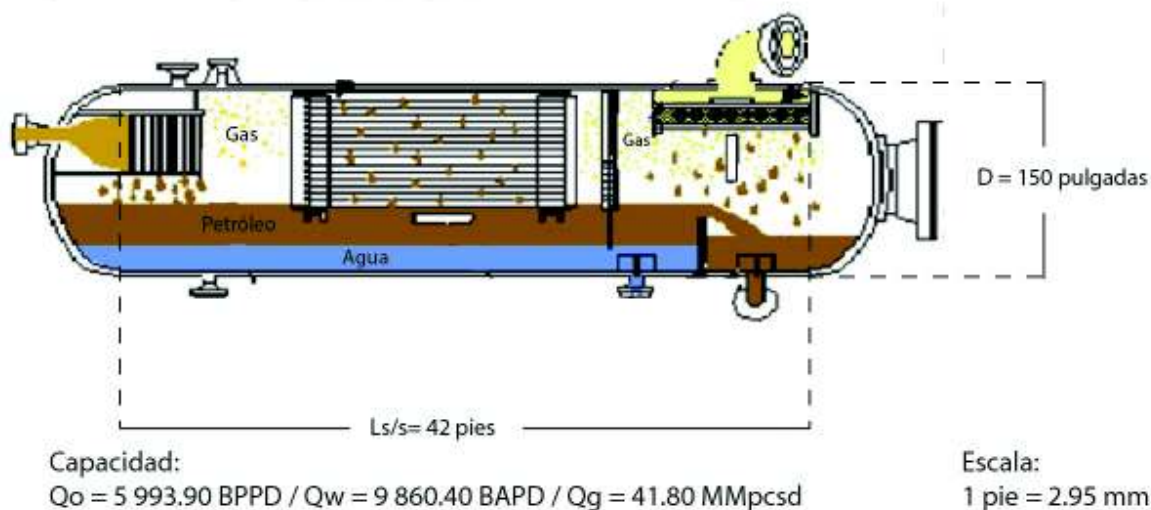
Posterior a este breve análisis, se tiene que las dimensiones que debe poseer el separador trifásico 1 son:

TABLA 2.12: Dimensiones del separador trifásico 1

Dimensión	Valor	Unidad
Diámetro	150	pulgadas
Leff	30	pies
Ls/s	42	pies
R	3.4	adimensional

La figura 2.6 presenta las dimensiones del separador trifásico 1 a escala.

FIGURA 2.6: Dimensiones del separador trifásico 1 a escala



Para cumplir con el objetivo de tener un BS&W menor al 1% al final del proceso de separación, se dimensionarán dos separadores trifásicos. Además, para romper la emulsión en el proceso de separación, se agregará una bomba de inyección de químicos que contribuirá con un proceso eficiente para separar el petróleo del agua.

2.1.3 SEPARADOR TRIFÁSICO 2

La tabla 2.13 muestra los datos necesarios para el dimensionamiento del separador trifásico 2.

TABLA 2.13: Datos para dimensionar el separador trifásico 2 (basado en ARCH)

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Presión	30	psia
Temperatura	158	°F
Caudal del Petróleo	5 993.90	BPPD
Caudal del Agua	2 921.64	BAPD
Caudal del Gas	41.80	MMpcsd
Tiempo de retención del agua	30	min
Tiempo de retención del petróleo	30	min
Diámetro de la partícula	500	micrones
Densidad del gas	0.14	lb/pc
Densidad del líquido	63.56	lb/pc

Los valores de densidad del gas y del líquido son generados por la hoja de cálculo.

La figura 2.7 expone los datos para el dimensionamiento del separador trifásico 2 ingresados a la hoja de cálculo.

FIGURA 2.7: Datos ingresados en la hoja de cálculo para el dimensionamiento del separador trifásico 2

Separador Trifásico	Presión (psia)	Temperatura (°F)	Qo (BPPD)	Qg (MMpcsd)	Qw (BAPD)	trw (min)	trg (min)	dm (micrones)	ρ_g (lb/pc)	ρ_L (lb/pc)
	30	158	5993.9	41.8	2921.64	30	30	500	0.14005065	63.5683894

Con los datos detallados en las tablas 2.2 y 2.13, se procede a realizar el dimensionamiento del separador trifásico.

Primero se determina el valor de la constante K. El valor que se obtuvo fue de 0.0017848. La tabla 2.14 indica el proceso que realizó la hoja de cálculo.

TABLA 2.14: Cómputo de la constante K para el separador trifásico

Vt inicial (pie/s)	9,7075007													
Nre	268,61914	200,23508	191,16669	189,66851	189,4124	189,36837	189,36079	189,35948	189,35926	189,35922	189,35921	189,35921	189,35921	189,35921
Cd	0,6123887	0,6718666	0,68252261	0,6843695	0,6846879	0,6847427	0,6847521	0,6847537	0,684754	0,684754	0,6847541	0,6847541	0,6847541	0,6847541
Vt calculado (pies/s)	7,2362014	6,9084831	6,85434097	6,8450857	6,8434944	6,8432205	6,8431733	6,8431652	6,8431638	6,8431636	6,8431635	6,8431635	6,8431635	6,8431635
Condición	Volver a iterar	Volver a iterar	Volver a iterar	Volver a iterar	Volver a iterar	Solución	Solución	Solución	Solución	Solución	Solución	Solución	Solución	Solución
K	0,0017848													

A continuación se presenta el proceso que realizó la hoja de cálculo para determinar las dimensiones de acuerdo a la capacidad del gas y del petróleo.

TABLA 2.15: Dimensiones del separador trifásico 2 de acuerdo a la capacidad de gas

Capacidad del Gas			
d*Leff (pulg*pie)			dbase (pulg)
640,4319812			43,83259
d (pulg)	Leff (pies)	Lss (pies)	R
48	13,342333	17,342333	4,33558324
54	11,859852	16,359852	3,63552256
60	10,673866	15,673866	3,13477327
66	9,7035149	15,203515	2,76427543
72	8,8948886	14,894889	2,48248144
78	8,2106664	14,710666	2,26317945
84	7,6241903	14,62419	2,08917004
90	7,1159109	14,615911	1,94878812
96	6,6711665	14,671166	1,83389581
102	6,2787449	14,778745	1,73867587
108	5,9299258	14,929926	1,65888064
114	5,6178244	15,117824	1,59134994
120	5,3369332	15,336933	1,53369332
126	5,0827935	15,582794	1,48407557
132	4,8517574	15,851757	1,44106886
138	4,6408115	16,140811	1,40354882
144	4,4474443	16,447444	1,37062036
150	4,2695465	16,769547	1,34156372
156	4,1053332	17,105333	1,31579486
162	3,9532838	17,453284	1,29283584
168	3,8120951	17,812095	1,27229251

TABLA 2.16: Dimensiones del separador trifásico 2 de acuerdo a la capacidad de petróleo

Capacidad del Petróleo
 $d^2 \cdot L_{eff}$
379802,004

d (pulg)	L_{eff} (pies)	L_{ss} (pies)	R
48	164,84462	168,84462	42,211155
54	130,2476	134,7476	29,943911
60	105,50056	110,50056	22,100111
66	87,190543	92,690543	16,852826
72	73,264275	79,264275	13,210713
78	62,426365	68,926365	10,604056
84	53,826815	60,826815	8,6895449
90	46,889136	54,389136	7,2518848
96	41,211155	49,211155	6,1513944
102	36,505383	45,005383	5,2947509
108	32,5619	41,5619	4,6179889
114	29,224531	38,724531	4,0762664
120	26,375139	36,375139	3,6375139
126	23,923029	34,423029	3,2783837
132	21,797636	32,797636	2,9816032
138	19,943394	31,443394	2,7342082
144	18,316069	30,316069	2,5263391
150	16,880089	29,380089	2,3504071
156	15,606591	28,606591	2,200507
162	14,471956	27,971956	2,0719967
168	13,456704	27,456704	1,9611931
174	12,544656	27,044656	1,8651487
180	11,722284	26,722284	1,7814856
186	10,978206	26,478206	1,7082713
192	10,302789	26,302789	1,6439243
198	9,6878381	26,187838	1,5871417
204	9,1263457	26,126346	1,5368439

Con estos resultados se concluye que el separador trifásico 2 debe ser dimensionado de acuerdo a la capacidad del petróleo porque es mayor a la del gas.

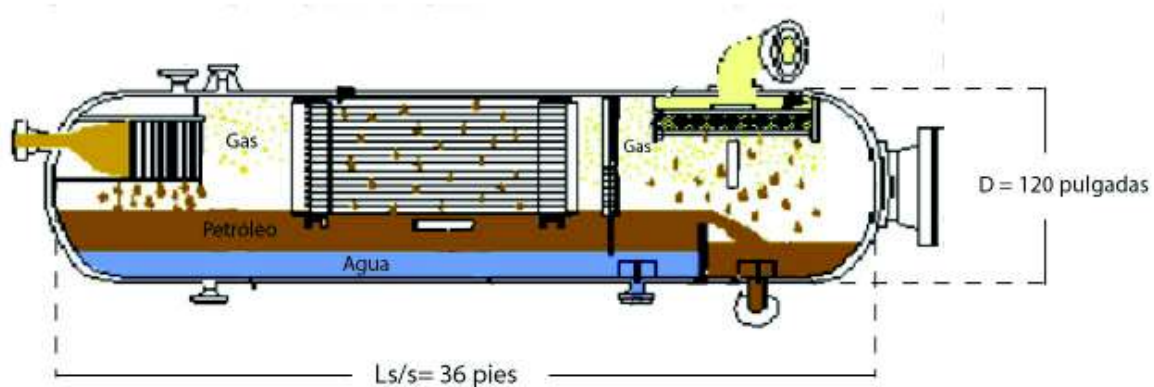
Posterior a este breve análisis, se tiene que las dimensiones que debe poseer el separador trifásico 2 son:

TABLA 2.17: Dimensiones del separador trifásico

Dimensión	Valor	Unidad
Diámetro	120	pulgadas
Leff	26	pies
Ls/s	36	pies
R	3.63	adimensional

La figura 2.8 presenta las dimensiones del separador trifásico 2 a escala.

FIGURA 2.8: Dimensiones del separador trifásico 2 a escala



Capacidad:

$Q_o = 5\,993.90$ BPPD / $Q_w = 2\,921.64$ BAPD / $Q_g = 41.80$ MMpcsd

Escala:

1 pie = 2.95 mm

2.1.4 BOTA DE GAS

La tabla 2.18 muestra los datos necesarios para el dimensionamiento de la bota de gas.

TABLA 2.18: Datos para dimensionar la bota de gas (basado en ARCH)

A continuación se presenta el proceso que realizó la hoja de cálculo para determinar las dimensiones de la bota de gas.

TABLA 2.20: Dimensiones de la bota de gas obtenidos de la hoja de cálculo

Capacidad del Gas		Capacidad del Petróleo		
d^2	dbase (pulg)	$d^2 \cdot h$		
7685,1838	87,6651799	1498475	-	-
		d (pulg)	h (pies)	hss (pies)
		90	15,416409	26,249743
		96	13,549579	24,882912
		102	12,002395	23,835728
		108	10,70584	23,039173
		114	9,6085655	22,441899
		120	8,6717303	22,005064
		126	7,865515	21,698848
		132	7,1667193	21,500053
		138	6,557074	21,390407
		144	6,0220349	21,355368
		150	5,5499074	21,383241
		156	5,1312014	21,464535
		162	4,7581511	21,591484
		168	4,4243522	21,757686
		174	4,1244853	21,957819
		180	3,8541024	22,187436
		186	3,6094611	22,442794
		192	3,3873947	22,720728
		198	3,1852086	23,018542
		204	3,0005987	23,333932
		210	2,8315854	23,664919
		216	2,67646	24,009793
		222	2,5337415	24,367075
		228	2,4021414	24,735475
		234	2,2805339	25,113867
				R
				3,4999657
				3,110364

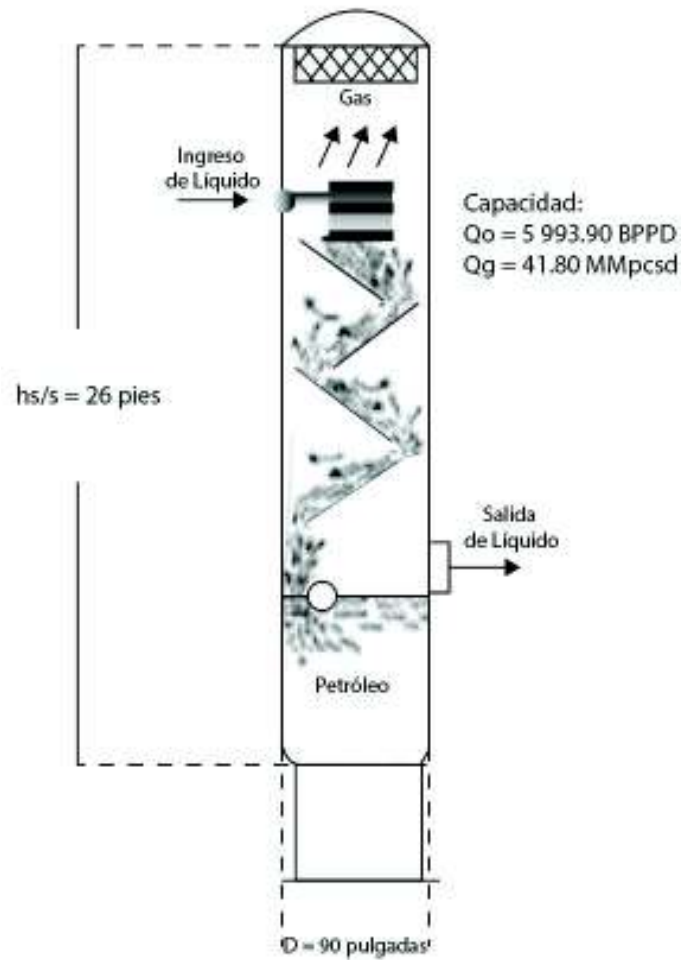
De acuerdo a los resultados obtenidos en la hoja de cálculo, se concluye que las dimensiones de la bota de gas son:

TABLA 2.21: Dimensiones de la bota de gas

Dimensión	Valor	Unidad
Diámetro	90	pulgadas
H	15	pies
hs/s	26	pies
R	3.5	adimensional

La figura 2.10 presenta las dimensiones de la bota de gas a escala.

FIGURA 2.10: Dimensiones de la bota de gas a escala



2.1.5 TANQUE DE LAVADO

Se premisa la utilización de tanques API 12F de 500 barriles de capacidad.

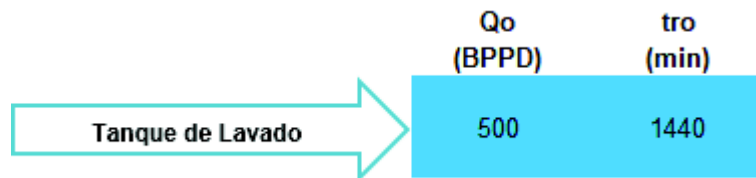
La tabla 2.22 muestra los datos necesarios para el dimensionamiento del tanque de lavado.

TABLA 2.22: Datos para dimensionar el tanque de lavado (basado en ARCH)

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Caudal del Petróleo	500	BPPD
Tiempo de retención del petróleo	1440	min

Se coloca el valor de 1440 minutos debido a que es el tiempo considerado para que se pueda romper la emulsión.

La figura 2.11 expone los datos para el dimensionamiento del tanque de lavado ingresados a la hoja de cálculo.

FIGURA 2.11: Datos ingresados en la hoja de cálculo para el dimensionamiento del tanque de lavado

Con los datos detallados en las tablas 2.2 y 2.22, se procede a realizar el dimensionamiento del tanque de lavado.

Primero se determina los valores de $d_{mi\%}$ y d_m . La tabla 2.23 indica el proceso que realizó la hoja de cálculo y los resultados.

TABLA 2.23: Cómputo de $d_{mi\%}$ y d_m para el tanque de lavado

$d_{mi\%}$	693,94821
d_m	593,273355

A continuación se presenta el proceso que realizó la hoja de cálculo para determinar las dimensiones del tanque de lavado.

TABLA 2.24: Dimensiones del tanque de lavado obtenidos de la hoja de cálculo

$d^2 \cdot h$		d mínimo (pulg)		d mínimo (pies)
6000000		128,9846544		10,7487212
d (pulg)	D (pies)	h (pulg)	H (pies)	tr (horas)
289	24	72	6	5,99
204	17	144	12	16,93
167	14	216	18	31,10
144	12	288	24	47,89
129	11	360	30	66,93
118	10	432	36	87,98
109	9	504	42	110,86
102	9	576	48	135,45
96	8	648	54	161,62
91	8	720	60	189,29
87	7	792	66	218,39
83	7	864	72	248,83
80	7	936	78	280,58
77	6	1008	84	313,56
75	6	1080	90	347,75
72	6	1152	96	383,10
70	6	1224	102	419,57
68	6	1296	108	457,13
66	6	1368	114	495,75
65	5	1440	120	535,40
63	5	1512	126	576,05
62	5	1584	132	617,69
60	5	1656	138	660,28
59	5	1728	144	703,80
58	5	1800	150	748,25
57	5	1872	156	793,59

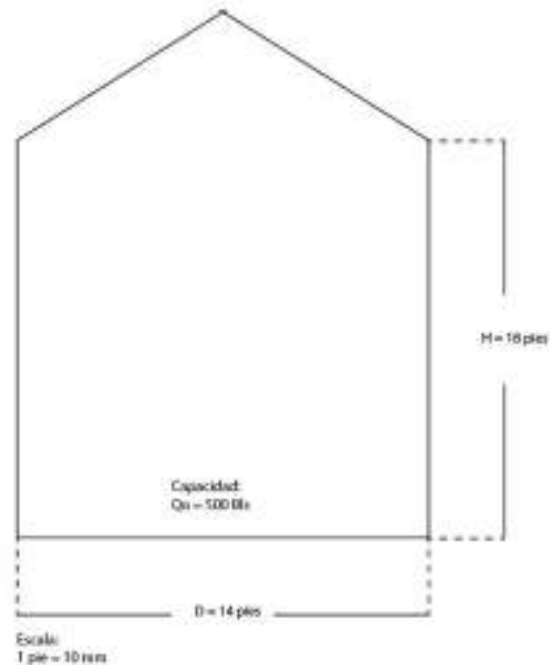
De acuerdo a los resultados obtenidos en la hoja de cálculo, se concluye que las dimensiones del tanque de lavado son:

TABLA 2.25: Dimensiones del tanque de lavado

Dimensión	Valor	Unidad
D	14	pies
H	18	pies
Tr	31.10	horas

Estas dimensiones son para un caudal de 500 barriles, tal como indica la norma API12F.

La figura 2.12 presenta las dimensiones del tanque de lavado a escala.

FIGURA 2.12: Dimensiones del tanque de lavado a escala

Como el caudal de petróleo por día es de 6 000 barriles, se deberán dimensionar 4 tanques de lavado con las mismas dimensiones para cubrir la producción esperada de petróleo. En el tanque de lavado se ha considerado un colchón de agua de 8 pies que sirve para lavar la emulsión, favoreciendo la coalescencia de las partículas de agua. El techo será un techo flotante que se acopla a la diferencia de caudal en el tanque y se lo recomienda por un valor mínimo de gas en el tanque.

2.1.6 TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO

Se premisa la utilización de tanques API 12F de 500 barriles de capacidad.

La tabla 2.26 muestra los datos necesarios para el dimensionamiento del tanque de almacenamiento de petróleo.

TABLA 2.26: Datos para dimensionar el tanque de almacenamiento de petróleo (basado en ARCH)

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Caudal del Petróleo	500	BPPD

La figura 2.13 expone los datos para el dimensionamiento del tanque de almacenamiento de petróleo ingresados a la hoja de cálculo.

FIGURA 2.13: Datos ingresados en la hoja de cálculo para el dimensionamiento del tanque de almacenamiento de petróleo



Con los datos detallados en las tablas 2.2 y 2.26, se procede a realizar el dimensionamiento del tanque de almacenamiento del petróleo.

Se indica el proceso que realizó la hoja de cálculo para determinar las dimensiones del tanque de almacenamiento de petróleo.

TABLA 2.27: Dimensiones del tanque de almacenamiento de petróleo obtenidos de la hoja de cálculo

H (pies)	D (pies)
6	45,64359983
12	32,27489895
18	26,35234465
24	22,82179991
30	20,41243839
36	18,6339216
42	17,25165915
48	16,13744948
54	15,21453328
60	14,43377361
66	13,76206315
72	13,17617232
78	12,65925689
84	12,19876517
90	11,7851268
96	11,41089996
102	11,07019901
108	10,75829965
114	10,47135995
120	10,20621919
126	9,960250057
132	9,73124818

De acuerdo a los resultados obtenidos en la hoja de cálculo, se concluye que las dimensiones del tanque de almacenamiento de petróleo son:

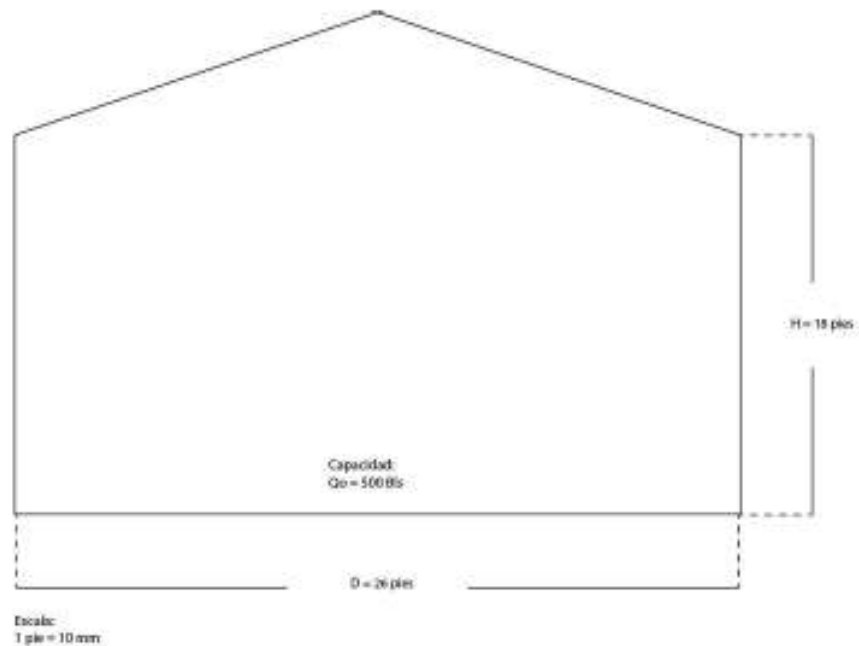
TABLA 2.28: Dimensiones del tanque de almacenamiento de petróleo

Dimensión	Valor	Unidad
D	26	Pies
H	18	Pies

Estas dimensiones son para un caudal de 500 barriles, tal como indica la norma API12F.

La figura 2.14 presenta las dimensiones del tanque de almacenamiento de petróleo a escala.

FIGURA 2.14: Dimensiones del tanque de almacenamiento de petróleo a escala



Como el caudal de petróleo por día es de 6 000 barriles, se deberán dimensionar 4 tanques de almacenamiento con las mismas dimensiones para cubrir la producción esperada de petróleo. El techo será un techo flotante que se acopla a la diferencia de caudal en el tanque y se lo recomienda por un valor mínimo de gas en el tanque.

2.1.7 TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA

Se premisa la utilización de tanques API 12F de 500 barriles de capacidad.

La tabla 2.29 muestra los datos necesarios para el dimensionamiento del tanque de almacenamiento de agua.

TABLA 2.29: Datos para dimensionar el tanque de almacenamiento de agua (basado en ARCH)

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Caudal del agua	500	BAPD

La figura 2.15 expone los datos para el dimensionamiento del tanque de almacenamiento de agua ingresados a la hoja de cálculo.

FIGURA 2.15: Datos ingresados en la hoja de cálculo para el dimensionamiento del tanque de almacenamiento de agua



Con los datos detallados en las tablas 2.2 y 2.29, se procede a realizar el dimensionamiento del tanque de almacenamiento del agua.

Se indica el proceso que realizó la hoja de cálculo para determinar las dimensiones del tanque de almacenamiento de agua.

TABLA 2.30: Dimensiones del tanque de almacenamiento de agua obtenidos de la hoja de cálculo

H (pies)	D (pies)
6	24,39753035
12	17,25165915
18	14,08592071
24	12,19876517
30	10,91090727
36	9,960250057
42	9,221399701
48	8,625829577
54	8,132510117
60	7,715176519
66	7,35613218
72	7,042960357
78	6,766657436
84	6,520514261
90	6,299415249
96	6,099382587
102	5,917270273

108 5,750553051

114 5,59717733

De acuerdo a los resultados obtenidos en la hoja de cálculo, se concluye que las dimensiones del tanque de almacenamiento de agua son:

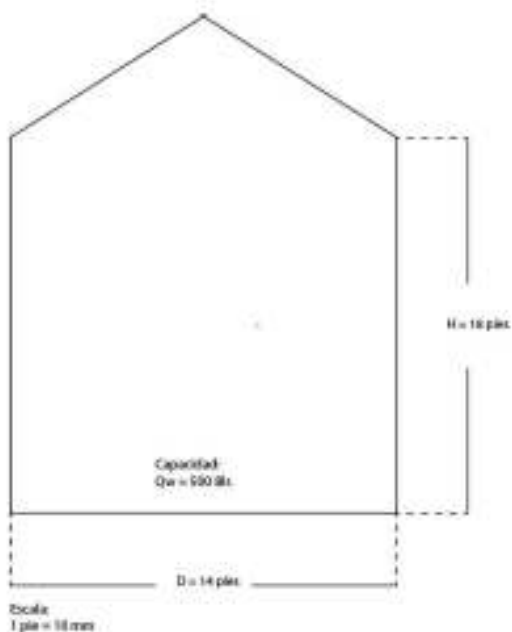
TABLA 2.31: Dimensiones del tanque de almacenamiento de agua

Dimensión	Valor	Unidad
D	14	Pies
H	18	Pies

Estas dimensiones son para un caudal de 500 barriles, tal como indica la norma API12F.

La figura 2.16 presenta las dimensiones del tanque de almacenamiento de agua a escala.

FIGURA 2.16: Dimensiones del tanque de almacenamiento de agua a escala



Como el caudal de agua por día es de 10 000 barriles, se deberán dimensionar 4 tanques de almacenamiento con las mismas dimensiones para cubrir la producción esperada de agua. Esta agua servirá como agua de reinyección en los

pozos. El techo será un techo flotante que se acopla a la diferencia de caudal en el tanque y se lo recomienda por un valor mínimo de gas en el tanque.

2.2 ANÁLISIS DE CAUDALES Y BS&W POR EQUIPOS

La tabla 2.32 expone el BS&W esperado por equipo en el proceso de separación.

TABLA 2.32: BS&W esperado por equipo en el proceso de separación (basado en ARCH)

	BSW (%)	
	Entrada	Salida
Separador de Prueba	62,19	62,19
Separador Trifásico 1	62,19	29,63
Separador Trifásico 2	29,63	3,24
Bota de Gas	3,24	3,24
Tanque de Lavado	3,24	0,83

A continuación se presenta el análisis de los caudales por equipos en la CPF del Campo Armadillo.

2.2.1 SEPARADOR DE PRUEBA

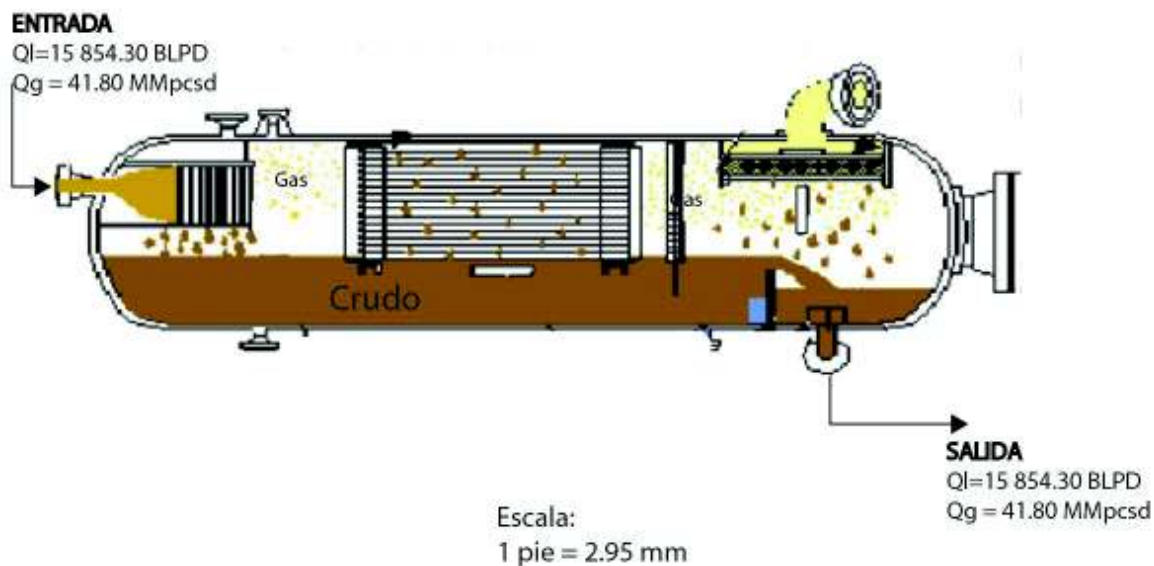
La tabla 2.33 muestra el caudal de entrada y salida de las fases en el separador de prueba.

TABLA 2.33: Caudal de entrada y salida de las fases en el separador de prueba (basado en ARCH)

	Caudal de Entrada			Caudal de Salida		
	Ql / Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	Qg (MMpcsd)	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	Qg (MMpcsd)
Separador de Prueba	15854,30		41,80	15854,30		41,80

La figura 2.17 presenta los caudales en el separador de prueba.

FIGURA 2.17: Caudales en el separador de prueba (basado en ARCH)



2.2.2 SEPARADOR TRIFÁSICO 1

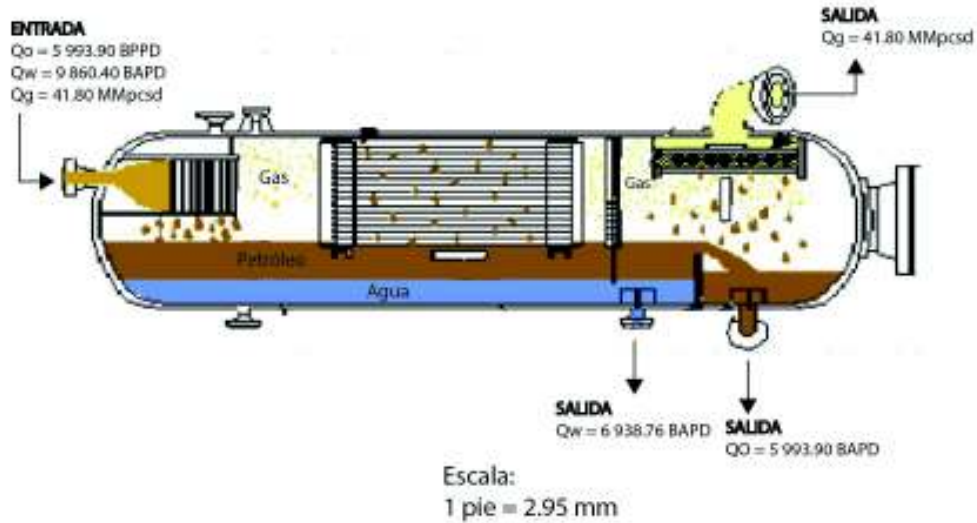
La tabla 2.34 muestra el caudal de entrada y salida de las fases en el separador trifásico 1.

TABLA 2.34: Caudal de entrada y salida de las fases en el separador trifásico 1 (basado en ARCH)

	Caudal de Entrada			Caudal de Salida		
	Q_l / Q_o (BPPD)	Q_w (BAPD)	Q_g (MMpcsd)	Q_o (BPPD)	Q_w (BAPD)	Q_g (MMpcsd)
Separador Trifásico 1	5993,9	9860,4	41,8	5993,9	6938,76348	41,8

La figura 2.18 presenta los caudales en el separador trifásico 1.

FIGURA 2.18: Caudales en el separador trifásico 1 (basado en ARCH)



2.2.3 SEPARADOR TRIFÁSICO 2

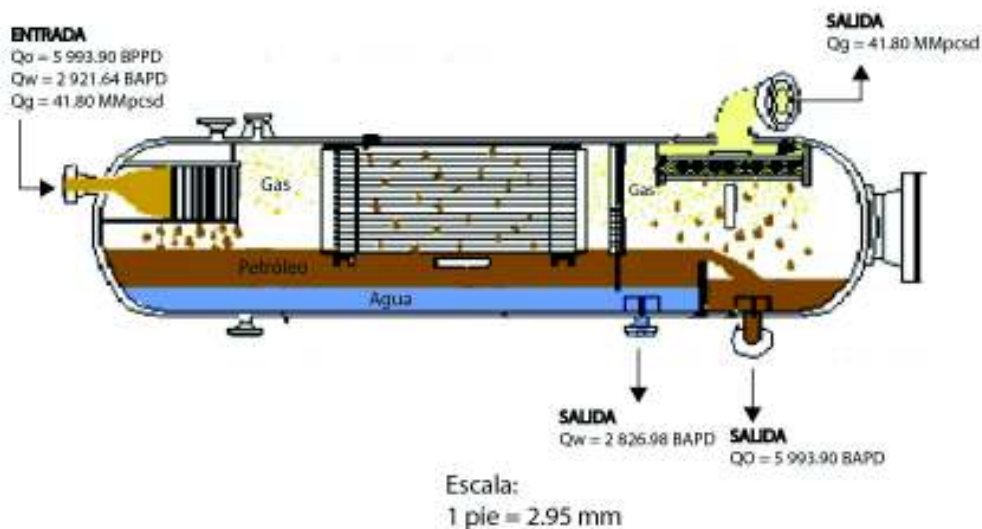
La tabla 2.35 muestra el caudal de entrada y salida de las fases en el separador trifásico 2.

TABLA 2.35: Caudal de entrada y salida de las fases en el separador trifásico 2 (basado en ARCH)

	Caudal de Entrada			Caudal de Salida		
	Q_l / Q_o (BPPD)	Q_w (BAPD)	Q_g (MMpcsd)	Q_o (BPPD)	Q_w (BAPD)	Q_g (MMpcsd)
Separador Trifásico 2	5993,9	2921,63652	41,8	5993,9	2826,9755	41,8

La figura 2.19 presenta los caudales en el separador trifásico 2.

FIGURA 2.19: Caudales en el separador trifásico 2 (basado en ARCH)



2.2.4 BOTA DE GAS

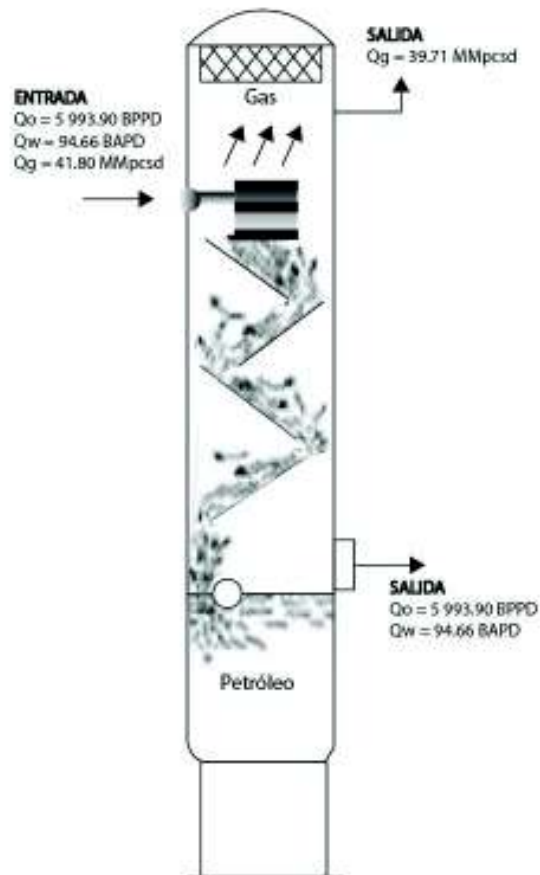
La tabla 2.36 muestra el caudal de entrada y salida de las fases en la bota de gas.

TABLA 2.36: Caudal de entrada y salida de las fases en la bota de gas (basado en ARCH)

	Caudal de Entrada			Caudal de Salida		
	Q_l / Q_o (BPPD)	Q_w (BAPD)	Q_g (MMpcsd)	Q_o (BPPD)	Q_w (BAPD)	Q_g (MMpcsd)
Bota de Gas	5993,9	94,6610232	41,8	5993,9	94,6610232	39,71

La figura 2.20 presenta los caudales en la bota de gas.

FIGURA 2.20: Caudales en la bota de gas (basado en ARCH)



2.2.5 TANQUE DE LAVADO

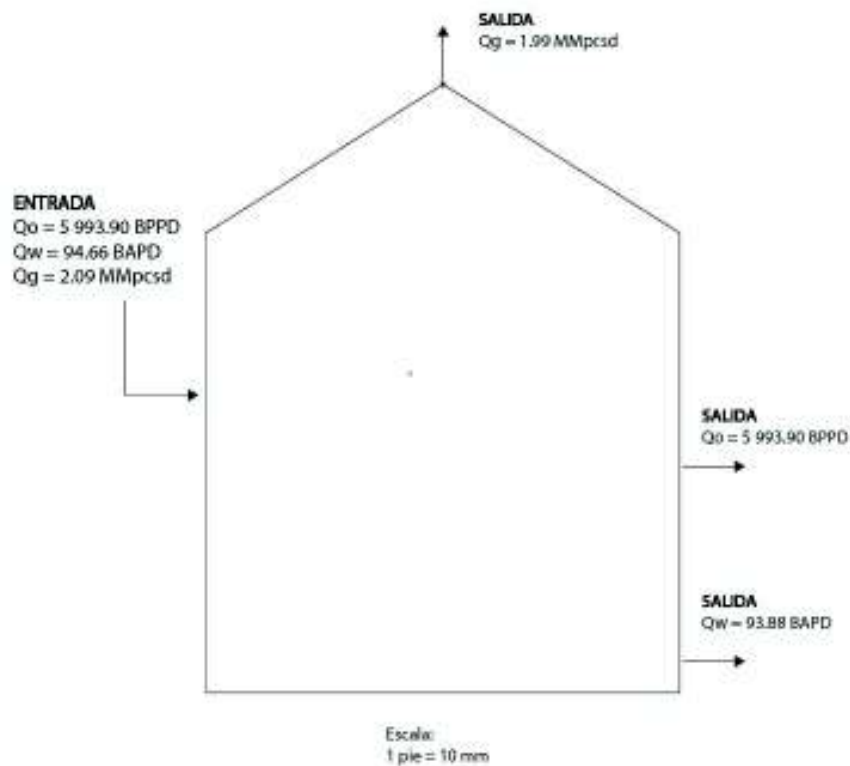
La tabla 2.37 muestra el caudal de entrada y salida de las fases en el tanque de lavado.

TABLA 2.37: Caudal de entrada y salida de las fases en el tanque de lavado (basado en ARCH)

	Caudal de Entrada			Caudal de Salida		
	Ql / Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	Qg (MMpcsd)	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	Qg (MMpcsd)
Tanque de Lavado	5993,9	94,6610232	2,09	5993,9	93,8753368	1,9855

La figura 2.21 presenta los caudales en el tanque de lavado.

FIGURA 2.21: Caudales en el tanque de lavado (basado en ARCH)



2.2.6 TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO

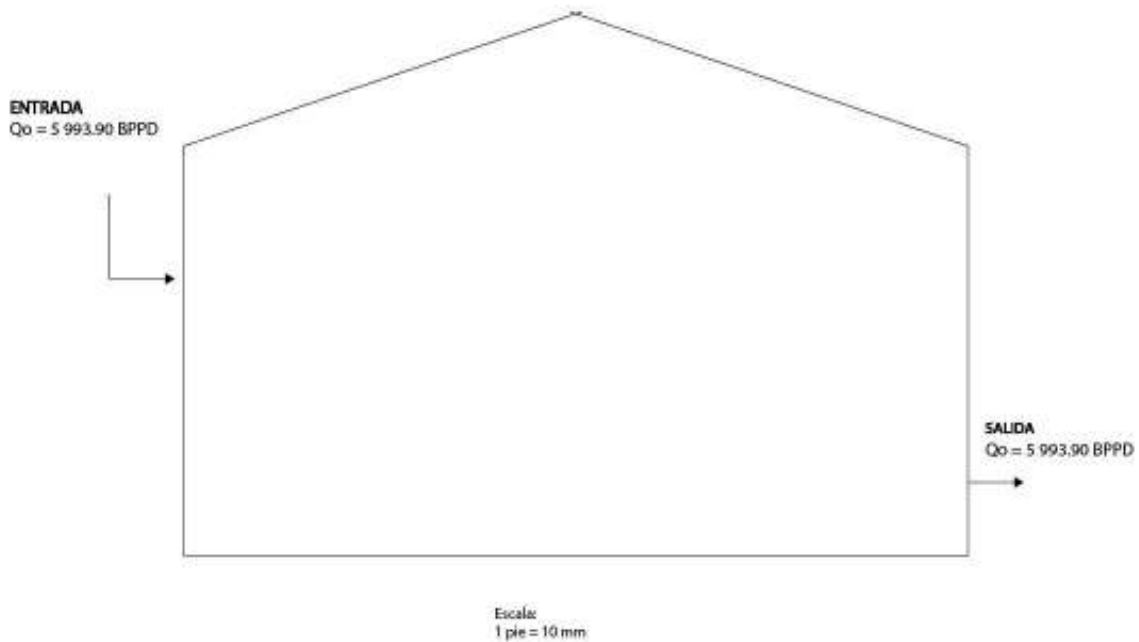
La tabla 2.38 muestra el caudal de entrada y salida de las fases en el tanque de almacenamiento de petróleo.

TABLA 2.38: Caudal de entrada y salida de las fases en el tanque de almacenamiento de petróleo (basado en ARCH)

	Caudal de Entrada			Caudal de Salida		
	Ql / Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	Qg (MMpcsd)	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	Qg (MMpcsd)
Tanque de Almacenamiento de Petróleo	5993,9			5993,9		

La figura 2.22 presenta los caudales en el tanque de almacenamiento de petróleo.

FIGURA 2.22: Caudales en el tanque de almacenamiento de petróleo (basado en ARCH)



2.2.7 TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA

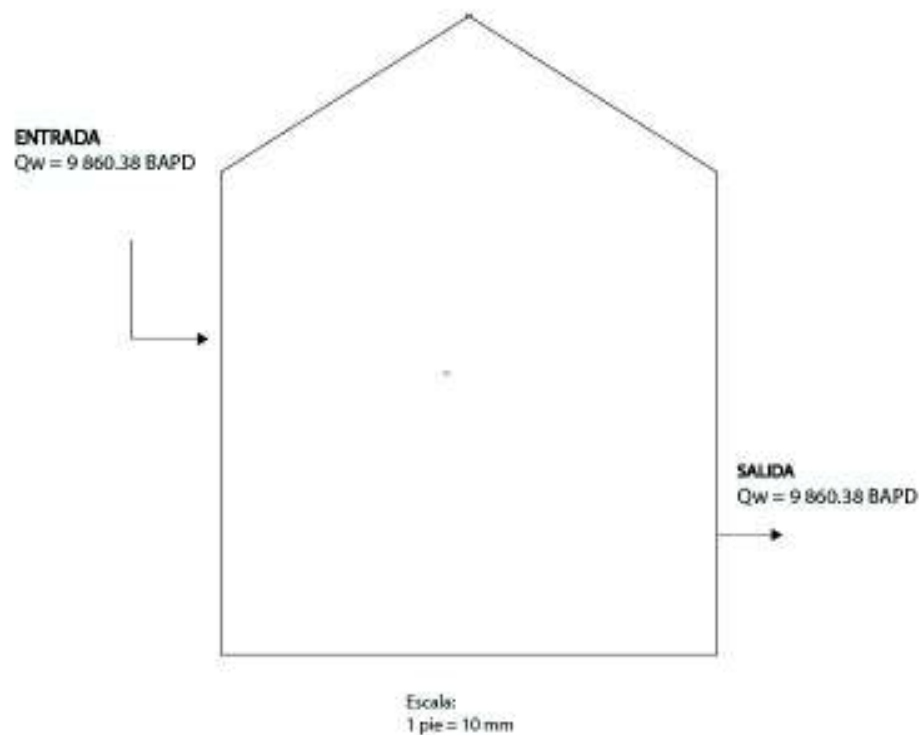
La tabla 2.39 muestra el caudal de entrada y salida de las fases en el tanque de almacenamiento de agua.

TABLA 2.39: Caudal de entrada y salida de las fases en el tanque de almacenamiento de agua (basado en ARCH)

	Caudal de Entrada			Caudal de Salida		
	Ql / Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	Qg (MMpcsd)	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	Qg (MMpcsd)
Tanque de Almacenamiento de Agua		9860,39			9860,39	

La figura 2.23 presenta los caudales en el tanque de almacenamiento de agua.

FIGURA 2.23: Caudales en el tanque de almacenamiento de agua (basado en ARCH)



Después de todo el proceso de separación con los equipos dimensionados se obtendrá un petróleo con un BS&W menor al 1% tal como especifica la norma ecuatoriana para el transporte del petróleo para su posterior refinación.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO DEL PROYECTO

Este capítulo tiene por objetivo realizar el análisis económico del proyecto de la CPF del Campo Armadillo con los datos obtenidos en el Capítulo 2 para observar la viabilidad del proyecto.

Para generar el análisis económico del proyecto se tomarán en cuenta tres escenarios (pesimista, realista y optimista) que están en función del precio del petróleo y la producción del mismo; mientras que para la inversión que se requiere en el Campo se realizará un estudio del costo de las facilidades de superficie dimensionadas en el Capítulo 2.

3.1 ANÁLISIS ECONÓMICO

Para el análisis económico del proyecto se debe basar en conceptos especializados del valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y relación costo beneficio (RCB).

3.1.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Es la diferencia entre el valor actual de los ingresos esperados de una inversión y el valor actual de los egresos.

Este método emplea el valor del dinero en el tiempo, por lo que los ingresos futuros así como los egresos deben ser actualizados al año de inicio del proyecto (Oña, 2011)

La fórmula para generar el valor del VAN se presenta a continuación:

$$VAN = I + \sum_{k=0}^n \frac{FCNK}{(1+r)^k} \quad \text{Ec. (3.1)}$$

Donde:

I = inversión, \$.

FNCK = flujo neto de caja al año K, \$.

r = tasa de actualización de la empresa, %.

n = número de años de la inversión, años.

Para saber si un proyecto es rentable se tienen los siguientes criterios expuestos en la tabla 3.1.

TABLA 3.1: Criterios obtenidos por el valor del VAN (basado en Economipedia)

CRITERIO	CONCLUSIÓN
VAN > 0	Rentable. Generará ganancias
VAN = 0	No generará beneficios ni pérdidas. El proyecto es Indiferente
VAN < 0	No rentable. Generará pérdidas

En el proyecto se utilizará un valor de tasa de actualización de 12%.

3.1.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión; es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión. (Economipedia, 2015)

El valor del TIR es aquel que satisface la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FCNK}{(1 + TIR)^k} \quad \text{Ec. (3.2)}$$

Donde:

TIR = tasa interna de retorno, %.

Para saber si un proyecto es rentable se tienen los siguientes criterios expuestos en la tabla 3.2.

TABLA 3.2: Criterios obtenidos por el valor del TIR (basado en Economipedia)

CRITERIO	CONCLUSIÓN
TIR > tasa de actualización	Rentable. Generará ganancias
TIR = tasa de actualización	No generará beneficios ni pérdidas. El proyecto es Indiferente
TIR < tasa de actualización	No rentable. Generará pérdidas

En el proyecto se utilizará un valor de tasa de actualización de 12%.

3.1.3 RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB)

Considera los ingresos generados, gastos e inversión para evaluar el proyecto; y, mediante los criterios generados por su valor, concluir si el proyecto es aceptable o no. (Oña, 2011)

El valor del RCB se genera mediante la siguiente ecuación:

$$RCB = \frac{\text{Ingresos Actualizados}}{\text{Costos Actualizados} + \text{Inversión}} \quad \text{Ec. (3.3)}$$

Para saber si un proyecto es rentable se tienen los siguientes criterios expuestos en la tabla 3.3.

TABLA 3.3: Criterios obtenidos por el valor del RCB (tomado de Oña)

CRITERIO	CONCLUSIÓN
RCB > 1	Proyecto aceptable
RCB = 1	Proyecto indiferente
RCB < 1	Proyecto NO aceptable

3.1.4 INVERSIÓN DEL PROYECTO

Para generar el valor de la inversión del proyecto se debe tomar en cuenta los equipos dimensionados en el Capítulo 2 y otros gastos de equipos y de operación para la viabilidad real del proyecto.

La tabla 3.4 presenta los valores de costo e inversión del proyecto.

TABLA 3.4: Costos de operación e inversión de la CPF del Campo Armadillo

DESCRIPCIÓN	COSTO
Presupuesto para Estación de Producción con tubería de 4 1/2,	3721280,76
Separador de Producción	1957564
Separador de Prueba	350000
Bota de gas	220000
Tanque de lavado	3500000
Tanque de almacenamiento de petróleo	4000000
Tanque de almacenamiento de agua	2000000
Unidad LACT	1124740
Bombas de oleoducto	1200000
Equipo para tratamiento químico	434550
Costo de Ingeniería de detalle	67500
Gastos de permisos ambientales para facilidades	135000
TOTAL	18710634,76

La tabla 3.5 expone la producción esperada del Campo Armadillo (ARCH, 2018)

TABLA 3.5: Producción esperada de petróleo en el Campo Armadillo

PRODUCCIÓN ESPERADA DE PETRÓLEO EN EL CAMPO ARMADILLO			
Año		Producción diaria de Petróleo, BPPD	Producción anual de Petróleo, BPPA
1	2018	4563	1 665 495
2	2019	3828	1 397 220
3	2020	3215	1 173 475
4	2021	2703	986 595
5	2022	2274	830 010
6	2023	1916	699 340
7	2024	1615	589 475
8	2025	1363	497 495
9	2026	1151	420 115
10	2027	972	354 780
11	2028	822	300 030
12	2029	696	254 040
13	2030	589	214 985

Para realizar un adecuado análisis económico, se proyectan tres escenarios de acuerdo al precio del petróleo. (Llumiquinga y Proaño, 2016)

- 1. Escenario 1 (Pesimista):** precio del petróleo en \$ 20
- 2. Escenario 2 (Actual):** precio del petróleo en \$61.25.

3. Escenario 3 (Optimista): precio del petróleo en \$ 80

3.2 ANÁLISIS ECONÓMICO EN EL ESCENARIO PESIMISTA

La tabla 3.6 muestra la tabla económica del proyecto por año de acuerdo a la tabla 3.5.

TABLA 3.6: Flujo de caja neto por año del escenario pesimista

ITEMS	AÑOS													
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ingresos Brutos (\$)		33309800	27944400	23468500	19731900	16800200	13986800	11788500	9949800	8402300	7095600	6000600	5080800	4299700
Producción (BPPA)		1665495	1397220	1173475	986595	830010	699340	589475	497495	420115	354780	300030	254040	214985
Precio Petróleo (\$/bl)		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Gastos Totales (\$)		18710634,76	17775103	16839571,3	15904039,5	14986507,8	14032976,1	13097444,32	12161912,6	1126380,8	10290849,1	935537,36	8419785,62	7494253,88
Utilidades (\$)		1459265,24	10169297	6629929,72	3827860,46	1631692,2	-46176,06	-1307944,32	-2212012,58	-2824080,84	-3195249,1	-335477,36	-3388985,62	-3184553,88
Inversión (\$)		-18710634,8												
Flujo de Caja Neto		-18710634,8	10169297	6629929,72	3827860,46	1631692,2	-46176,06	-1307944,32	-2212012,58	-2824080,84	-3195249,1	-335477,36	-3388985,62	-3184553,88

La tabla 3.7 presenta el flujo de caja neto del proyecto.

TABLA 3.7: Flujo Neto de Caja del proyecto del escenario pesimista

AÑO	FLUJO DE CAJA NETO (MMUSD)
2017	-18,71
2018	14,60
2019	10,17
2020	6,63
2021	3,83
2022	1,63
2023	-0,05
2024	-1,31
2025	-2,21
2026	-2,82
2027	-3,20
2028	-3,35
2029	-3,34
2030	-3,18
FNC	-1,32

La tabla 3.8 indica el VAN del proyecto.

TABLA 3.8: VAN del proyecto del escenario pesimista

AÑO	VALOR ACTUAL(MMUSD)
2017	-18,71
2018	13,04
2019	9,08
2020	5,92
2021	3,42
2022	1,46
2023	-0,04
2024	-1,17
2025	-1,98
2026	-2,52
2027	-2,85
2028	-3,00
2029	-2,98
2030	-2,84
VAN	-3,18

Como el VAN es un valor negativo, el proyecto no se considera rentable porque no generará ganancias de acuerdo a la tabla 3.1.

La tabla 3.9 indica la relación costo beneficio.

TABLA 3.9: Relación costo beneficio del escenario pesimista

RELACIÓN COSTO BENEFICIO	
RCB	-0.084

De acuerdo a la tabla 3.9, el $RCB < 1$, por lo que la relación egresos – ingresos, el proyecto no es viable porque los ingresos son menores a los egresos.

A través de los datos obtenidos en la tabla 3.7, 3.8 y 3.9, la inversión no se recuperará y el proyecto no es factible para su elaboración con el costo de \$20 por barril.

3.3 ANÁLISIS ECONÓMICO EN EL ESCENARIO ACTUAL

La tabla 3.10 muestra la tabla económica del proyecto por año de acuerdo a la tabla 3.5.

TABLA 3.10: Flujo de caja neto por año del escenario actual

ITEMS	AÑOS													
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ingresos Brutos (\$)	10201568,8	71875343,8	60428943,8	50838112,5	4283457,5	36105343,75	30471568,8	25732043,8	2173027,5	18376837,5	15559950	13167831,3		
Producción (BPPA)	1665495	1397220	986395	830010	693340	589475	497495	420115	354780	300030	254040	214985		
Precio Petróleo (\$/hl)	61,25	61,25	61,25	61,25	61,25	61,25	61,25	61,25	61,25	61,25	61,25	61,25	61,25	61,25
Gastos Totales (\$)	18710634,76	1663871,3	15904039,5	14968507,8	14032976,1	13097444,32	12161912,6	11226380,8	10290949,1	9355317,36	8419785,62	7494253,88		
Utilidades (\$)	83300933,99	55035772,5	44524944,2	35868604,7	28801598,9	23007899,43	18309656,2	14505662,9	11439425,9	90215201,4	7140164,38	5683577,37		
Inversión (\$)	-18710634,8													
Flujo de Caja Neto	-18710634,8	83300933,99	67804622	55035772,5	44524944,2	35868604,7	28801598,9	23007899,43	18309656,2	14505662,9	11439425,9	90215201,4	7140164,38	5683577,37

La tabla 3.11 presenta el flujo de caja neto del proyecto.

TABLA 3.11: Flujo Neto de Caja del proyecto del escenario actual

AÑO	FLUJO DE CAJA NETO (MMUSD)
2017	-18,71
2018	83,30
2019	67,80
2020	55,04
2021	44,52
2022	35,87
2023	28,80
2024	23,01
2025	18,31
2026	14,51
2027	11,44
2028	9,02
2029	7,14
2030	5,68
FNC	385,73

La tabla 3.12 indica el VAN del proyecto.

TABLA 3.12: VAN del proyecto del escenario actual

AÑO	VALOR ACTUAL(MMUSD)
2017	-18,71
2018	74,38
2019	60,54
2020	49,14
2021	39,75
2022	32,03
2023	25,72
2024	20,54
2025	16,35
2026	12,95
2027	10,21
2028	8,05
2029	6,38
2030	5,07
VAN	342,40

Como el VAN es un valor positivo, el proyecto se considera rentable que generará ganancias de acuerdo a la tabla 3.1.

La tabla 3.13 indica la relación costo beneficio.

TABLA 3.13: Relación costo beneficio del escenario actual

RELACIÓN COSTO BENEFICIO	
RCB	6.55

De acuerdo a la tabla 3.13, el $RCB > 1$, por lo que la relación egresos – ingresos, el proyecto es viable porque los ingresos son mayores a los egresos.

A través de los datos obtenidos en la tabla 3.11, 3.12 y 3.13, la inversión se recuperará y el proyecto es factible para su elaboración.

3.4 ANÁLISIS ECONÓMICO EN EL ESCENARIO OPTIMISTA

La tabla 3.14 muestra la tabla económica del proyecto por año de acuerdo a la tabla 3.5.

TABLA 3.14: Flujo de caja neto por año del escenario optimista

ITEMS	AÑOS													
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ingresos Brutos (\$)		133239600	111777600	93878000	78927600	66400800	55947200	47158000	39799600	33609200	28382400	24002400	20323200	17198800
Producción (BPPA)		1665495	1397220	1173475	996595	830010	698340	589475	497495	420115	354780	300030	254040	214985
Precio Petróleo (\$/b)		80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Gastos Totales (\$)		18710634,76	17775103	16839571,3	15904039,5	14988507,8	14032976,1	13097444,32	12161912,6	11226380,8	10290849,1	935537,36	8419785,62	7484253,88
Utilidades (\$)		114528955,2	94002497	77039428,7	63023580,5	51432292,2	41914223,9	34060555,68	27637687,4	22382819,2	18091550,9	14647082,6	11903414,4	9714546,12
Inversión (\$)		-18710634,8												
Flujo de Caja Neto		-18710634,8	94002497	77039428,7	63023580,5	51432292,2	41914223,9	34060555,68	27637687,4	22382819,2	18091550,9	14647082,6	11903414,4	9714546,12

La tabla 3.15 presenta el flujo de caja neto del proyecto.

TABLA 3.15: Flujo Neto de Caja del proyecto del escenario optimista

AÑO	FLUJO DE CAJA NETO (MMUSD)
2017	-18,71
2018	114,53
2019	94,00
2020	77,04
2021	63,02
2022	51,43
2023	41,91
2024	34,06
2025	27,64
2026	22,38
2027	18,09
2028	14,65
2029	11,90
2030	9,71
FNC	561,67

La tabla 3.16 indica el VAN del proyecto.

TABLA 3.16: VAN del proyecto del escenario optimista

AÑO	VALOR ACTUAL(MMUSD)
2017	-18,71
2018	102,26
2019	83,93
2020	68,78
2021	56,27
2022	45,92
2023	37,42
2024	30,41
2025	24,68
2026	19,98
2027	16,15
2028	13,08
2029	10,63
2030	8,67
VAN	499,48

Como el VAN es un valor positivo, el proyecto se considera rentable que generará ganancias de acuerdo a la tabla 3.1.

La tabla 3.17 indica la relación costo beneficio.

TABLA 3.17: Relación costo beneficio del escenario optimista

RELACIÓN COSTO BENEFICIO	
RCB	7.15

De acuerdo a la tabla 3.17, el $RCB > 1$, por lo que la relación egresos – ingresos, el proyecto es viable porque los ingresos son mayores a los egresos.

A través de los datos obtenidos en las tablas 3.16 y 3.17 la inversión se recuperará y el proyecto es factible para su elaboración.

3.5 COMPARACIÓN ECONÓMICA

La forma como se transporta el crudo desde el Campo Armadillo es a través de tanqueros (vacuum) con capacidad de 150 barriles a un costo de 12 000 USD mensualmente.

La producción esperada del Campo Armadillo es de 6 000 BPPD, es decir que se deberían usar 40 tanqueros al mes para cubrir esta demanda.

Con estos datos se realiza una tabla para averiguar los costos que se presentan con este tipo de transporte.

TABLA 3.18: Costo de transporte por medio de tanqueros

Descripción	Cantidad	Costo unidad	Costo total
TANQUEROS	40	12 000	480 000

Se concluye que anualmente se está gastando un promedio de 5 760 000 USD al año al usar este tipo de transporte de crudo.

Además, un gran inconveniente asociado con el transporte de crudo a través de tanqueros es el riesgo de que ocurra un accidente y esto derive en derramamiento

de petróleo y su consecuente daño ambiental. El gasto que se tendría por este tipo de riesgo no puede ser calculado con exactitud pero sería un costo altísimo de millones de dólares que servirían para arreglar el desastre que produce el derramamiento de petróleo en la naturaleza, la indemnización a las personas afectadas y el costo por demandas presentadas a consecuencia del suceso.

Si se comparan los valores obtenidos en la tabla 3.18, el valor anual por transporte en tanqueros y el costo de la construcción de la CPF en la tabla 3.4, se concluye que la construcción de la CPF es una opción más viable, confiable y efectiva en comparación al transporte de petróleo en tanqueros.

Finalmente, se concluye que en un lapso de tres años se pagaría el costo de la construcción de la CPF en el Campo Armadillo con el monto destinado a pagar anualmente el servicio de transporte de petróleo en tanqueros.

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- Con la construcción de una Central de Procesos de Fluidos en el Campo Armadillo se solucionarían los siguientes problemas:
 - El crudo se transporta sin un previo tratamiento.
 - El transporte de crudo en los tanqueros es un peligro.
 - El transporte de crudo en tanqueros causa pérdidas económicas.

- El Campo Armadillo, al ser un campo maduro, presenta un alto índice de producción de agua de formación, por lo que es imperativo dimensionar de forma correcta los equipos del tren de tratamiento de crudo de la CPF para disminuir los costos de operación, evitar emulsiones, gasto público, entre otros problemas que se podrían derivar de esta situación.

- Para dimensionar los equipos que conforman el tren de tratamiento de crudo de la CPF se creó una hoja de cálculo en Microsoft Excel que permite, con el ingreso de pocos datos, obtener los resultados de las dimensiones de estos equipos. La hoja de cálculo es amigable con el usuario con el objetivo de que sea sencillo su uso y manejabilidad.

- En los equipos: Separador de prueba y separador trifásico, se toman en cuenta las dimensiones obtenidas para la capacidad del líquido y capacidad del petróleo, respectivamente, por ser las dimensiones más grandes que genera la hoja de cálculo.

- Para dimensionar los tanques de almacenamiento de petróleo y agua, se ocupó una capacidad de 500 bls de fluido tal como indica la norma API 12F.

- El costo de operación; es decir, la inversión para la construcción de la CPF en el Campo Armadillo es de \$18 710 634.8

- Para generar el análisis económico del proyecto se tomaron en cuenta tres escenarios: pesimista, realista y optimista; los cuales, están en función del precio del petróleo y la producción del Campo Armadillo.

- Los conceptos de evaluación que se usaron para el análisis del proyecto fueron VAN, TIR y RCB. Estos conceptos se emplearon para cada uno de los escenarios quedando en evidencia que el escenario **Actual** y **Optimista** presentan un mayor índice de factibilidad del proyecto. De acuerdo al RCB, los resultados de los escenarios mencionados son los siguientes:

1. Escenario Actual: precio del petróleo en \$61.25
1.1 RCB: 6.55

2. Escenario Optimista: precio del petróleo en \$80
2.1 RCB: 7.15

Con ello se concluye que con el precio actual del petróleo se puede realizar la puesta en marcha del proyecto sin generar pérdidas y obteniendo beneficios.

- Con el costo por barril de petróleo de 20 USD del escenario pesimista, no es factible la realización del proyecto ya que tanto el VAN como el RCB resultaron negativos.
- Se concluye que la construcción de la CPF en el Campo Armadillo ayudará a obtener un petróleo resultante para su posterior transporte con un BS&W menor al 1%.
- La construcción de la CPF en el Campo Armadillo solucionará el problema de transporte de crudo que ahora se hace a través de vacuum. Este proceso de transporte acarrea un alto riesgo y provoca un sistema ineficiente al transportar el crudo.

4.2 RECOMENDACIONES

- En un futuro, incluir un deshidratador electrostático, para complementar el proceso de separación.

- Realizar un análisis de ingeniería de detalle para considerar la aplicación de bombas multifásicas.
- Agregar una bomba de químicos en el separador trifásico para romper la emulsión entre agua y petróleo y facilitar el proceso de separación.
- En la hoja de cálculo, cuando no exista un valor del diámetro de la partícula, se debe colocar un valor de 100 micrones para realizar los cálculos de dimensionamiento de los equipos.
- Escribir códigos de programación de lo efectuado en la hoja de cálculo en Microsoft Excel para que el proceso sea automatizado.
- Agilizar el proceso de implementación de la Central de Procesos de Fluidos, con el fin de evitar posibles contaminaciones (derrames).
- Instalar una unidad LACT, a través del cual nos permita disponer de datos exactos de volumen y calidad de los fluidos, en cada uno de los equipos dimensionados.

ANEXO

DIAGRAMA PFD DE LA CPF DEL CAMPO ARMADILLO

SEPARADOR DE PRUEBA (SP)		
	ENTRADA	SALIDA
Q _o (BPPD)	15854,30	15854,30
Q _w (MIMP _{CSD})	41,8	41,80

BOTA DE GAS (BG)		
	ENTRADA	SALIDA
Q _o (BPPD)	5993,9	5993,9
Q _w (BAPD)	94,66	94,66
Q _g (MIMP _{CSD})	41,8	39,71

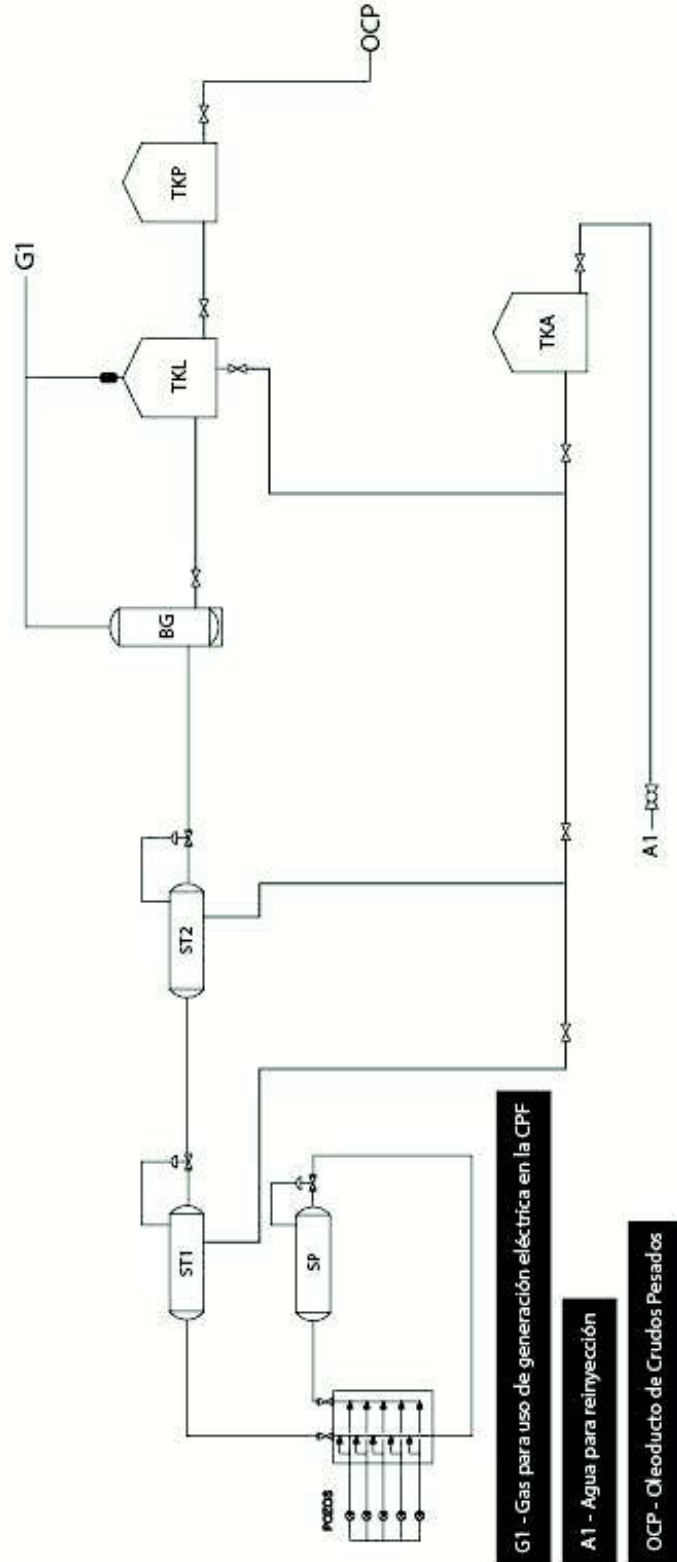
SEPARADOR DE TRIFÁSICO 1 (ST1)		
	ENTRADA	SALIDA
Q _o (BPPD)	5993,9	5993,9
Q _w (BAPD)	9860,4	6938,76
Q _g (MIMP _{CSD})	41,8	41,8

TANQUE DE LAVADO (TKL)		
	ENTRADA	SALIDA
Q _o (BPPD)	5993,9	5993,9
Q _w (BAPD)	94,66	93,88
Q _g (MIMP _{CSD})	2,09	1,99

SEPARADOR DE TRIFÁSICO 2 (ST2)		
	ENTRADA	SALIDA
Q _o (BPPD)	5993,9	5993,9
Q _w (BAPD)	2921,64	2826,98
Q _g (MIMP _{CSD})	41,8	41,8

TANQUE DE ALMACENAMIENTO PETRÓLEO (TKP)		
	ENTRADA	SALIDA
Q _o (BPPD)	5993,9	5993,9

TANQUE DE ALMACENAMIENTO AGUA (TKA)		
	ENTRADA	SALIDA
Q _w (BAPD)	9860,39	9860,39



G1 - Gas para uso de generación eléctrica en la CPF

A1 - Agua para reinyección

OCP - Oleoducto de Crudos Pesados

GLOSARIO

A

Antiespumante: aditivo para lodo utilizado para disminuir la tensión interfacial de manera que el gas atrapado escapará fácilmente del lodo

Amortización: establece la pérdida de valor de los activos que sufren por el paso del tiempo o por cambios en el valor en el mercado.

C

Coalescencia: es el proceso a través del cual dos fases entran en contacto formando una fase mayor.

Cónico: que tiene forma de cono.

Coordenadas UTM: es un sistema de coordenadas basado en la proyección cartográfica transversa de Mercator. Las magnitudes en el sistema UTM se expresan en metros únicamente al nivel del mar, que es la base de la proyección del elipsoide de referencia.

D

Demulsificante: son rompedores de emulsión. Su objetivo es obtener crudo seco y agua limpia.

Deshidratación del crudo: es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado. Generalmente, este porcentaje es igual o inferior al 1 % de agua.

Dispersante: sustancia que facilita la dispersión de ciertas partículas que un líquido contiene en suspensión.

E

Emulsión: es una mezcla de dos líquidos inmiscibles de manera más o menos homogénea.

Estratigráfica: rama de la geología que trata del estudio e interpretación de las rocas sedimentarias, metamórficas y volcánicas estratificadas.

F

Fase: es cada una de las partes, de un sistema, que se puede diferenciar del resto por sus propiedades características distintas.

H

Hipervínculo: vínculo asociado a un elemento de un documento con hipertexto, que apunta a un elemento de otro texto u otro elemento multimedia.

I

Inmiscibles: son sustancias que al unirse no son capaces de formar una fase homogénea.

Insoluble: que no puede ser disuelto ni diluido.

Interfase: es una región del espacio que separa dos fases de propiedades físicas diferentes.

Iterativo: término que indica la acción repetitiva de un proceso, con el objetivo de generar un resultado.

M

Multifásico: flujo simultáneo de más de una fase fluida a través de un medio poroso.

P

Pozo: es cualquier perforación del suelo diseñada con el objetivo de hallar y extraer fluido combustible, ya sea petróleo o hidrocarburos gaseosos.

R

Reservorio: también denominado yacimiento. Es una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas (roca almacén).

S

Salinidad: es el contenido salino disuelto en un cuerpo de agua.

Sedimentación: es el proceso por el cual se eliminan las partículas sólidas presentes en el agua por medio de la gravedad.

Solubilidad: es una medida de la capacidad de disolverse de una determinada sustancia (solute) en un determinado medio (solvente).

T

Tensión Interfacial: Se produce porque una molécula cerca de una interfaz tiene interacciones moleculares diferentes de una molécula equivalente dentro del fluido estándar. Las moléculas surfactantes se sitúan preferentemente en la interfaz y por lo tanto disminuyen la tensión interfacial.

V

Vacuum: tanquero que se usa para el transporte del petróleo.

Y

Yacimiento: lugar en el que se encuentran de forma natural minerales, rocas o fósiles, especialmente cuando puede ser objeto de explotación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Abdel-Aal H. K., Aggour M., Fahim M. A. (1a. Ed.) (2003). *Petroleum and Gas Field Processing*, USA.

Álvarez, A., De la A, A. (2010). *Estudio del uso del gas natural para generación eléctrica en el Bloque 18* (Disertación Pregrado). Recuperado de:

<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/2179>

American Petroleum Institute (7a. Ed.) (1989). *Api Specification 12 J (SPEC 12J)*, USA.

American Petroleum Institute (7a. Ed.) (1989). *Api Specification 650 (SPEC 650)*, USA.

ANDES (2016). *Ecuaservoil, con capital de Bielorrusia, invertirá 123,5 millones en campo petrolero ecuatoriano*. Recuperado de:

<http://www.andes.info.ec/es/noticias/ecuaservoil-capital-bielorrusia-invertira-1235-millones-campo-petrolero-ecuatoriano.html>

ARCH (2018). *Información del Campo Armadillo*, Ecuador.

Arnold, K., Stewart, M. (3a Ed.) (2008). *Surface production operations: Design of oil handling systems and facilities*, USA.

Bánzer, C. (1a Ed.). (1996). *Correlaciones numéricas P.V.T.*, Venezuela.

Echeverría, J., Jiménez, F. (2014). *Estudio Técnico – Económico para mejorar la distribución de productos limpios del Poliducto Quito - Ambato* (Disertación Pregrado). Recuperado de:

<http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/7841/4/CD-5660.pdf>

Economipedia (2015). *Valor Actual Neto*. Recuperado de:

<http://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>

El Mundo (2016). *¿Cuánto costará el petróleo en 2020?* Recuperado de:

<http://www.elmundo.es/economia/2016/01/26/56a66b4fca4741a33d8b45b7.html>

Fernández, K., Gaibor, N. (2009). *Redimensionamiento de los sistemas de producción de fluidos y de reinyección de aguas de formación, en las Estaciones Sacha Norte 1, Sacha Norte 2 y Sacha Sur, para que cumplan los estándares de producción del Bloque 15* (Disertación Pregrado). Recuperado de:

<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/1607>

Llumiquinga, D., Proaño, A. (2016). *Desarrollo de algoritmos para el dimensionamiento de una Facilidad Temprana de Producción (EPF) en Microsoft Excel* (Disertación Pregrado). Recuperado de:

<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/15906>

Mosquera, L., Rodríguez, V. (2010). *Optimización de las facilidades de producción del campo Cuyabeno* (Disertación Pregrado). Recuperado de:

<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/1585>

Oña, G. (2011). *Diseño de las facilidades de producción del campo Drago aplicando tecnología de nueva generación* (Disertación Pregrado). Recuperado de:

<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/3931>

Petroamazonas EP (2015). *Petroamazonas EP firma contrato para el Campo Armadillo y asegura nuevas inversiones por USD 146,07 millones en cinco años.* Recuperado de:

<http://www.petroamazonas.gob.ec/petroamazonas-ep-firma-contrato-para-el-campo-armadillo-y-asegura-nuevas-inversiones-por-usd-14607-millones-en-cinco-anos/>

Requena, G., Rodríguez M. (2006). *Diseño y evaluación de separadores bifásicos y trifásicos* (Disertación Pregrado). Recuperado de:

<http://www.oilproduction.net/cms3/files/Separadores%20Bifasicos%20y%20Trifasico.pdf>