

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Análisis técnico-económico para la optimización de facilidades tempranas de producción para crudo pesado en el suroriente ecuatoriano con metodología desarrollada por la empresa Sertecpet”

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del título de:

INGENIERO DE PETROLEO

Presentado por:

Elvis Alejandro Gómez López

Nixon Denniss Vilcaguano Changoluisa

GUAYAQUIL – ECUADOR

2013

AGRADECIMIENTO

A las personas que conforman la empresa Sertecpet por habernos brindado todo su apoyo y sus conocimientos para poder desarrollar nuestra tesis.

Al Ing. Alberto Galarza, Director de Tesis, por su invaluable ayuda.

Al Ing. Daniel Tapia y al Ing. Gabriel Colmont por sus importantes sugerencias en el desarrollo inicial de la tesis.

Al Ing. Pedro Zambrano y al Ing. Kleber Malavé por su valiosa ayuda en el desarrollo de la tesis.

DEDICATORIA

Primero a Dios quien me ha dado sabiduría y salud para empezar y culminar esta importante etapa en mi vida.

A mi padre el cual no pudo estar presente físicamente pero desde el cielo estuvo y está ayudándome en todo lo que me propongo.

A mi madre por haberme brindado todo el apoyo y toda su paciencia.

A mis hermanos por sus consejos y respaldo en todo lo que han podido.

A todas esas personas que son y siguen siendo una parte muy especial e importante en mi vida.

Elvis Alejandro Gómez López

DEDICATORIA

A Dios por colmarme de bendiciones y llenar mi vida de paciencia, fortaleza y constancia, permitiéndome llegar a este momento tan importante de mi formación profesional.

A mis padres, que son mi ejemplo de vida, por brindarme todo su amor y apoyo incondicional, enseñándome a caminar por los senderos que llevan al éxito, sin dejar de lado el seguir creciendo como persona.

A mis hermanas por estar siempre presente, y ayudarme en cualquier momento convirtiéndose a veces en grandes consejeras y colaboradoras.

A todas las personas que me ayudaron en el trayecto de mi carrera, que seguirán siendo una parte especial en mi vida.

Nixon Denniss Vilcaguano
Changoluisa

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Heinz Terán M.
DECANO DE LA FICT
PRESIDENTE

Ing. Alberto Galarza R.
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Kleber Malavé T.
VOCAL PRINCIPA

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, corresponde exclusivamente a nosotros y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de graduación de la ESPOL).

Sr. Nixon Vilcaguano Changoluisa

Sr. Elvis Gómez López

RESUMEN

La utilización de equipos de superficie para el procesamiento de fluido de un pozo es necesario, sobre todo los que se utilizan en la locación para realizar pruebas de producción. Al conjunto de estos equipos se los identifica como Facilidades Tempranas de Producción, concepto que en nuestro estudio se aplicó para la producción de crudo pesado (16 °API). Los diversos equipos son analizados y descritos tanto en su funcionamiento como en las especificaciones establecidas en la respectiva norma internacional ANSI de la cual se derivan los códigos que rigen la construcción y pruebas que se deben de realizar a los equipos para certificarlos y poder utilizarlos.

La empresa Sertecpet proporciona el servicio de renta de estos equipos en un periodo de tiempo definido por el cliente que lo solicita. En el caso de una prueba de producción de un pozo el tiempo de alquiler de los equipos es aproximadamente 3 meses, o pueden ser vendidos si el cliente lo requiere.

En el desarrollo de esta tesis se presenta el análisis de rentabilidad efectuado con respecto a la renta o venta de los equipos necesarios tanto para la prueba como para la producción del mismo. En el análisis se toman en cuenta 3 parámetros económicos importantes como son el Beneficio/costo del proyecto (B/C), la Tasa Interna de Retorno de la inversión (TIR) y El Valor Anual Neto del proyecto (VAN).

INDICE GENERAL

RESUMEN	I
INDICE GENERAL.....	II
ABREVIATURAS	V
SIMBOLOGÍA	VII
INDICE DE TABLAS	IX
INDICE DE FIGURAS - GRÁFICOS	X
INDICE DE ANEXOS.....	XII
CAPÍTULO 1	1
DESCRIPCIÓN DEL ÀREA DE ESTUDIO Y COMPLETACIÓN DEL POZO AMD1	1
1.1 Ubicación y Mapa del Oriente Ecuatoriano	1
1.1.1 Geología	3
1.1.2 Ambiente sedimentario	7
1.1.3 Estratigrafía	8
1.1.4 Litología	9
1.1.4.1 Formación Hollín	9
1.1.4.2 Formación Napo	10
1.1.4.3 Formación Basal Tena	12
1.2 Completación con bomba hidráulica Jet Claw Convencional.....	12
1.2.1 Operación del bombeo hidráulico	16
1.2.2 Selección de Geometría para la prueba de producción del pozo	20
CAPÍTULO 2.....	23
FACILIDADES TEMPRANAS DE PRODUCCIÓN Y ESPECIFICACIONES.	23
2.1 Introducción	23

2.1.1 Propiedades del fluido	24
2.1.1.1 B.S. & W.....	24
2.1.1.2 Gravedad API.....	26
2.1.1.4 Viscosidad cinemática	27
2.1.1.6 Salinidad.....	28
2.2 Objetivos generales de las facilidades en superficie.....	29
2.3 Diagrama de las facilidades en la locación	29
2.4 Facilidades de superficie	31
2.4.1 Cabezal de producción	31
2.4.2 Tuberías de conexión (Chiksan)	32
2.4.3 Unidad móvil de prueba-Mobile Testing Unit (MTU)	34
2.4.3.1 Motor Caterpillar	35
2.4.3.2 Bomba Quintuplex	36
2.4.3.3 Bomba de Transferencia	37
2.4.3.4 Bomba para inyección de químicos.....	37
2.4.3.5 Manifold de inyección/producción.....	38
2.4.3.6 Separador trifásico	39
2.4.5 Scrubber para gas	42
2.4.6 Tanque de almacenamiento	43
2.4.7 Mechero.....	44
2.4.7.1 Arrestallamas	45
2.4.8 Válvulas	46
CAPÍTULO 3.....	47
ESTUDIO ECONÓMICO	47
3.1 Introducción	47
3.2 Costo de renta de las facilidades tempranas de prueba	48
3.2.1 Costos de equipos para producir el pozo con Bomba Jet Claw directa o Bomba Electrosumergible.....	51

3.2.2 Costos de producción	51
3.3 Ganancias de producción	51
3.4 Análisis de costos-renta.....	52
3.4.1 Criterios de evaluación	52
3.4.1.2 Inversión inicial de renta o venta de equipos.....	52
3.4.1.2 Tasa mínima atractiva de rendimiento - TMAR	53
3.4.1.3 Relación Beneficio/Costo	53
3.4.1.4 Tasa interna de retorno	54
3.4.1.5 Valor actual neto.....	55
CAPÍTULO 4.....	57
CONCLUSIONES, OBSERVACIONES, Y RECOMENDACIONES	57
4.1 Conclusiones	57
4.2 Observaciones	58
4.3 Recomendaciones	59
BIBLIOGRAFÍA.....	83

ABREVIATURAS

%	Porcentaje
A	Amperios
BFPD	Barriles de Fluido Por Día
cSt	CentiStokes
Cu	Cúbicos
F	Fahrenheit
Ft	Pies
HP	Horse power
In	Pulgadas
L	Litros
M	Metros
m²/seg	Metros cuadrados por segundo
Min	Minutos
MMSCFD	Miles de millones de pies cúbicos estándar por día
PPM	Partes por millón
Psi	Libras por pulgada cuadrada

RPM	Revoluciones por minuto
Scf/stbl	Pies cúbicos estándar por stock tank barrels
V	Voltios
$\sum_{i=1}^n FE_i$	Suma de todos los flujos de efectivo
$\sum_{i=1}^n FE_i$	Valor presente de la suma de todos los flujos de efectivo

SIMBOLOGÍA

°	Grados
Adim	Adimensional
ANSI	American National Standards Institute
API	American Petroleum Institute
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for Testing and Materials
B/C	Beneficio/Costo
BES	Bomba Electro Sumergible
BHA	Bore Hole Assessment
BJC	Bomba Jet Claw
MTU	Mobile Testing Unit – Unidad Móvil de prueba
P	Inversión inicial de renta o venta de equipo
RTM	Remote Terminal Mobil – Unidad Terminal Movil
RTU	Remote Terminal Unit – Unidad Terminal Remota
STAND-BY	No funcionamiento del equipo

TIR	Tasa Interna de Retorno
TMAR	Tasa Mínima Atractiva de Rendimiento
VAN	Valor Actual Neto
VMN	Valor Mensual Neto
VP	Valor Presente
WTI	West Texas Intermediate
Ec.	Ecuación

INDICE DE TABLAS

TABLA 1. I: Parámetros mecánicos/pozo	21
TABLA 1. II: Parámetros del reservorio	21
TABLA 1. III: Parámetros de diseño.....	21
TABLA 2. I: Propiedades del fluido	24
TABLA 2. II: Clasificación del petróleo según su °API	27
TABLA 3. I: Desglose de costo de renta de los equipos de superficie.....	49
TABLA 3.II: Desglose de costo de renta equipos adicionales en fondo y superficie	50
TABLA 3.III: Desglose de costo de operación del personal.....	50
TABLA 3. IV: Ingresos, egresos y VMN de la renta de los equipos para la prueba de pozo con Bomba Jet Claw directa	54
TABLA 3. V: Valor Mensual neto de los flujo de efectivo correspondientes a la renta de equipos para la prueba de pozo	55
TABLA A. I: Especificaciones para tanque de almacenamiento de petróleo	61
TABLA A.II: Especificaciones para separador trifásico	61
TABLA E. I: Costo de los equipos para Producir el pozo con Bomba Jet Claw directa	80
TABLA E. II: Costo de los equipos para producir el pozo con Bomba Electrosumergible	80
TABLA E. III: Ingresos y egresos de la venta de los equipos para producción de pozo con Bomba Jet Claw directa.....	81
TABLA E. IV: Ingresos, egresos de la venta de los equipos para producción de pozo con Bomba Electrosumergible	81

INDICE DE FIGURAS - GRÁFICOS

FIGURA 1. 1: Esquema geológico-geomorfológico del Ecuador (tomado de Baldock, 1982b)	2
FIGURA 2.1: Instrumentos para realizar BS&W	25
FIGURA 2.2: Lectura de BS&W del tubo de centrífuga	26
FIGURA 2.3 Toma de la densidad del petróleo en grados API.....	27
FIGURA 2.4: Instrumentos para realizar salinidad.....	29
FIGURA 2.5: Cabezal de producción del pozo AMD1	32
FIGURA 2.6: Tubería Chiksan	33
FIGURA 2. 7: Manifold de conexión de los tanques de almacenamiento	33
FIGURA 2. 8: Unidad Móvil de Prueba (MTU)	34
FIGURA 2.9: Motor Caterpillar	36
FIGURA 2.10: Bomba Booster.....	37
FIGURA 2.11: Bomba y bombona de recepción de químicos.....	38
FIGURA 2.12: Manifold Inyección/Producción	39
FIGURA 2. 13: Separador trifásico en la MTU	40
FIGURA 2. 14: Bota de gas en la locación	42
FIGURA 2.15: Scrubber de gas en la locación	43
FIGURA 2.16: Tanques de almacenamiento de petróleo	44
FIGURA 2.17: Mechero de encendido manual	45
FIGURA 2.18: Arrestallamas	45
FIGURA 2. 19: Válvula de bola (A) y ángulo (B).....	46
FIGURA A.1: Prueba de Build Up del pozo AMD1.....	65
FIGURA E.1: Registro de presión y temperatura de los sensores de fondo del 21 al 31 de Mayo	67
FIGURA E.2: Registro de presión y temperatura de los sensores de fondo del mes de Junio.....	68
FIGURA E.3: Registro de presión y temperatura de los sensores de fondo del 1 al 15 de Julio.....	69
FIGURA E. 4: Registro de presión y tasa de inyección de la MTU del 21 al 31 de Mayo.....	70
FIGURA E. 5: Registro de presión y tasa de inyección de la MTU del mes de Junio	71

FIGURA E. 6: Registro de presión y tasa de inyección de la MTU del 1 al 15 de Junio	72
FIGURA E. 7: Registro de presión del separador del 21 al 31 de Mayo	73
FIGURA E. 8: Registro de presión del separador del mes de Junio	74
FIGURA E. 9: Registro de presión del separador del 1 al 15 de Julio	75
FIGURA E. 10: Registro del Bs & W y tasa de fluido del 21 al 31 de Mayo..	76
FIGURA E. 11: Registro del Bs & W y tasa de fluido del mes de Junio	77
FIGURA E. 12: Registro del Bs & W y tasa de fluido del 1 al 15 de Julio	78

GRÁFICO 2.1: Diagrama de las instalaciones superficiales en la locación para el pozo AMD1	30
---	----

GRÁFICO B. 1: Diagrama definitivo de las instalaciones superficiales en la locación para el pozo AMD1	63
---	----

INDICE DE ANEXOS

ANEXO A.....	60
ANEXO B.....	62
ANEXO C.....	64
ANEXO D.....	66
ANEXO E.....	79

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL ÀREA DE ESTUDIO Y COMPLETACIÓN DEL POZO AMD1

1.1 Ubicación y Mapa del Oriente Ecuatoriano

“La Cuenca Oriental o Amazónica está ubicada al Este de la zona sub-Andina.” ^[1] El pozo AMD1 se encuentra localizado en el sur-oriente ecuatoriano.

El pozo produce 400 BFPD siendo el crudo de 16 °API en la Formación Napo “U Inferior”, y se aplicó el sistema de bombeo hidráulico con bomba Jet Claw directa, patentada por la empresa SERTECPET.

¹ Paper “GEOLOGÍA GENERAL DEL NORORIENTE ECUATORIANO”. Realizado por A.S Nieto, Departamento de Geología, Universidad de Illinois, Urbana.

En la figura 1.1 se muestra el esquema geomorfológico del Ecuador.

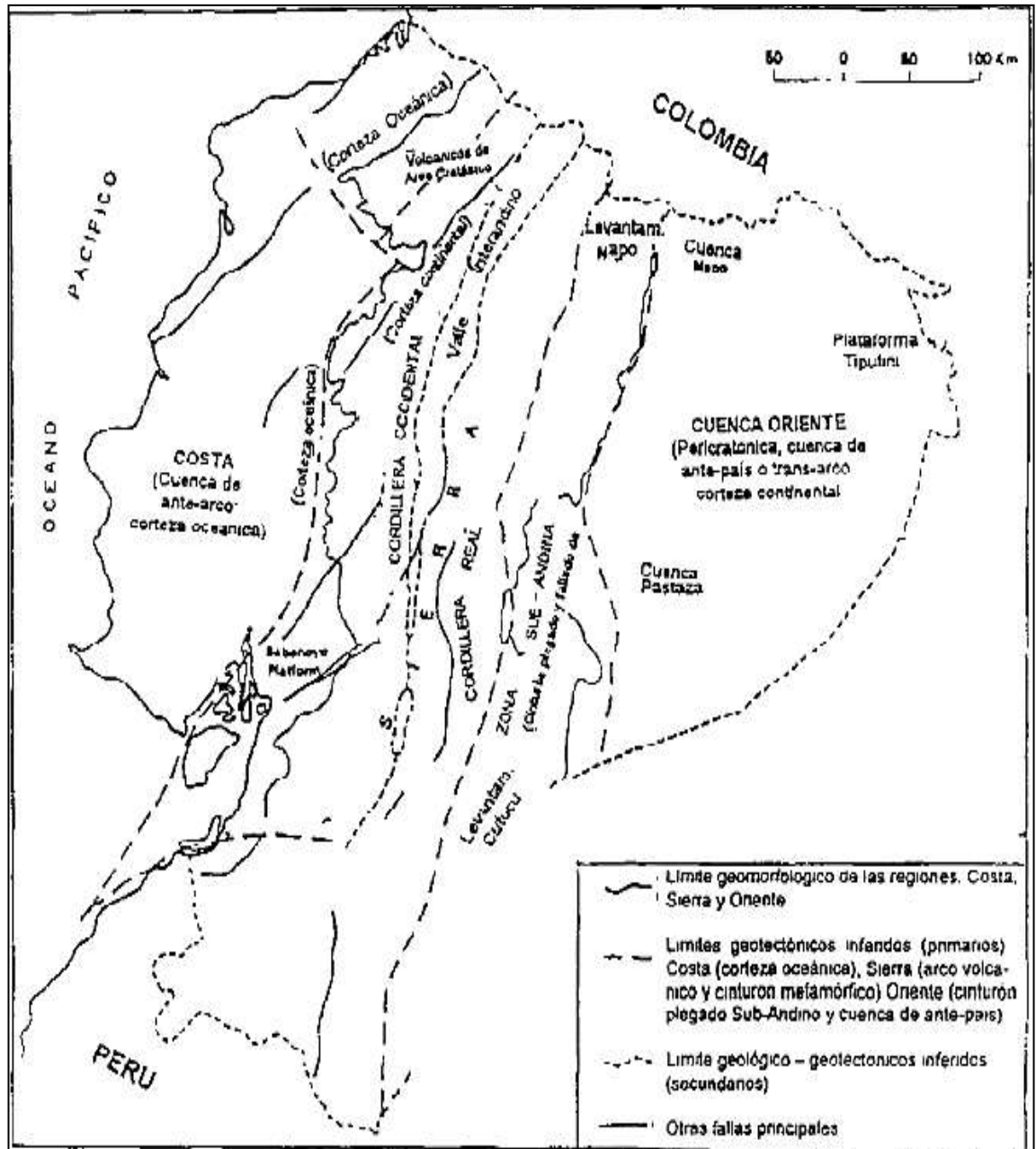


FIGURA 1. 1: Esquema geológico-geomorfológico del Ecuador (tomado de Baldock, 1982b)

FUENTE: "GEOLOGÍA GENERAL DEL NORORIENTE ECUATORIANO". Realizado por A.S Nieto, Departamento de Geología, Universidad de Illinois, Urbana.

1.1.1 Geología

La Cuenca Oriente del Ecuador está limitada por las sub-cuencas Putumayo (Colombia) en el norte y Marañón (Perú) al Sur. En dirección Este-Oeste tiene forma asimétrica, con un platafórmico borde Oriental, y un tectónico borde Occidental. Las mayores profundidades se encuentran al Sur.

Su depositación sedimentaria puede llegar a 18.000 pies en zonas con presencia de calizas, arcillas, y areniscas; se pueden encontrar rocas de edades antiguas, es decir, pertenecientes a la era del Paleozoico y Jurásico.

La formación de la Cuenca Oriente está integrada por dos dominios morfológicos, que son:

- La Piedemonte Sub-Andina y
- La Llanura Amazónica

El Piedemonte Subandino es parte de la Zona Sub-Andina, constituido por relieves estructurales y va de Norte-Sur, atravesando toda la Cuenca Oriente, ubicado al borde de la Cordillera Occidental, y equidistante a estribaciones de la Cordillera de los Andes (como se indica en la Fig.1.1). El Piedemonte Subandino es un sector de alta pluviosidad y

montañoso, sus altitudes varían entre de 850 m. (Misahualli) y 3.000 m. (Sumaco).

La Llanura Amazónica comprende toda la región plana del oriente, con un área aproximada de 100.000 km²; formando parte de las Cuencas Sub-andinas de tras-arco, limitadas al Este por el Cratón Guayano-Brasilero y por la Cordillera de los Andes, al Oeste.

En la Llanura Amazónica del sur-oriental ecuatoriano se encuentran las zonas productoras de petróleo más importantes del país, donde existen estructuras anticlinales de bajo relieve, que en algunos casos se sellan contra fallas sub-verticales-inversas, proceso que ocurrió en el Cretácico y/o Terciario y denominado Trampas petrolíferas, donde almacena el fluido formado por gas, agua y petróleo, como se indica en la figura 1.2.

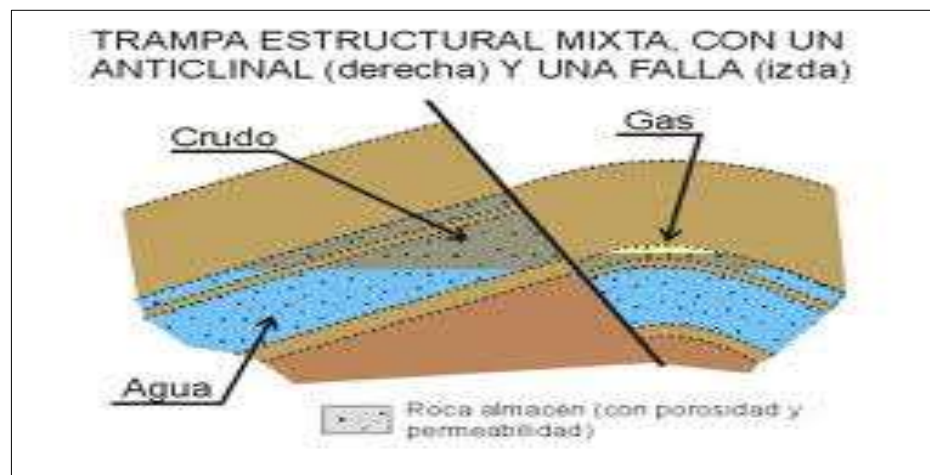


FIGURA 1. 2: Trampa Estructural Mixta
FUENTE: Sitio web Recursos Energéticos de Origen Orgánico-
<http://www.uclm.es/users/higueras/yymm/YM9.html>

La era cretácica se encuentra las siguientes formaciones: Hollín, Napo y Basal Tena, que tienen una estratigrafía secuencial y características bien definidas.

La Formación Napo aparece en la era Cretácica entre los periodos Aptiano y Maastrichtiano (serie de ciclos de eventos tectónicos); en la era del Cretáceo también se desarrollaron las Formaciones Hollín y Tena, estando entre las dos la Formación Napo.

Durante la sedimentación del Cretáceo, se presentó gran cantidad de fallas normales pequeñas invertidas donde se encuentran grandes reservorios. Las trampas de petróleo se desarrollaron en los periodos del pre-cretácico. En la Fig. 1.3 muestra la columna tectónico - estratigráfica de la Cuenca Oriente.

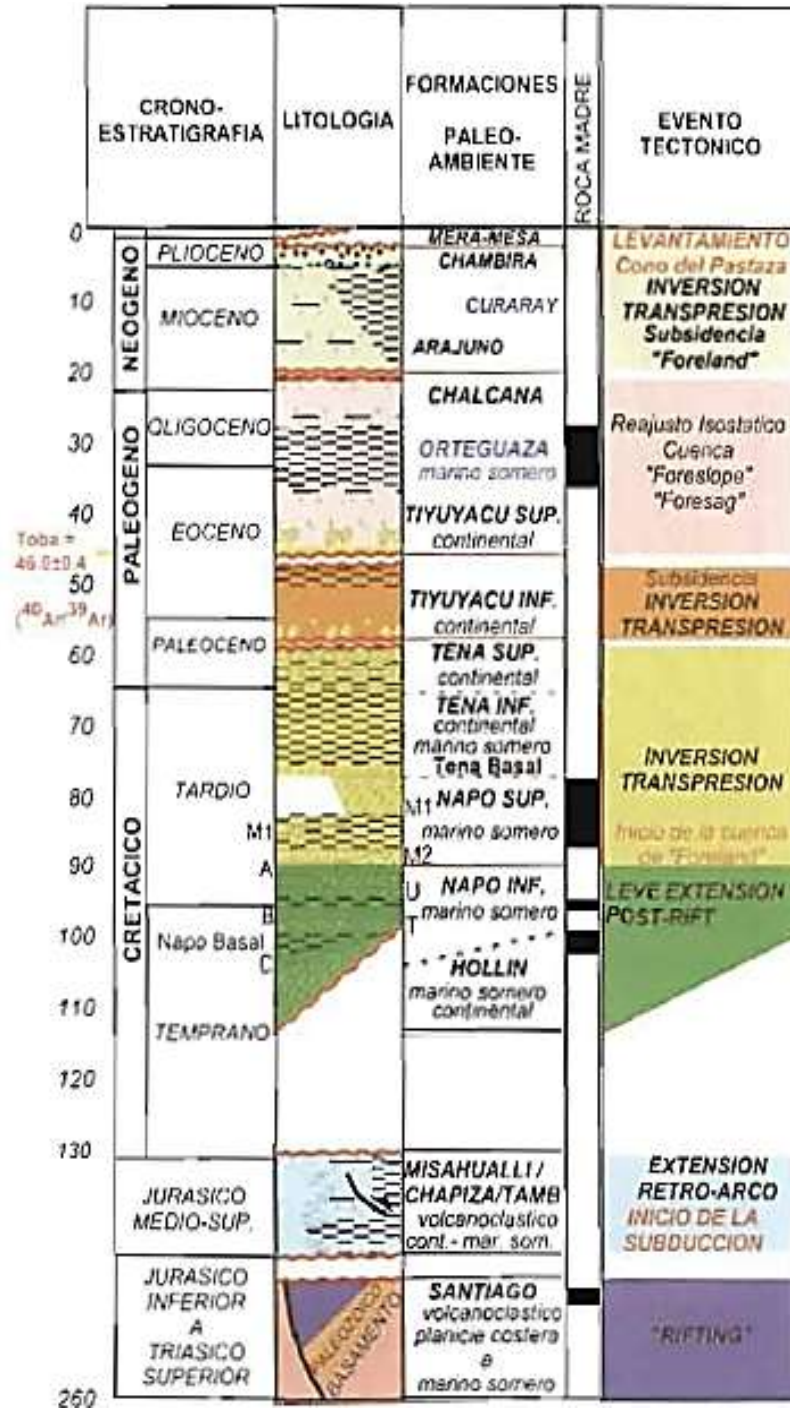


FIGURA 1. 3: Columna Tectónico-Estratigráfica y Eventos Geodinámicas Que Controlaron El Desarrollo De La Cuenca Oriente y De Sus Sistemas Petroleros
 FUENTE: "La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo", Patrice Baby, Marco Rivadeneira, Roberto Barragán.

Modificado por: Nixon Vilcaguano y Elvis Gómez

1.1.2 Ambiente sedimentario

El ambiente sedimentario de la era cretácica pasó “por ciclos de transición de facies de este a oeste, de ambientes fluviales continentales y de estuarios a plataforma marina somera” [2].

La depositación de la arenisca Hollín ocurrió en un ambiente fluvial que se desarrolló a un ambiente platafórmico, es decir posiblemente paso por un ambiente estuarino.

La depositación sedimentaria en las Areniscas “T” y “U” de la Formación Napo se desarrolló en una regresión marina con desplazamiento hacia el Oeste de la línea de costa, es decir, en un ambiente estuarino con presencia fluvial y marino.

En la arenisca Basal Tena, se describen clastos gruesos, conglomeráticos rellenos en el canal, que puede ser de origen fluvial en parte con influencia mareal.

La Fig. 1.4 muestra que la Formación Napo es de ambiente marino somero, pasando posiblemente por uno deltaico con intrusión de un ambiente fluvial.

² GEOLOGIA DEL ECUADOR. Realizado por: Ing. Nuñez del Arco.

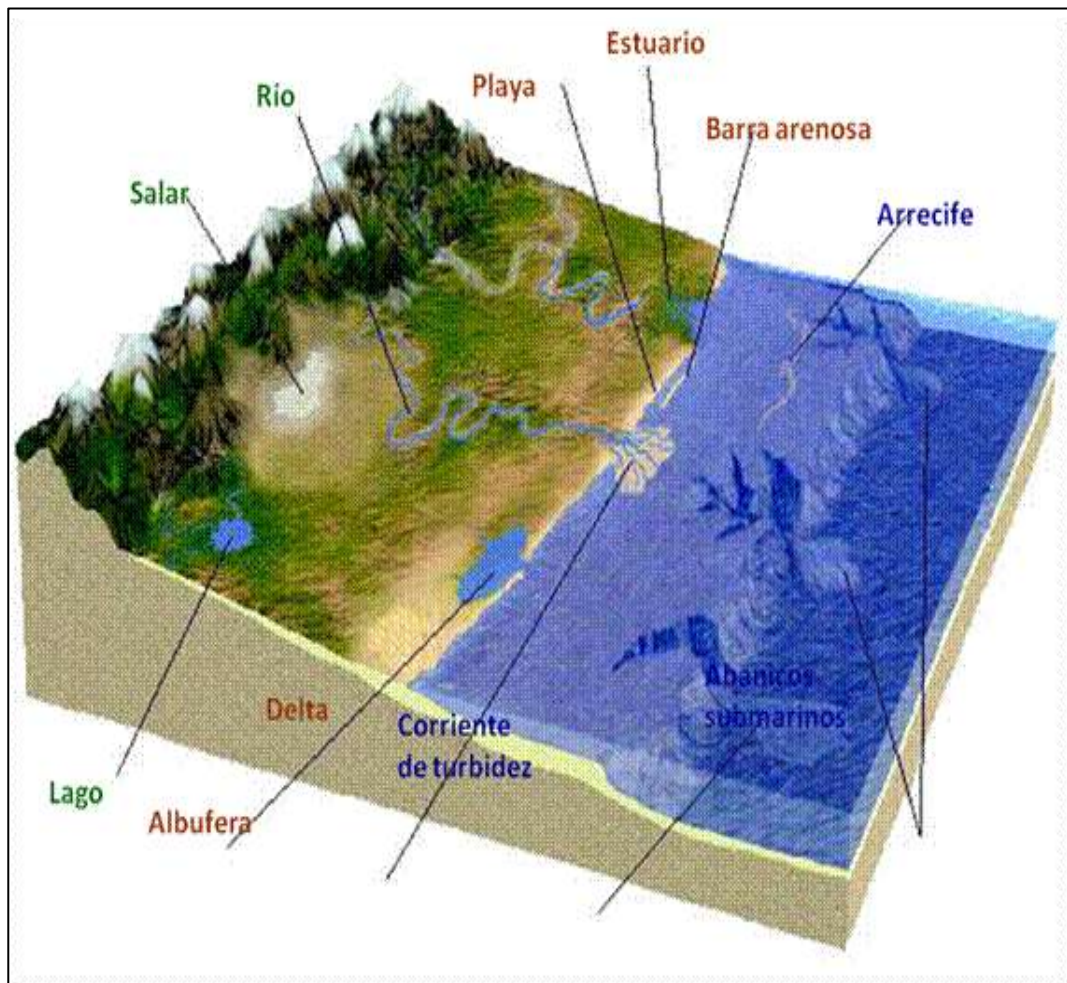


FIGURA 1. 4: Ambiente Sedimentario

FUENTE: Sitio web La Tierra -

<http://docentes.educacion.navarra.es/metayosa/1bach/Tierra13.html>

1.1.3 Estratigrafía

La Formación Napo “aflora a lo largo del costado de la cordillera de Cutucú” ^[3], con desembocadura de ríos hacia el mar.

“El espesor varia de 250 a 400 m, alcanzando valores máximos de 770 y 1000 m en el rio Chapiza cerca de la frontera con el Perú. La

edad que es Albiano inferior-Campaniano inferior (Faucher y Savoyat, 1973)".^[3]

Al principio la formación se dividió en tres miembros: Napo Inferior, Napo Medio y Napo Superior. En 1955 Tschopp propuso integrar el miembro Hollín Superior a la Formación Napo, bajo el nombre de Arenisca Inferior o Arenisca Basal Tena"^[3]. Por esta razón la Formación Napo está formada por cuatro miembros: Basal Tena, Napo Inferior, Medio y Superior.

1.1.4 Litología

1.1.4.1 Formación Hollín

La arenisca es de aspecto poroso con granulometría variable, con intercalaciones de lutitas oscuras arenosas, areniscas blancas cuarzosas, y delgadas capas de guijarros; también se presenta "ripple marks" y estratificación cruzada.

La Formación Hollín se divide en dos areniscas: Inferior y Superior.

1.1.4.1.1 Hollín Inferior

También se la conoce como Hollín Principal.
Contiene en la base areniscas gruesas

cuarzosas gradando a medianas y finos hacia arriba, que podrían contener algo de glauconita.

La altura aproximada es de 40 pies.

1.1.4.1.2 Hollín Superior

Formación de arenisca cuarzosa interestratificada de glauconita cuarzosa con grano fino a medio y capas de lutitas negras. El espesor varía entre 10 a 40 pies, con porosidad promedio de 14%.

1.1.4.2 Formación Napo

Se divide en dos areniscas que son "T" y "U" las cuales se subdivide cada una en Superior e Inferior. Estas separadas por espesores de lutitas y calizas marinas, evidenciando cambios en el tamaño de poros debido a la transición entre el agua de formación y el petróleo (contacto petróleo-agua) en el interior de la roca.

1.1.4.2.1 Arenisca "T"

Contiene lutitas negras intercaladas, areniscas cuarzosas, limolitas granocrecientes, granos

finos, ricas en arcillas. Se divide en Inferior y superior.

“T” Inferior

Arenisca cuarzosa de espesor aproximado de 67 pies, va de grano medio a fino con forma subredondeada y subangular.

“T” Superior

Contiene mayor proporción de grano fino que del grueso; es una arenisca cuarzosa, y su espesor aproximadamente es 45 pies.

1.1.4.2.2 Arenisca “U”

Está caracterizada por ser continua y porosa (porosidad promedio = 13%). Se divide en Inferior y superior.

“U” Inferior

De espesor aproximado de 37.2 pies; es cuarzosa, va de grano medio a fino con forma subredondeado y subangular.

“U” Superior

Es cuarzosa, de grano fino con forma subredondeada y espesor aproximado de 27 pies.

1.1.4.3 Formación Basal Tena

Es una arenisca cuarzosa, que va de grano medio a grueso, con forma redondeada, es porosa y con espesor aproximado de 40 pies.

1.2 Completación con bomba hidráulica Jet Claw Convencional

La completación realizada para la prueba de producción del pozo es selectiva, ya que se tienen 3 arenas productoras que son Napo superior e inferior, y la Hollín superior, actualmente se evalúa solo la arena Napo U inferior.

La prueba se la realiza mediante levantamiento artificial con bomba Jet Claw Convencional, alojado en una camisa de circulación tipo SL, y con sensores Claw RTM (Registro a Tiempo Real).

En la figura 1.5 se muestra el diagrama del sensor de fondo.

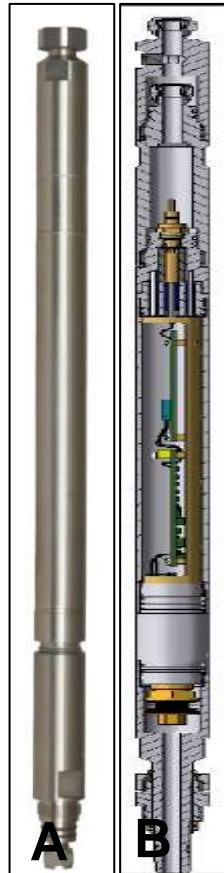


FIGURA 1.5: Diagrama de Sensor Claw® en corte (B) y normal (A)
FUENTE: Proyecto: Sistemas de adquisición de datos y monitoreo en tiempo real
Claw® RTM

La completación de fondo está compuesta por un sensor de cuarzo de alta precisión que permite monitorear la prueba en tiempo real registrando en el fondo del pozo una presión máxima de 10000 psi y una temperatura de 302 °F, valores que se obtienen en superficie mediante transmisión satelital que es posible por la conexión de un cable encapsulado en el tubing que transmite los datos desde el sensor de

fondo hacia la superficie y transportar la energía necesaria para que los registradores trabajen permanentemente ^[3].

En la figura 1.6 se muestra el portador del sensor Claw.



FIGURA 1.6: Portador de Sensor Claw® en corte (A) y normal (B)
FUENTE: Proyecto: Sistemas de adquisición de datos y monitoreo en tiempo real
Claw® RTM

Los sensores se encuentran alojados dentro de un portador de sensor Claw o también llamado “Carrier Joint”, el cual permite sujetar los

³ Proyecto: Sistema de adquisición de datos y monitoreo en tiempo real Claw® RTM, Realizado el 14 de febrero 2011

sensores al BHA de fondo y sujetar las conexiones de alimentación del cable encapsulado. La conexión del pin y caja de esta herramienta es EUE compuesto de acero al carbón 4340.

En la figura 1.7 se muestra el Data Logger ubicado en superficie y que es un equipo de alto rendimiento. Permite que los datos de fondo del pozo sean registrados en superficie y transmitidos al satélite utilizando una Unidad Terminal Remota (RTU) permitiendo el monitoreo continuo del pozo.



FIGURA 1.7 Data Logger Sertecpet®

**FUENTE: Proyecto: Sistemas de adquisición de datos y monitoreo en tiempo real
Claw® RTM**

Entre los parámetros que el Data Logger permite visualizar en pantalla tenemos:

- Presiones y temperaturas fluyentes a profundidad del sensor.
- Presión del reservorio (Build-Up-Test).
- Temperatura del reservorio (Build-Up-Test).
- Presión de inyección (Fall-Off-Test).

1.2.1 Operación del bombeo hidráulico

El bombeo hidráulico es uno de los sistemas más utilizados para el levantamiento de crudo pesado, base para el desarrollo de nuestro análisis.

La bomba Jet es una herramienta que funciona hidráulicamente, Se basa en el principio de Venturi, que consiste en el paso de un fluido a través de un área reducida donde se produce un cambio de energía potencial a cinética, originado en la salida de la boquilla, generando en este punto succión del fluido de formación. la mezcla de los dos fluidos ingresa en un área constante llamada garganta. A la entrada de un área expandida llamado difusor la mezcla sufre un cambio de energía cinética a potencial que es la responsable de llevar el fluido hasta superficie.

La bomba Jet Claw convencional puede ser recuperada hidráulicamente o por medio de línea de acero ("slick line").

En la figura 1.8 se muestra la bomba Jet Claw Convencional.



FIGURA 1.8: Bomba Jet Claw Convencional en corte (A) y normal (B)
FUENTE: (A) Elvis Gómez López y Nixon Vilcaguano
Changoluisa (B) Proyecto: Sistemas de adquisición de datos y
monitoreo en tiempo real Claw® RTM

En la figura 1.9 se muestra el nozzle y la garganta de la bomba Jet Claw.

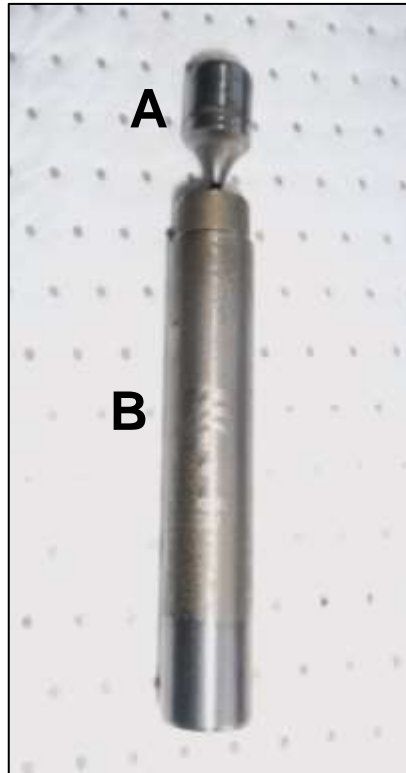


FIGURA 1.9: (A) Nozzle 10 y (B) Garganta J para el levantamiento artificial con bomba hidráulica Jet Claw de Sertecpet®

FUENTE: Elvis Gómez López y Nixon Vilcaguano Changoluisa

La bomba Jet Claw Convencional está compuesta por 11 partes fijas, siendo las más importantes son: el Nozzle y la garganta ^[4] las cuales se seleccionan mediante un software que utiliza el principio de Voguel para el análisis y selección óptima de la geometría deseada para un pozo específico.

La estructura de las bombas Jet es de acero muy resistente, permitiendo la bomba trabaje en ambientes severos como los que se pueden presentar en el fondo del pozo.

⁴ Catálogo de servicios y productos Sertecpet®

La bomba Jet Claw se aloja dentro de una camisa de circulación tipo SL que comunica con el espacio anular mientras está abierta. Cuando está cerrada permite realizar pruebas de inyectividad por el tubing. La bomba puede ser desplazada a superficie hidráulicamente inyectando fluido motriz por el espacio anular siempre que exista una válvula de pie (Standing Valve) en el NoGo que se encuentra bajo la camisa de circulación.

Para su funcionamiento la bomba utiliza el fluido motriz recuperado del separador que puede ser crudo o agua de formación. El sistema es un circuito cerrado en donde del fluido del pozo por medio del separador se obtienen las tres fases que lo componen: agua, gas y petróleo. El excedente del fluido que sale del separador se envía a un tanque en la locación o a la estación y el gas se quema en un flare dual de encendido automático.

Como la bomba jet Claw es convencional directa, la inyección del fluido es por el tubing, con una bomba Quintuplex de desplazamiento positivo (succiona a baja presión y desplaza a alta presión). La Jet puede ser desplazada hidráulicamente o con línea de acero ("Slick line") y se alojara en la camisa de circulación.

Después el fluido ingresa a la bomba pasando por la boquilla (Nozzle) donde se producirá un cambio en la velocidad del fluido

debido al área pequeña por la que pasará, en base al principio de Venturi, lo cual permite que el fluido del pozo que se encuentra en el espacio de la boquilla y la garganta se mezcle con el fluido motriz y ambos descendan por la sección recta de la garganta a presión constante. Cuando la mezcla llega al difusor disminuye su velocidad e incrementa la presión, descargándose hacia el espacio anular y levantando la respectiva columna hidrostática, venciendo las pérdidas de presión por fricción.

En la figura 1.10 se muestra el principio físico de la bomba Jet Claw.

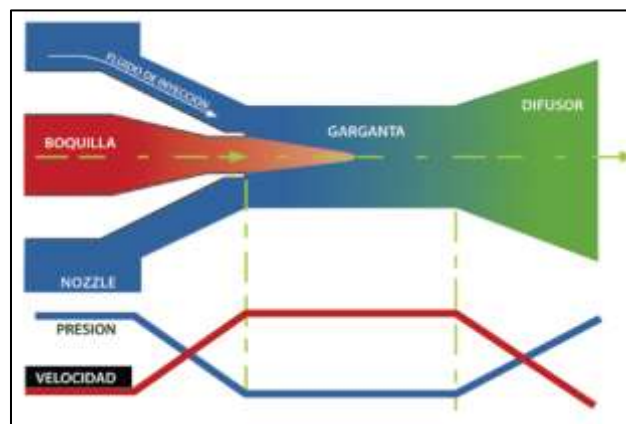


FIGURA 1. 10: Principio físico de la bomba Jet Claw
FUENTE: Catálogo de servicios y productos Sertecpet®

1.2.2 Selección de Geometría para la prueba de producción del pozo

La geometría que se utilizó en este pozo es la 10J, que se obtuvo mediante la corrida de un software el cual efectúa un análisis nodal mediante el método de Vogel. Para el análisis se necesitan

algunos parámetros tanto mecánicos, de reservorio y de diseño, los cuales se muestran en las siguientes tablas.

TABLA 1. I: Parámetros mecánicos/pozo

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
ID Tubería	2992	in
OD Tubería	3500	in
ID Revestimiento	6276	in
Profundidad de punzados (TVD)	9800	ft
Presión de cabezal	22	psi
Tipo de bomba	CONVENCIONAL	

FUENTE: Software para selección de geometría

TABLA 1. II: Parámetros del reservorio

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Presión del reservorio	2900	psi
API	14	°API
GOR	130	scf/stbl
Corte de agua (BS&W)	65	%
Temperatura del reservorio	226	°F
Temperatura de superficie	110	°F
Gravedad específica del gas	0.87	adim
Gravedad específica del agua	1.03	adim

FUENTE: Software para selección de geometría

TABLA 1. III: Parámetros de diseño

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Producción deseada	336	BFPD
Presión de inyección	3500	psi
Presión de entrada	1219	psi
Tipo de fluido motriz	Agua	
API Inyección	10	°API
Profundidad de la bomba (TVD)	9705	ft
Longitud de la tubería	100	ft

FUENTE: Software para selección de geometría

Los datos mostrados en las tablas anteriores son valores referenciales iniciales pero no exactos, debido a que el pozo es exploratorio y por tanto los datos utilizados se obtienen mediante correlación con otros pozos cercanos. Por esta razón muchas veces la geometría seleccionada no es la correcta pero si útil para determinar los parámetros necesarios que permitan lograr la geometría óptima para la producción del pozo.

Luego de la prueba de Build Up se cambió la geometría de la bomba de 10J a 11K

CAPÍTULO 2

FACILIDADES TEMPRANAS DE PRODUCCIÓN Y ESPECIFICACIONES

2.1 Introducción

La industria petrolera ha tenido importantes avances tecnológicos los cuales son direccionados principalmente para optimizar la producción de petróleo y su manejo en superficie. En el desarrollo de nuestro trabajo aplicamos metodología elaborada por la empresa Sertecpet, la cual está diseñada para lograr un óptimo desempeño en la producción de petróleo. También demostraremos que esta metodología es más rentable

económicamente en comparación a otros sistemas utilizados para el manejo de este tipo de fluidos.

2.1.1 Propiedades del fluido

Conocer las propiedades del fluido pesado es necesario para obtener una correcta selección y diseño de los equipos a utilizar y el material con el que se fabrican tomando en cuenta las normas internacionales que rigen para el mejor manejo del fluido en superficie.

Entre los datos más relevantes que se deben conocer para la construcción de los equipos, tenemos los que aparecen en la tabla 2.1:

TABLA 2. I: Propiedades del fluido

PROPIEDAD	UNIDAD
BS & W	%
Gravedad API	°API
Viscosidad cinemática	[m ² /seg] CentiStokes (cSt)
Salinidad	ppm

FUENTE: Guido Yáñez Quintana

2.1.1.1 B.S. & W.

La prueba permite conocer el porcentaje de agua y sedimentos contenidos en el fluido que se analiza.

El porcentaje de agua que contenga el fluido del pozo permite estimar cual es la cantidad de petróleo que se va a producir y también si se debe inyectar o no anticorrosivo y anti escala en el fluido del pozo para evitar problemas de corrosión e incrustaciones en la tubería de producción.

El porcentaje de sedimentos que contenga el petróleo nos permite conocer que tan contaminado de sólidos se encuentra el fluido. En la figura 2.1 y 2.2 se muestra el equipo para realizar BS & W y la lectura de en un tubo de centrífuga.



FIGURA 2.1: Instrumentos para realizar BS&W
FUENTE: Elvis Gómez López y Nixon Vilcaguano Changoluisa



FIGURA 2.2: Lectura de BS&W del tubo de centrifuga
FUENTE: Elvis Gómez López y Nixon Vilcaguano Changoluisa

2.1.1.2 Gravedad API

Es una escala de medición creada por el Instituto Americano del Petróleo y utilizada para hidrocarburos, basándose en su peso específico, es decir con relación al agua ^[5]. En la figura 2.3 se muestra la toma de la gravedad API del petróleo con un termohidrómetro.

⁵ Sitio oficial de Petróleos de Venezuela S.A, Glosario petrolero, Copyright © 2005



FIGURA 2.3 Toma de la densidad del petróleo en grados API
FUENTE: Elvis Gómez López y Nixon Vilcaguano Changoluisa

La gravedad API se puede clasificar de la manera mostrada en la tabla 2.2:

TABLA 2. II: Clasificación del petróleo según su °API

CRUDO	GRAVEDAD API
Extrapesado	< 10
Pesado	10 – 22.3
Liviano	31.1 – 39
Superliviano	> 39

FUENTE: Elvis Gómez López y Nixon Vilcaguano Changoluisa

2.1.1.4 Viscosidad cinemática

La resistencia que tiene cualquier sustancia a fluir se la denomina viscosidad, dependiente directamente de la temperatura y presión a la que esté sometido el fluido que se esté manejando.

Es una propiedad importante en la industria petrolera ya que permite conocer, que equipos debemos tener en superficie para poder manejar un determinado fluido.

En nuestro caso necesitamos la viscosidad cinemática que es igual al cociente entre la viscosidad absoluta y la densidad del fluido en $[m^2/seg]$ o CentiStokes (cSt) en donde $1 m^2/seg = 1'000,000 cSt$.

2.1.1.6 Salinidad

Es una prueba que permite conocer la cantidad de sal en partes por millón (ppm) que contiene el agua de formación que se encuentra en el fluido de pozo.

Debemos conocer cuál es la salinidad del agua de formación contenida en el petróleo porque nos permite determinar la cantidad de químico que se necesita inyectar para inhibir la corrosión y las incrustaciones que se puede generar en las tuberías. En la figura 2.4 se muestran los instrumentos que se utilizaron para determinar la salinidad del fluido del pozo.



FIGURA 2.4: Instrumentos para realizar salinidad
FUENTE: Elvis Gómez López y Nixon Vilcaguano Changoluisa

2.2 Objetivos generales de las facilidades en superficie

- Analizar el funcionamiento de los equipos a utilizar desde el aspecto técnico
- Optimizar las facilidades de superficie instaladas para la prueba realizada al pozo AMD1
- Analizar el coste por la instalación de cada uno de los equipos.

2.3 Diagrama de las facilidades en la locación

En el diagrama del gráfico 2.1 se muestran las facilidades de superficie en la locación del pozo necesario para realizar pruebas de producción aplicando bombeo hidráulico y la ubicación de cada uno de los equipos para la realización del trabajo.

2.4 Facilidades de superficie

Sus componentes son:

- Cabezal de producción
- Tuberías de conexión (Chiksan - Manifold de interconexión)
- Unidad Mobil de Prueba - Mobile Testing Unit (MTU)
- Bota de gas
- Scrubber para gas
- Tanques de almacenamiento
- Mechero
- Válvulas

A continuación se describen cada uno de ellos.

2.4.1 Cabezal de producción

Es utilizado para controlar el flujo de los pozos en superficie.

Su presión de trabajo es de hasta 5000 psig recomendado para la prueba de pozo con Bomba Jet Claw la cual opera con un máximo de 3500 psig de presión. Su temperatura máxima de operación es de 300°F y con una longitud es aproximadamente de 6 ft. en la figura 2.5 se indica el cabezal de pozo.



**FIGURA 2.5: Cabezal de producción del pozo AMD1
FUENTE: Elvis Gómez López y Nixon Vilcaguano Changoluisa**

2.4.2 Tuberías de conexión (Chiksan – Manifold de interconexión)

Las chiksan son tuberías de articulación giratoria que permiten mayor facilidad de conexión de las tuberías de inyección y producción a la unidad MTU y también al cabezal de pozo. Las tuberías utilizadas son de un diámetro de 2 in. las cuales operan a un máximo de 10000 psig de presión con longitudes de entre 8 y 32 ft.

La figura 2.6 muestra la tubería chiksan



FIGURA 2.6: Tubería Chiksan

FUENTE: Elvis Gómez López y Nixon Vilcaguano Changoluisa

El conjunto de tuberías utilizadas para la comunicación de los tanques de almacenamiento con los equipos que manejan el fluido del pozo se denomina manifold de interconexión con tuberías de 4 in. de diámetro incorporada a ella 14 válvulas del mismo diámetro. En la figura 2.7 se muestra el manifold de interconexión.



FIGURA 2. 7: Manifold de conexión de los tanques de almacenamiento

FUENTE: Elvis Gómez López y Nixon Vilcaguano Changoluisa

2.4.3 Unidad móvil de prueba-Mobile Testing Unit (MTU)

La Unidad Móvil de Prueba o en sus siglas en inglés Mobile Testing Unit (MTU), es utilizada para evaluación y producción de pozos. Proporciona el fluido motriz de inyección con la presión necesario para el adecuado funcionamiento de la bomba jet Claw^[6]. En la figura 2.8 se muestra la Unidad móvil de prueba (MTU).



FIGURA 2. 8: Unidad Móvil de Prueba (MTU)
FUENTE: Elvis Gómez López y Nixon Vilcaguano Changoluisa

La unidad es un sistema compuesto por varios equipos, entre los que tenemos:

⁶ Manual de Operaciones de Campo, Actualizado el 27 de abril 2010

- Motor Caterpillar: 2000 RPM. Potencia 425 HP.
- Bomba quintuplex: National Oil well 300Q – 5L. Caudal 4800 BFPD.
- Bomba Booster 150 psi – 300 psi.
- Bomba de inyección de químicos.
- Manifold de control de fluidos de inyección y producción.
- Separador trifásico horizontal diámetro 60 in., longitud 12 in., Capacidad 8000 BFPD. Capacidad estática 36 BLS. Capacidad separación de gas 20 MMSCFD. Cu ft. Tiempo de residencia 4.0 min.
- Tanque de almacenamiento de diésel
- Panel de control con sensores de nivel presión

La descripción de cada equipo se indica a continuación.

2.4.3.1 Motor Caterpillar

Proporciona la energía necesaria para el funcionamiento de la bomba quintuplex y se inicie el proceso de prueba de producción en conjunto con el resto de equipos que están en la unidad. Para la generación de energía se utiliza diesel con un consumo de entre 9 a 10 galones/hora, entregando al sistema una potencia máxima de 425 HP a 2000 RPM y teniendo un reductor de velocidad National OilWell.

Entrega corriente con 24 V y 33 A. en la figura 2.9 se muestra el motor.



FIGURA 2.9: Motor Caterpillar
FUENTE: Elvis Gómez López y Nixon Vilcaguano Changoluisa

2.4.3.2 Bomba Quintuplex

Inyecta fluido motriz con presión al pozo para que trabaje la bomba jet Claw. El fluido motriz del separador es succionado por la bomba booster para después ser enviado hacia la quintuplex la cual está compuesta por 5 pistones, permitiendo elevar la presión del fluido motriz a unos 3400 psi aproximadamente. La potencia que proporciona esta bomba es de 300 HP a 300 RPM.

2.4.3.3 Bomba de Transferencia

También llamada bomba Booster. Eleva la presión del fluido motriz a un máximo de 150 psi de presión, requerida para que ingrese a la bomba quintuplex. Su presión máxima es de 300 psi. En la figura 2.10 se muestra la bomba booster.



FIGURA 2.10: Bomba Booster

FUENTE: Elvis Gómez López y Nixon Vilcaguano Changoluisa

2.4.3.4 Bomba para inyección de químicos

Descarga químicos a la bomba quintuplex con un máximo de 600 psi de presión con el fin de evitar la formación de espuma en el fluido motriz y ayudar en el proceso de separación. El suministro de químicos proviene de una bombona en la parte superior, la cual puede almacenar unos 5 galones de químico

aproximadamente. En la figura 2.11 se muestra la bomba y bombona de recepción de químicos.



FIGURA 2.11: Bomba y bombona de recepción de químicos
FUENTE: Elvis Gómez López y Nixon Vilcaguano Changoluisa

2.4.3.5 Manifold de inyección/producción

Equipo que nos permiten controlar el fluido de inyección y producción que viene del separador trifásico direccionándolo hacia la bota de gas.

Tiene válvulas de alta presión llamadas integrales 1502 que operan a un máximo de 15000 psi de presión y tienen un diámetro de 2 in. En la figura 2.12 se presenta el manifold de inyección/producción.



FIGURA 2.12: Manifold Inyección/Producción
FUENTE: Elvis Gómez López y Nixon Vilcaguano Changoluisa

2.4.3.6 Separador trifásico

Es un tanque horizontal en donde ingresa el fluido del pozo para comenzar su proceso de separación en sus tres fases (agua, gas y petróleo).

Consta de un sistema de válvulas que permiten liberar presiones y direccionar los fluidos separados, operando con una presión máxima de 250 psi a 200°F.

En la figura 2.13 se muestra el separador trifásico.



FIGURA 2. 13: Separador trifásico en la MTU

FUENTE: Elvis Gómez López y Nixon Vilcaguano Changoluisa

El estándar de calidad que rige el diseño del separador es la norma ANSI 150 con una prueba hidrostática realizada a 352 psi. El equipo fue ensamblado en el año 2013.

Del separador se obtiene el fluido motriz, que en nuestro caso es el agua de formación, la cual se inyecta al pozo con presión para que pueda operar la bomba Jet Claw ubicada en el fondo. En ocasiones el agua inyectada tenía trazas de petróleo porque no se lograba una óptima separación entre los dos líquidos.

El petróleo se lo direcciona hacia una bota de gas

2.4.4 Bota de Gas

Separa el gas remanente en el fluido de producción que viene del separador.

En la parte superior de la bota se encuentra un sombrero chino, donde el fluido de producción choca, ayudando a que las moléculas de gas se liberen del fluido y asciendan para descargarse hacia el Scrubber de gas. El petróleo remanente va a los tanques de almacenamiento.

La bota opera hasta 100 psi a 200°F. Se la prueba hidrostáticamente a 130 psi de presión. En la figura 2.14 se muestra el equipo.



FIGURA 2. 14: Bota de gas en la locación
FUENTE: Elvis Gómez López y Nixon Vilcaguano Changoluisa

2.4.5 Scrubber para gas

Ayuda a precipitar el crudo remanentes en el gas que viene de la bota. El líquido se precipita al fondo y se drenan del Scrubber.

El gas asciende y va al mechero por una tubería de 2 in. La máxima presión de operación del equipo es de 50 psi a 150°F. Se prueba hidrostáticamente a 65 psi y 150°F. En la figura 2.15 se observa un Scrubber de gas ubicado en la locación del pozo



FIGURA 2.15: Scrubber de gas en la locación
FUENTE: Elvis Gómez López y Nixon Vilcaguano Changoluisa

2.4.6 Tanque de almacenamiento

Los tanques mostrados en la figura 2.16 sirven para almacenar el fluido, petróleo, procesado en el separador, siendo la capacidad de 500 bls cada uno, su diámetro nominal 12,27 pies el máximo nivel de líquido es de 23,91 ft.



FIGURA 2.16: Tanques de almacenamiento de petróleo
FUENTE: Elvis Gómez López y Nixon Vilcaguano Changoluisa

2.4.7 Mechero

Quema el gas enviado desde la bota. Se lo instala a unos 100 o 200 ft de distancia de los equipos en la locación. El encendido es manual por medio de cable. En la figura 2.17 se muestra el mechero.



FIGURA 2.17: Mechero de encendido manual
FUENTE: Elvis Gómez López y Nixon Vilcaguano Changoluisa

2.4.7.1 Arrestallamas

Impide que el fuego del mechero combustione el gas dentro de la tubería que comunica con el Scrubber. En la figura 2.18 se muestra el arrestallamas.



FIGURA 2.18: Arrestallamas
FUENTE: Elvis Gómez López y Nixon Vilcaguano Changoluisa

2.4.8 Válvulas

Permite o impide el flujo de fluido en las tuberías instaladas en la locación de trabajo. En la figura 2.19 se observa

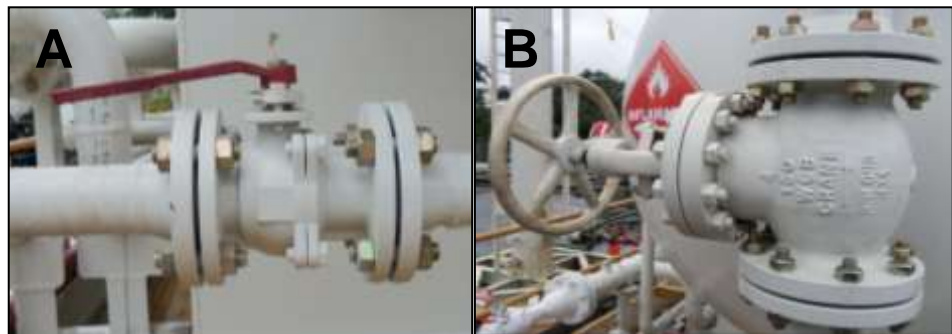


FIGURA 2. 19: Válvula de bola (A) y ángulo (B)

FUENTE: Elvis Gómez López y Nixon Vilcaguano Changoluisa

Existen 2 tipos de válvulas:

- **De bola.-** Bloquea o deja libre el paso a cualquier fluido ^[7].
- **De ángulo.-** tienen conexiones de entrada y de salida en ángulo recto. Su empleo principal es para servicios de estrangulación y presenta menos resistencia al flujo que la de globo ^[9].
- **De mariposa.-** Son utilizadas principalmente para servicios de estrangulación o de cierre total para manejos de grandes volúmenes de fluido con presiones bajas de operación ^[9]

⁷ Ing. Edgar Riofrío Andrade, Capítulo 4. Válvulas, Facilidades de superficie III-junio 2006

CAPÍTULO 3

ESTUDIO ECONÓMICO

3.1 Introducción

En este capítulo presentamos un análisis de costos de los equipos que se rentaron para la prueba de producción del pozo AMD1. Se realizó un análisis y comparación de costos de producción considerando levantamiento artificial con Bomba hidráulica y/o con Bomba Electrosumergible, mostrado en el Anexo E. El análisis están basados en 3 parámetros económicos: Beneficio/costo del proyecto (B/C), la Tasa Interna de Retorno de la inversión (TIR) y El Valor Anual Neto del proyecto (VAN).

3.2 Costo de renta de las facilidades tempranas de prueba

Son afectados por aspectos como:

- Accesibilidad a la locación y características del pozo.
- Requerimientos del cliente referente al tipo de equipo a utilizarse (Con o sin certificación).
- Cantidad de equipos a utilizarse.
- Los costos que se muestran no incluyen IVA.
- Si los equipos son sometidos a pruebas con ácido, el kit de reparación tendrá un costo adicional.
- Se cobra el 50% del costo diario de renta si el equipo se encuentra en stand-by.
- Se facturará al cliente el costo de reparación y/o reposición de equipos si estos sufren algún daño mecánico o electrónico.

En las tablas 3.I, 3.II y 3.III se indica el desglose de costos.

TABLA 3. I: Desglose de costo de renta de los equipos de superficie

SERVICIOS	DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	CANTIDAD	VALOR UNITARIO OPERATIVO DIARIO	COSTO MENSUAL UNITARIO
EQUIPOS DE SUPERFICIE	Mechero	1	\$ 85	\$ 2.550
	Arrestallamas	1	\$ 85	\$ 2.550
	Scrubber	1	\$ 150	\$ 4.500
	Líneas de interconexión de tanques	1	\$ 200	\$ 6.000
	Tanque vertical de almacenamiento de 500 bls	3	\$ 120	\$ 10.800
	Bota de gas	1	\$ 250	\$ 7.500
	Unidad MTU	1	\$ 3.400	\$ 102.000
	Medidor de gas de orificio Daniel	1	\$ 300	\$ 9.000
COSTO MENSUAL TOTAL				\$ 144.900

TABLA 3.II: Desglose de costo de renta equipos adicionales en fondo y superficie

SERVICIOS	DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	CANTIDAD	VALOR UNITARIO OPERATIVO DIARIO	COSTO MENSUAL UNITARIO
ADICIONALES EN FONDO Y SUPERFICIE	Registadores de presión y temperatura RTM	1	\$ 3.749	\$ 112.470
	Bomba Jet Claw convencional directa	1	\$ 450	\$ 13.500
	Laboratorio	1	\$ 375	\$ 11.250
	Cabezal para prueba de producción del pozo	1	\$ 400	\$ 12.000
	Generador de 725 kw	1	\$ 600	\$ 18.000
COSTO MENSUAL TOTAL				\$ 167.220

TABLA 3.III: Desglose de costo de operación del personal

SERVICIOS	DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	CANTIDAD	VALOR UNITARIO OPERATIVO DIARIO	COSTO MENSUAL UNITARIO
PERSONAL	Ingeniero/Supervisor	1	\$ 500	\$ 15.000
	Operador del MTU, en turnos de 12 HR c/u	2	\$ 500	\$ 30.000
	Laboratorista, en turnos de 12 HR c/u	1	\$ 300	\$ 9.000
	Ayudantes, en turnos de 12 HR de 2 en 2	2	\$ 300	\$ 18.000
	COSTO MENSUAL TOTAL			

3.2.1 Costos de equipos para producir el pozo con Bomba Jet

Claw directa o Bomba Electrosumergible

Los valores desglosados, en las tablas del Anexo E constan los valores desglosados de los equipos necesarios para producir el pozo sea con Bomba Jet Claw o Electrosumergible. También se adiciona el costo que implica la instalación de los mismos.

3.2.2 Costos de producción

Se toma en cuenta la producción de un barril de petróleo mediante cualquier método de levantamiento artificial mediante los dos métodos analizados.

Para el cálculo se considera lo siguiente:

- **Precio de producción (PP) = 8 \$/BBL**
- **Producción promedio (q) = 400 BFPD**
- **Días de producción (t) = 30 días (1 mes) ó 365 días (1 año)**

El costo se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Costo de producción} = PP * q * t \quad \text{Ec. 1}$$

$$\text{Costo de producción mensual} = \$ 96.000$$

3.3 Ganancias de producción

Las ganancias o ingresos obtenidos tanto de la prueba como de la producción del pozo, se logran por los barriles de fluido producidos por día.

Para el cálculo se considera lo siguiente:

- **Producción promedio (q) = 400 BFPD**
- **Precio promedio por barril (P_{bbl}) = 90 \$/BBL.**
- **Días de producción (t) = 30 días (1 mes) ó 365 días (1 año)**

Estas ganancias se las calcula con la siguiente ecuación:

$$\text{Ganancias de producción} = q * P_{bbl} * t \quad \text{Ec. 2}$$

$$\text{Ganancias de producción mensual} = \$ 1080.000$$

$$\text{Ganancias de producción anual} = \$ 13140.000$$

3.4 Análisis de costos-renta

3.4.1 Criterios de evaluación

Son los siguientes:

- Inversión inicial para renta o venta de equipos (P)
- Tasa Mínima Atractiva de Rendimiento (TMAR)
- Relación Beneficio/Costo (B/C)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Valor Anual Neto (VAN)

3.4.1.2 Inversión inicial para renta o venta de equipos

El valor está representado por los costos de instalación de los equipos de superficie tanto en la renta como en venta. El valor el cliente lo cancelará una sola vez. Los respectivos valores se encuentran detallados en el Anexo E.

La inversión inicial para la renta es de $P = \$ 250.000$

3.4.1.2 Tasa mínima atractiva de rendimiento - *TMAR*

Es la que se espera recibir anualmente, tomada de la página del Banco Central del Ecuador referente a la tasa de interés activa anual que es *TMAR* = 8,17%.

3.4.1.3 Relación Beneficio/Costo

Permite conocer si el proyecto es económicamente rentable en relación a los ingresos percibidos por la venta del petróleo obtenido en la prueba de producción del pozo.

La relación se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$B/C = \frac{VP \text{ de Beneficios} - VP \text{ de Contrabeneficios}}{VP \text{ de Cotos}} \quad \text{Ec. 3}$$

Sabiendo que en los costos obtenidos los contrabeneficios ya están tomados en cuenta entonces la ecuación será:

$$B/C = \frac{VP \text{ de Beneficios}}{VP \text{ de Cotos}} \quad \text{Ec. 4}$$

Si $B/C \geq 1.0$, se determina que el proyecto es económicamente aceptable para los estimados y la tasa de descuento aplicada^[8].

Si $B/C < 1.0$, el proyecto no es económicamente aceptable^[1].

Para conocer si la renta de los equipos es económicamente aceptable se necesita conocer los ingresos y egresos que se muestran en la tabla 3.IV.

⁸ Ingeniería Económica, Leland Blank y Anthony Tarquin, sexta edición, derechos reservados © 2006

TABLA 3. IV: Ingresos, egresos y VMN de la renta de los equipos para la prueba de pozo con Bomba Jet Claw directa

Mensual	Ingreso (\$)	Egreso (\$)
0	\$ 0	\$ 546.000
1	\$ 1.080.000	\$ 480.120
2	\$ 1.080.000	\$ 480.120
3	\$ 1.080.000	\$ 480.120

De la tabla se obtuvo los valores de VP de costo y el VP de beneficio que se calculan con las ecuaciones siguientes:

$$\text{VP de costo} = \$546.000 + \$480.120 \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \quad \text{Ec. 5}$$

$$\text{VP de beneficio} = \$1.080.000 \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \quad \text{Ec. 6}$$

Como n está en meses: $i = \frac{\text{TMAR}}{12}$; debido a que la TMAR es anual y conociendo que n=3 meses, que es el tiempo de la prueba, obtuvimos:

- **VP de beneficio** = \$ 3.196.378
- **VP de costo** = \$ 1.966.967

Con estos datos pudimos calcular la relación Beneficio/Costo dando un valor de **1,63**.

3.4.1.4 Tasa interna de retorno

Es un indicador de rentabilidad de un proyecto de inversión.

Se lo calcula mediante la siguiente ecuación:

$$-P + \sum_{i=1}^n FE_i = 0 \quad \text{Ec. 7}$$

Para conocer la rentabilidad de los equipos es necesario el valor mensual neto que corresponda a este proyecto, mostrado en la tabla 3.V.

TABLA 3. V: Valor Mensual neto de los flujo de efectivo correspondientes a la renta de equipos para la prueba de pozo

Mensual	VMN
0	-\$ 250.000
1	\$ 599.880
2	\$ 599.880
3	\$ 599.880

Si deseamos encontrar la TIR es necesario formular la ecuación siguiente:

$$-\$250.000 + \$599.880 \left[\frac{(1+i)^3 - 1}{i(1+i)^3} \right] = 0 \quad \text{Ec. 8}$$

Con la ecuación anterior se obtiene la TIR para este proyecto es **233%**.

3.4.1.5 Valor actual neto

Permite conocer cuál es el valor presente de todo el flujo de efectivo que ha tenido el proyecto.

Se lo calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\text{VAN} = -P + VP \sum_{i=1}^n FE_i \quad \text{Ec. 9}$$

Para obtener el valor actual neto de la renta de los equipos, para la prueba de producción del pozo se aplica la ecuación siguiente:

$$\mathbf{VAN} = -\$546.000 + \$599.880 \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \quad \mathbf{Ec. 10}$$

Sabiendo que: $n=3$ meses; $i = \frac{\text{TMAR}}{12}$, se obtiene que $\mathbf{VAN} = \$1.229.410$

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES, OBSERVACIONES, Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

Se puede concluir que el funcionamiento del Separador y del Tanque de Almacenamiento cumple con las especificaciones técnicas de las Normas Internacionales ASME y ANSI.

La inyección de químicos (Demulsificante y Antiespumante) en la línea de alta presión, optimiza el funcionamiento de los equipos, ya que la emulsión del pozo que ingresa al Separador por su alta viscosidad no se rompía por completo, ocasionando problemas como creación de espuma,

y Taponamiento de los strainers “filtros” en la línea de inyección antes de ingresar el fluido motriz a las bomba Quintuplex.

El resultado del análisis de los parámetros económicos considerados en la renta de los equipos, fueron los siguientes: B/C= 1,62; VAN= \$1.229.410; y TIR=233%, concluyendo que el proyecto tiene una alta rentabilidad y económicamente aceptable para el cliente.

4.2 Observaciones

Durante los primeros 23 días de producción el flujo del pozo fue inestable, por lo que los datos de presión y temperatura de fondo variaban (como se observa en las gráficas del Anexo D). Por ello se procedió a efectuar una Prueba de Build-Up (Anexo C) durante 22 horas, restaurándose la presión de fondo a 3.383 psia (P_{ws}) siendo la temperatura de 226 °F (T_{ws}), con estos datos se selecciona una nueva geometría para la bomba Jet Claw y se logra estabilizar la producción del pozo.

En el separador, y el “strainer” de la línea de inyección del fluido motriz que ingresa a la bomba Quintuplex existe dificultad en el manejo del fluido, debido a su alta viscosidad.

4.3 Recomendaciones

Para una mejor optimización de la Producción y de las Facilidades Tempranas en el pozo AMD1, se recomienda el uso de un de los tanque que existen en la locación para almacenar el Agua de Formación como Fluido motriz que será inyectado al pozo AMD1, el agua también podría provenir de pozos vecinos utilizando para ello un camión vacuum. De esta manera se lograría una producción aproximada de 500 BFPD a un costo de 90 \$/BBL que generaría un ingreso mensual de \$ 1.350.000.

Con el fin de seleccionar y recomendar el sistema definitivo de levantamiento artificial para producir el pozo AMD1, realizamos un análisis económico para los próximos 5 años considerando los dos tipos más comunes de levantamiento artificial que existe en el país: Hidráulico (con bomba Jet Claw) y Bombeo Electro Sumergible. Los parámetros del análisis económico se calcularon en base a la producción actual (400 BFPD), como se puede observar en las Tablas del Anexo E. Los resultados del B/C y VAN son los siguientes:

$$\mathbf{B/C}_{BJC} = 10,11$$

$$\mathbf{VAN}_{BJC} = \$47.061.314$$

$$\mathbf{B/C}_{BES} = 9,78$$

$$\mathbf{VAN}_{BES} = \$46.887.314$$

En consecuencia recomendamos aplicar levantamiento Hidráulico por ser más rentable.

ANEXO A

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

NORMA ASME

La norma ASME está compuesta por una serie de códigos, los cuales nos permiten seguir un estándar para la construcción o diseño de equipos utilizados en la industria petrolera de los cuales hablaremos a continuación.

Cada uno de estos códigos es revisado y modificado, reafirmado o eliminado al menos cada 5 años.

Tanque de almacenamiento de petróleo: Código API 650 – API 12F

Este código es utilizado para tanques de almacenamiento de petróleo atmosféricos desde 90 hasta 750 barriles.

TABLA A. I: Especificaciones para tanque de almacenamiento de petróleo

ESPECIFICACIÓN	VALOR	UNIDAD
Capacidad nominal	500	Bls
Presión de diseño	0,5	psi
Altura	24	ft
Anchura	13	ft
Código de construcción	ASME Sec. VIII Div. 1	
Fabricado por	Sertecpet S.A	

Separador trifásico: ANSI 150

Utilizada para la fabricación de recipientes a presión con presión de operación mayor a 15 psig estén cocidos o no.

TABLA A.II: Especificaciones para separador trifásico

ESPECIFICACIÓN	VALOR	UNIDAD
Capacidad líquido	30000	BFPD
Capacidad gas	3	MMSCFPD
Diámetro	92	In
longitud	15	ft
Servicio	Trifásico	
Orientación	Horizontal	
Código de construcción	ASME BPVC Sec. VIII Div. 1	
Fabricado por	Sertecpet S.A	

ANEXO B

DIAGRAMA DE LA ESTACIÓN

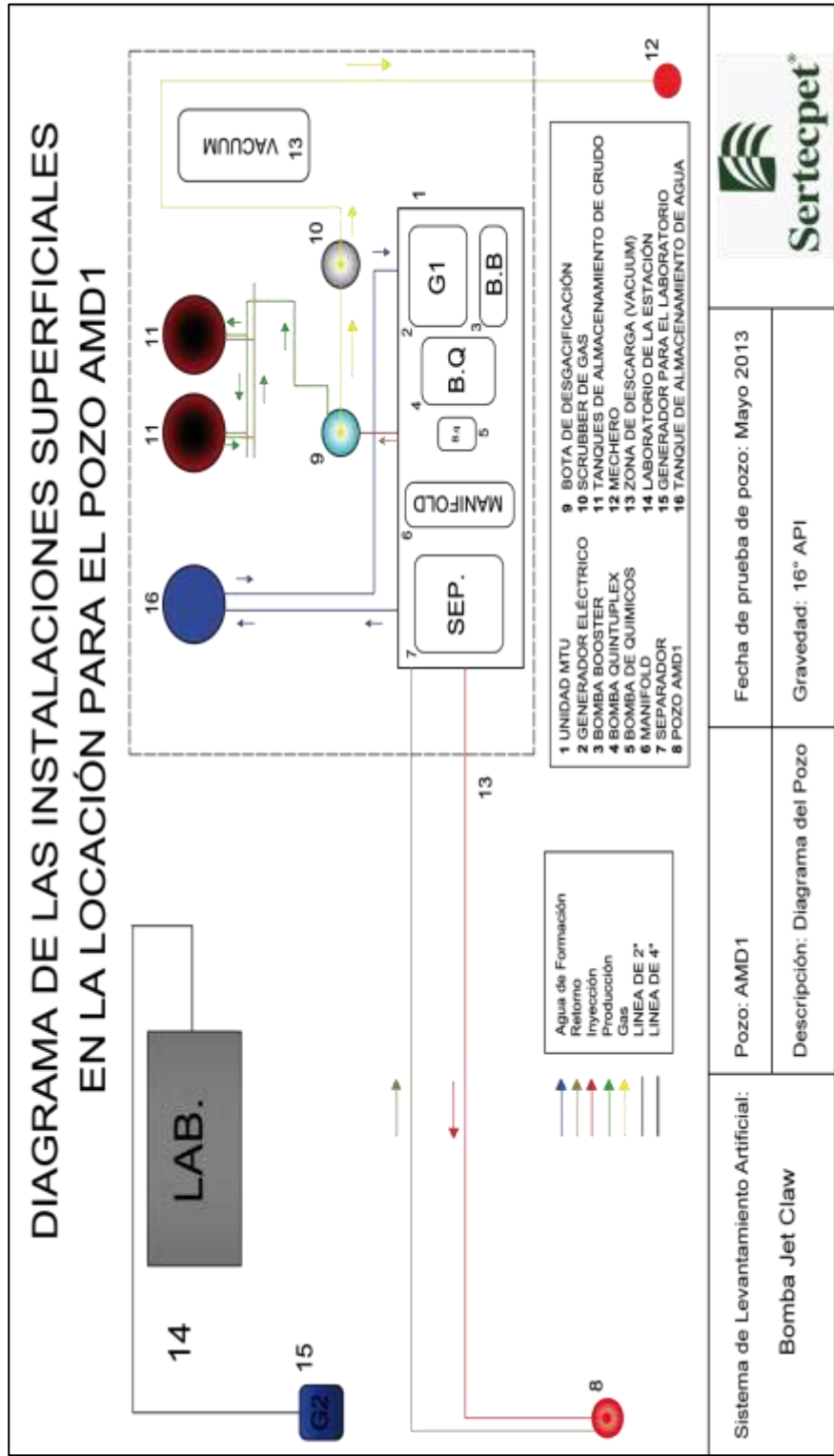


GRÁFICO B. 1: Diagrama definitivo de las instalaciones superficiales en la locación para el pozo AMD1

ANEXO C

PRUEBA DE BUILD UP PARA EL POZO AMD1

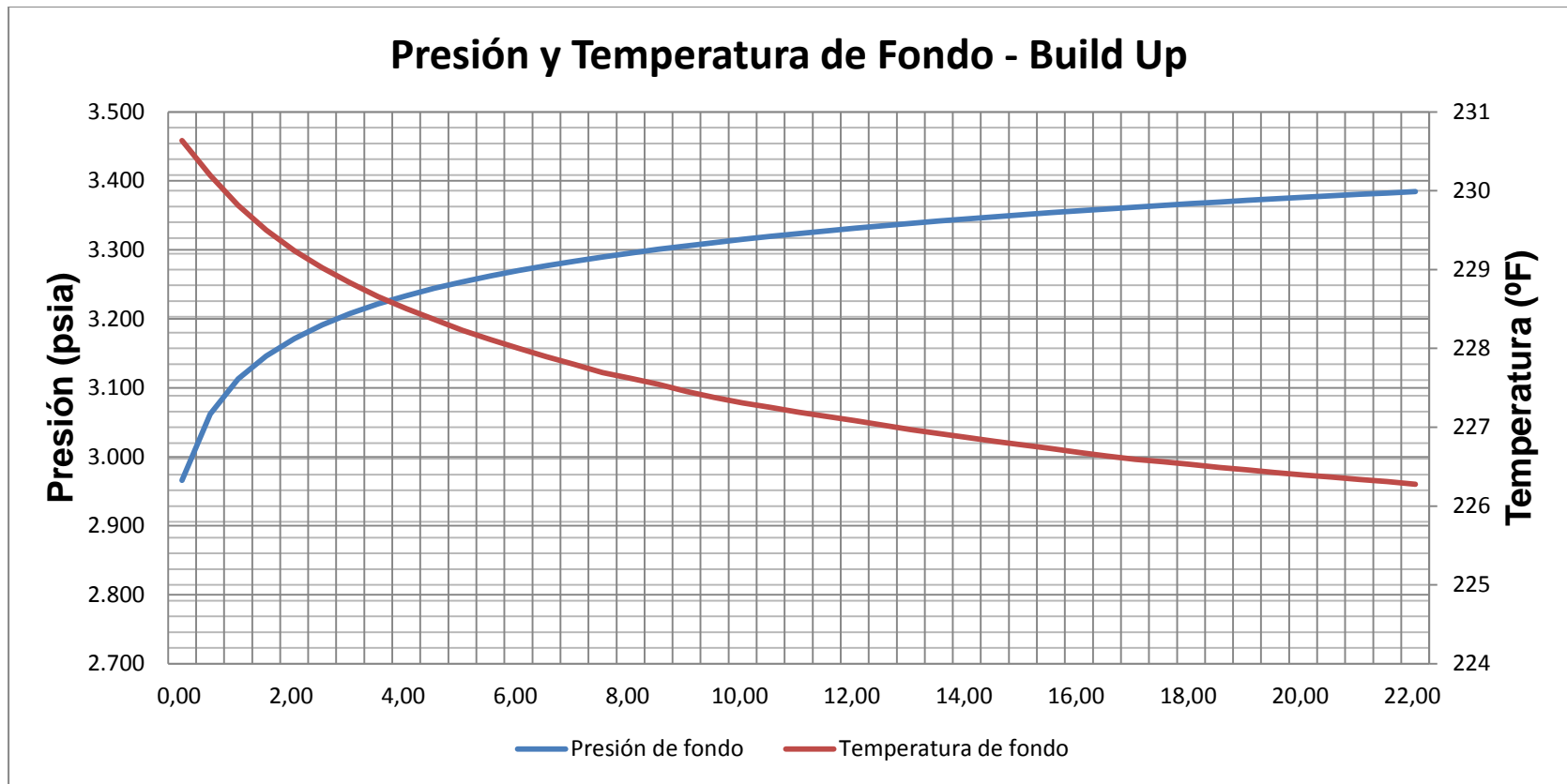


FIGURA A.1: Prueba de Build Up del pozo AMD1

ANEXO D

GRÁFICAS DE COMPORTAMIENTO DEL POZO DURANTE LA PRUEBA

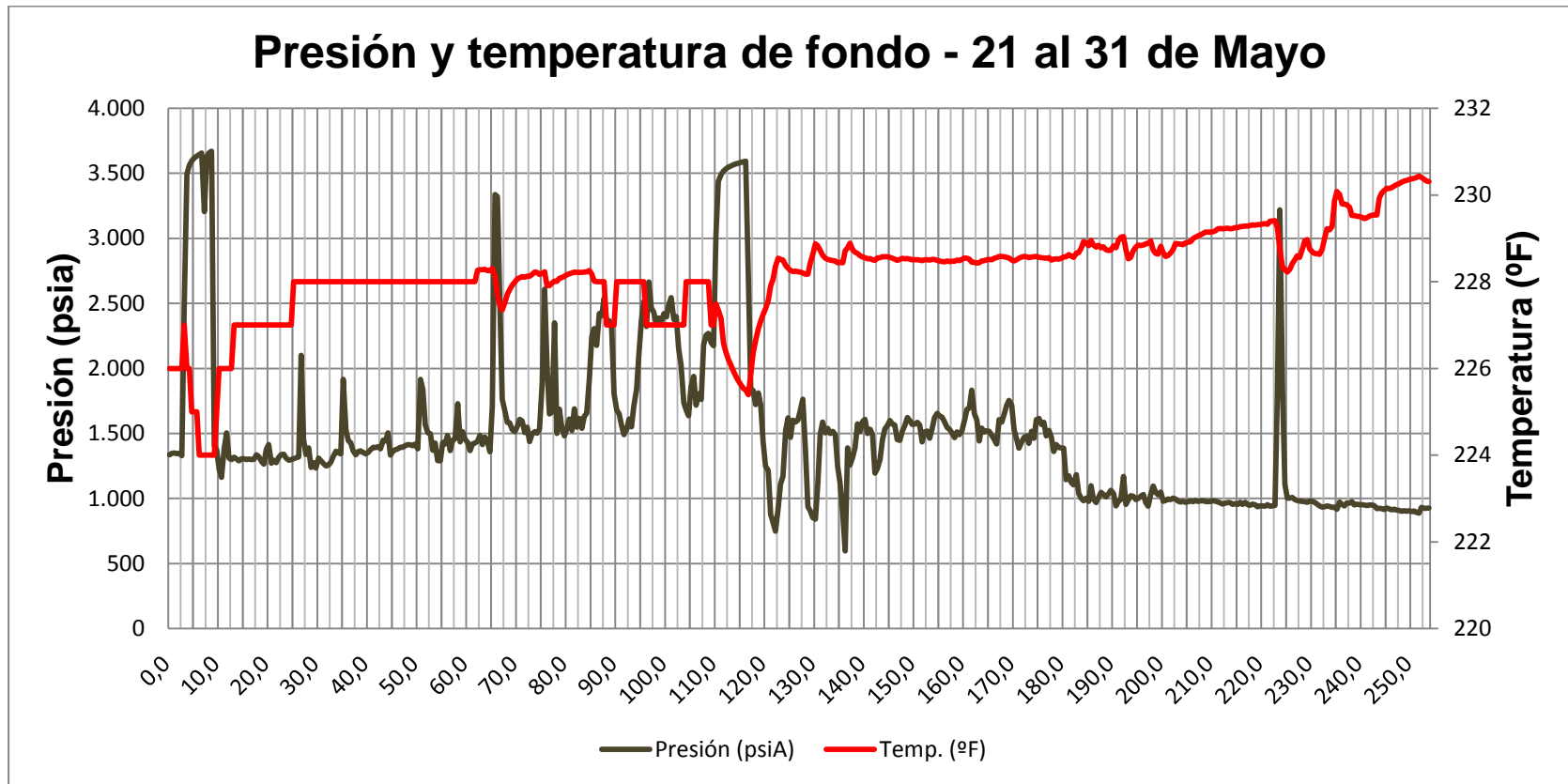


FIGURA E.1: Registro de presión y temperatura de los sensores de fondo del 21 al 31 de Mayo

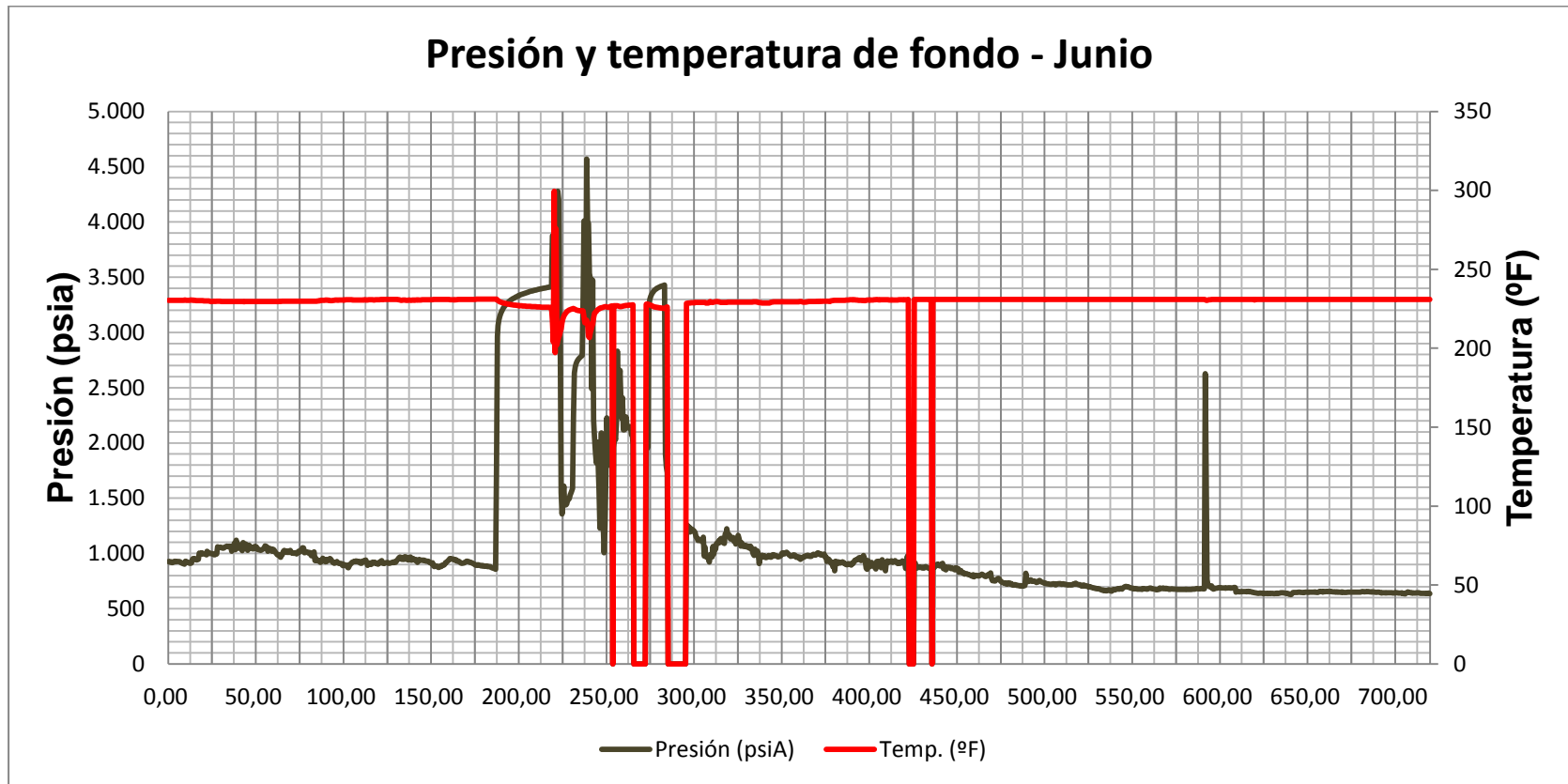


FIGURA E.2: Registro de presión y temperatura de los sensores de fondo del mes de Junio

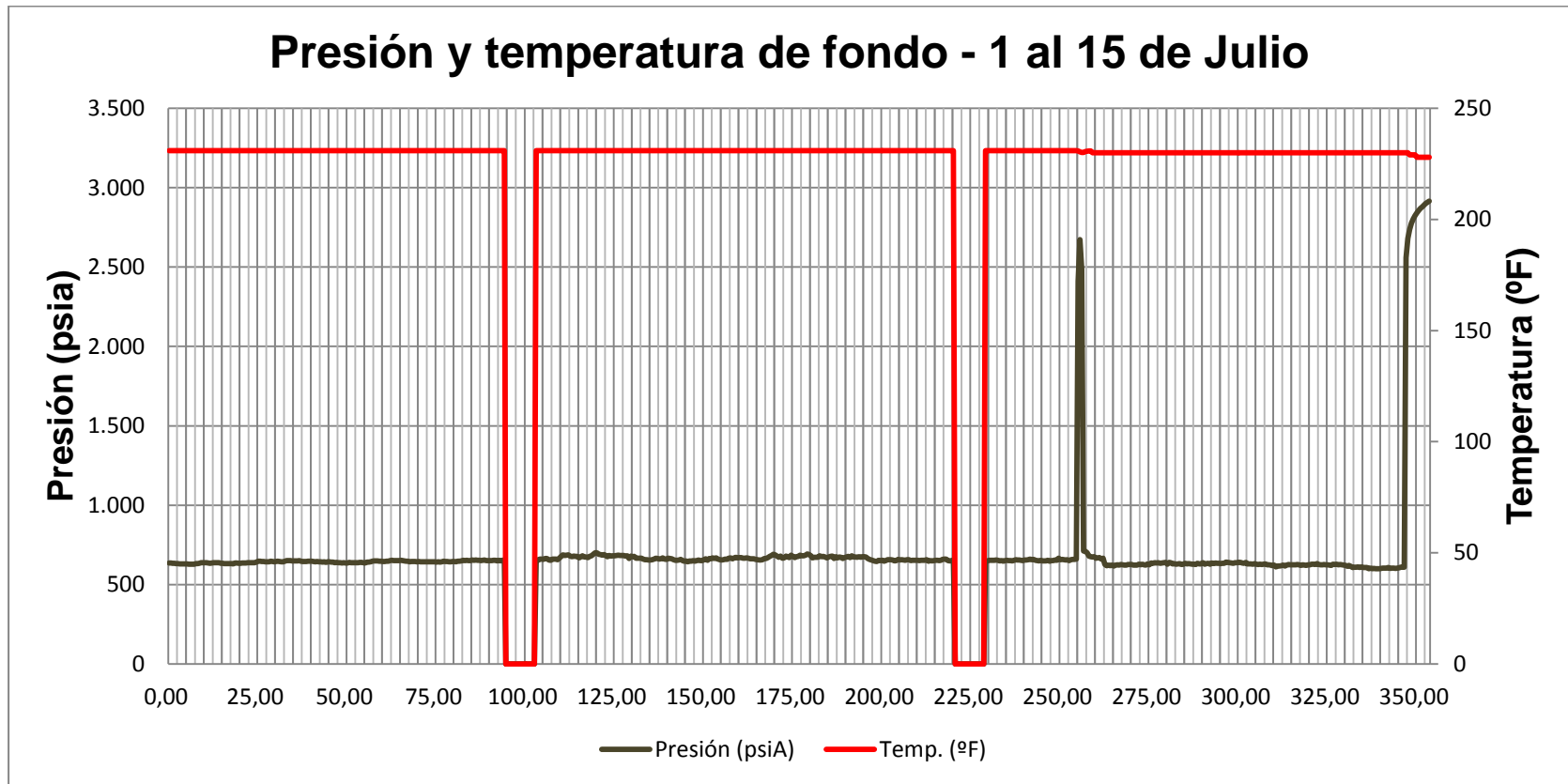


FIGURA E.3: Registro de presión y temperatura de los sensores de fondo del 1 al 15 de Julio

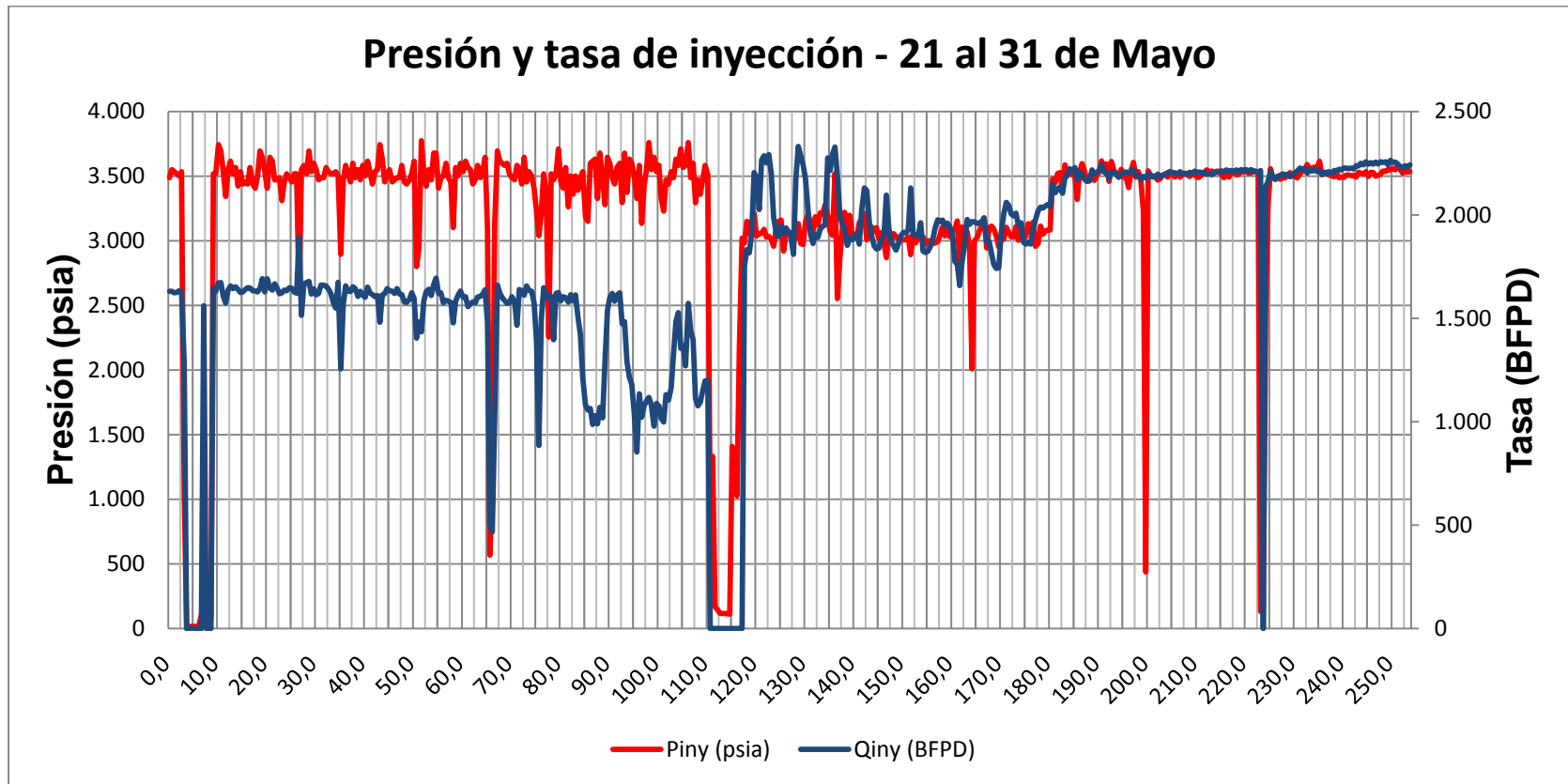


FIGURA E. 4: Registro de presión y tasa de inyección de la MTU del 21 al 31 de Mayo

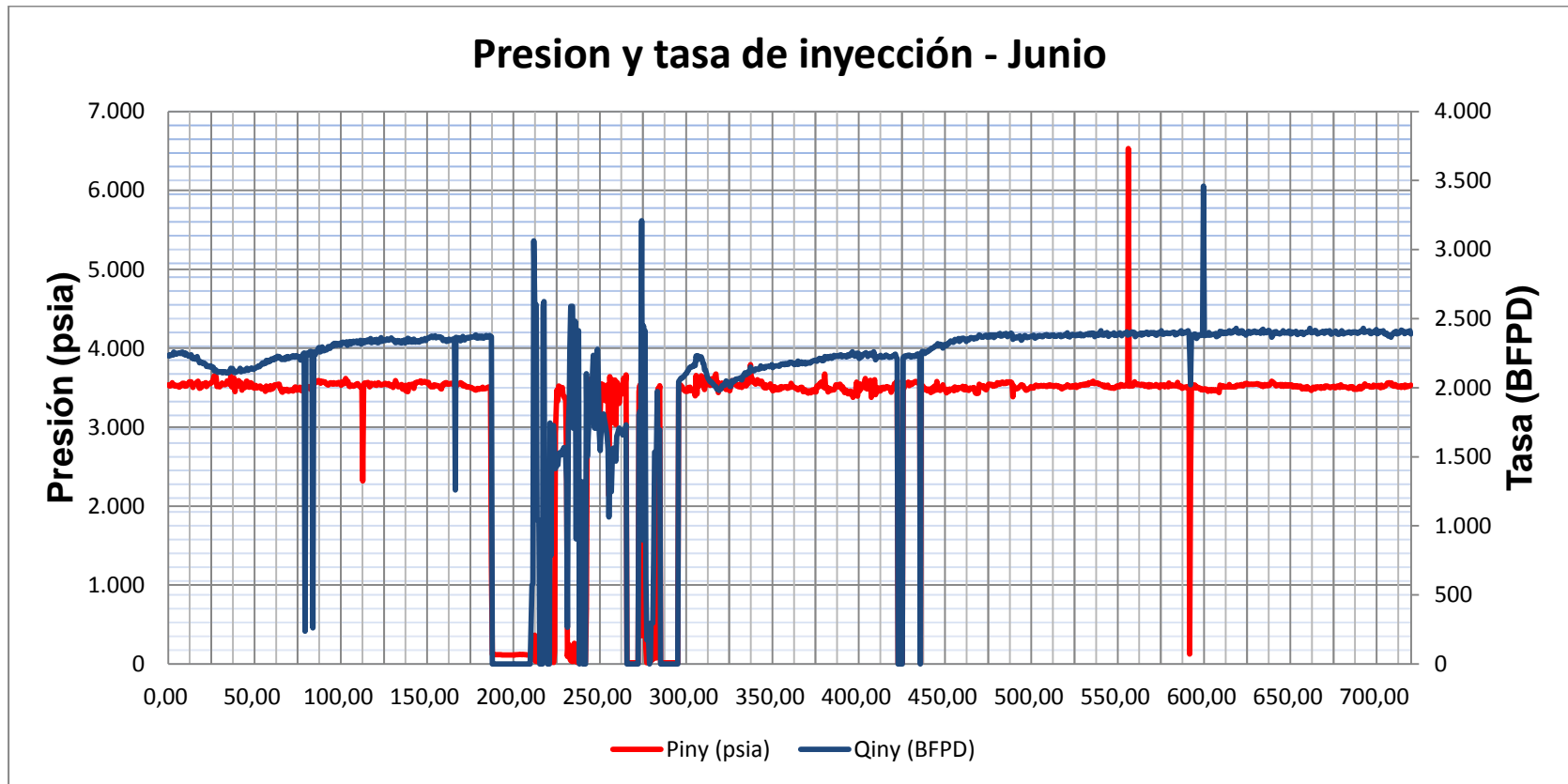


FIGURA E. 5: Registro de presión y tasa de inyección de la MTU del mes de Junio

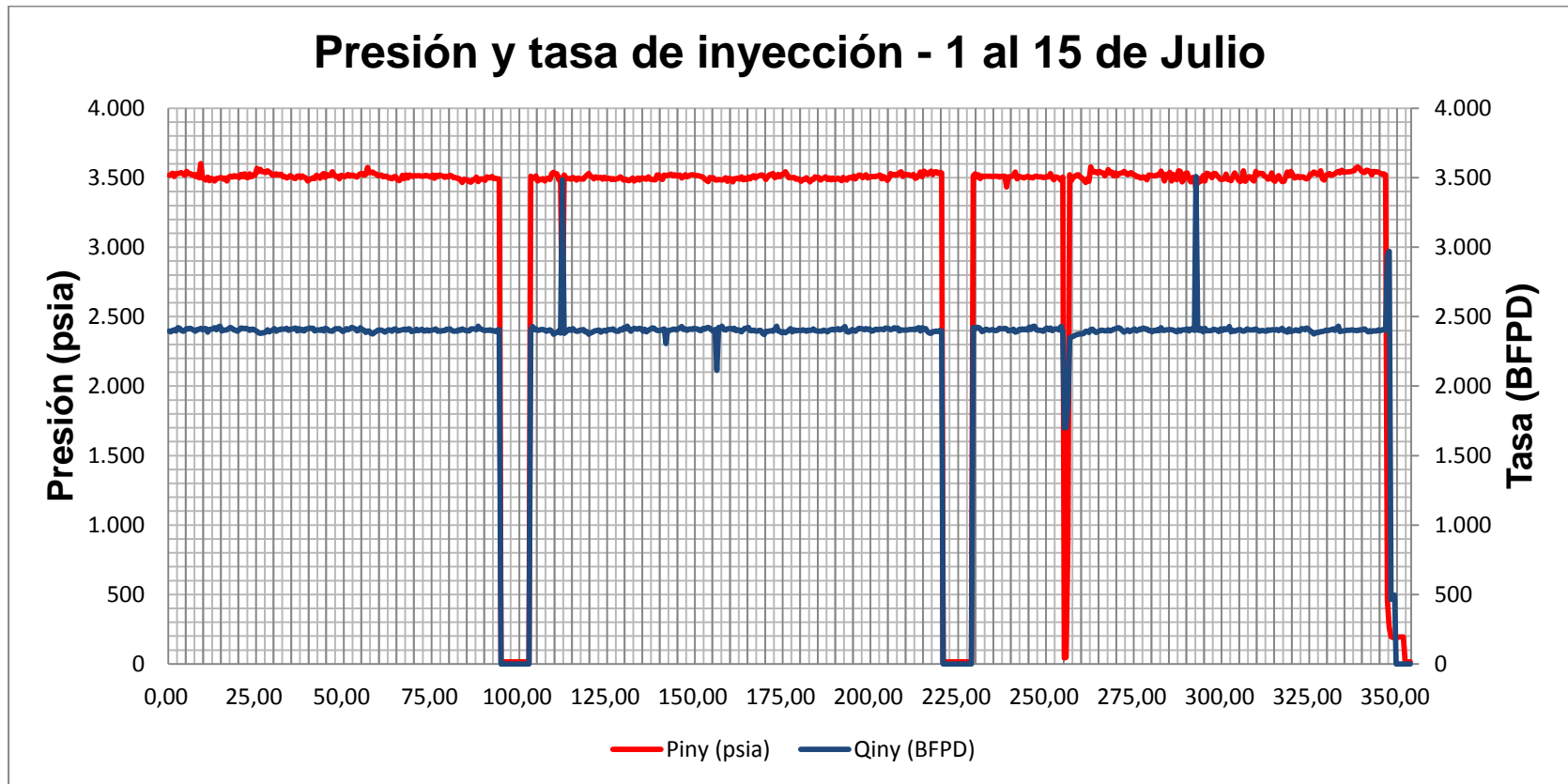


FIGURA E. 6: Registro de presión y tasa de inyección de la MTU del 1 al 15 de Junio

Presión del separador - 21 al 31 de Mayo

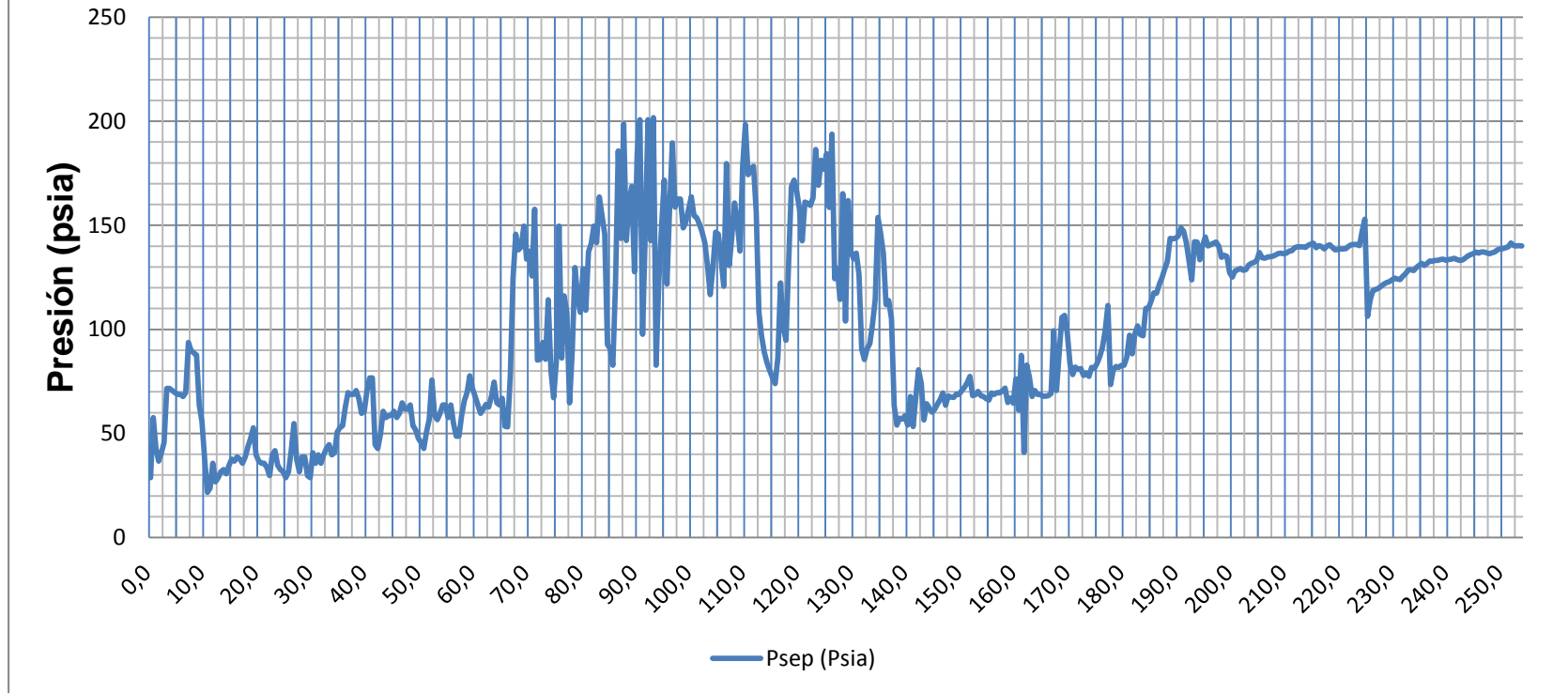


FIGURA E. 7: Registro de presión del separador del 21 al 31 de Mayo

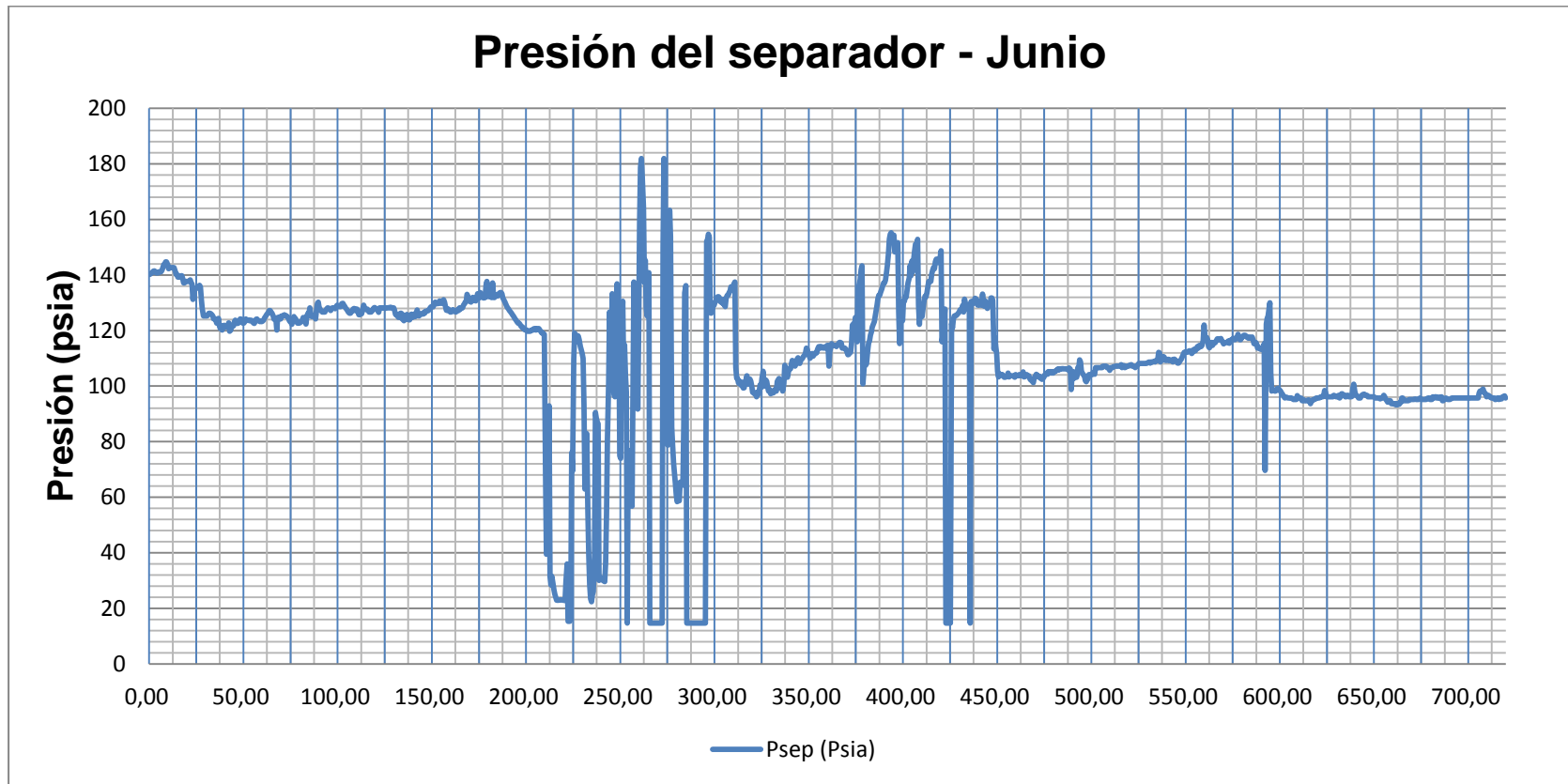


FIGURA E. 8: Registro de presión del separador del mes de Junio

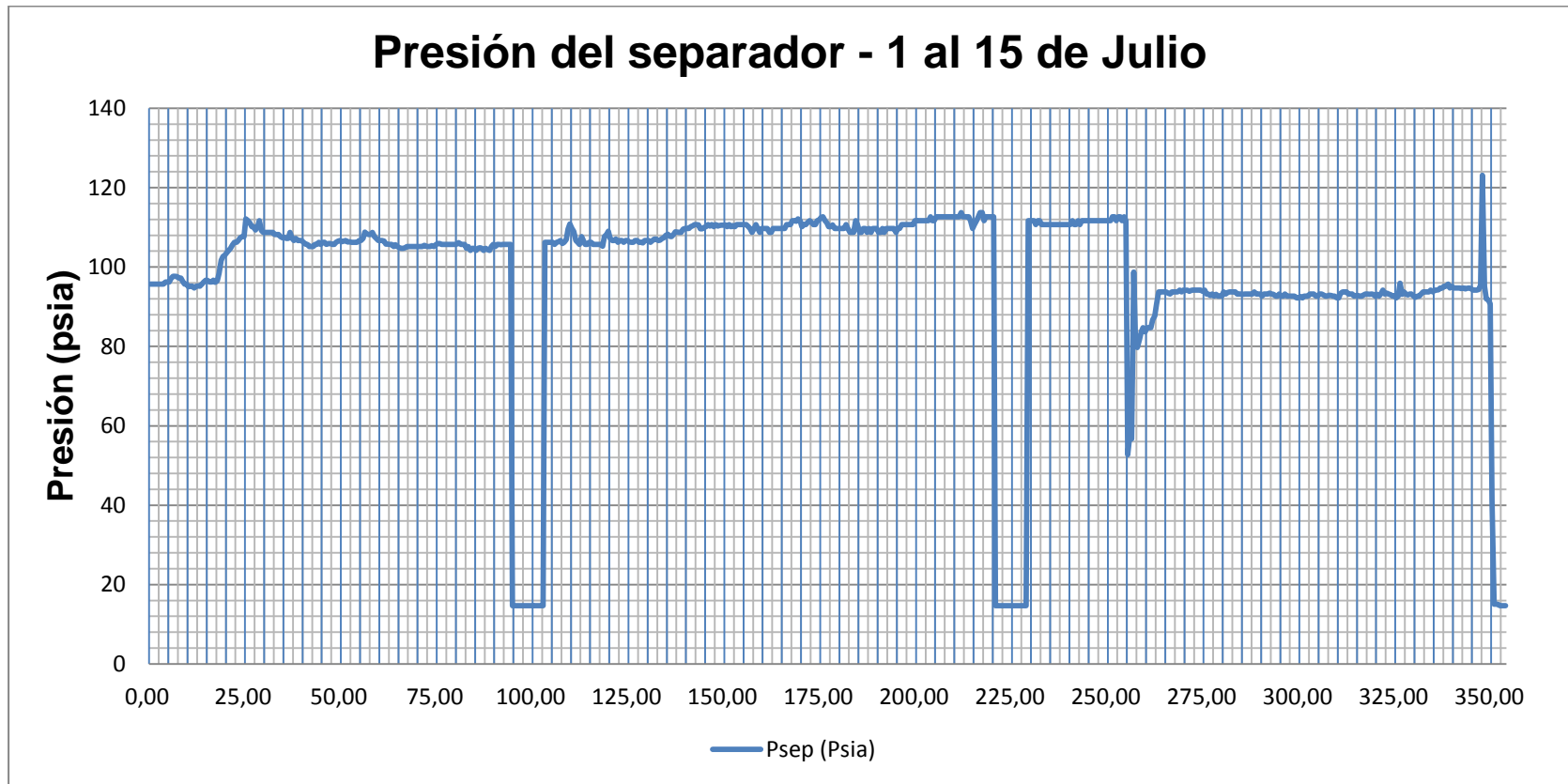


FIGURA E. 9: Registro de presión del separador del 1 al 15 de Julio

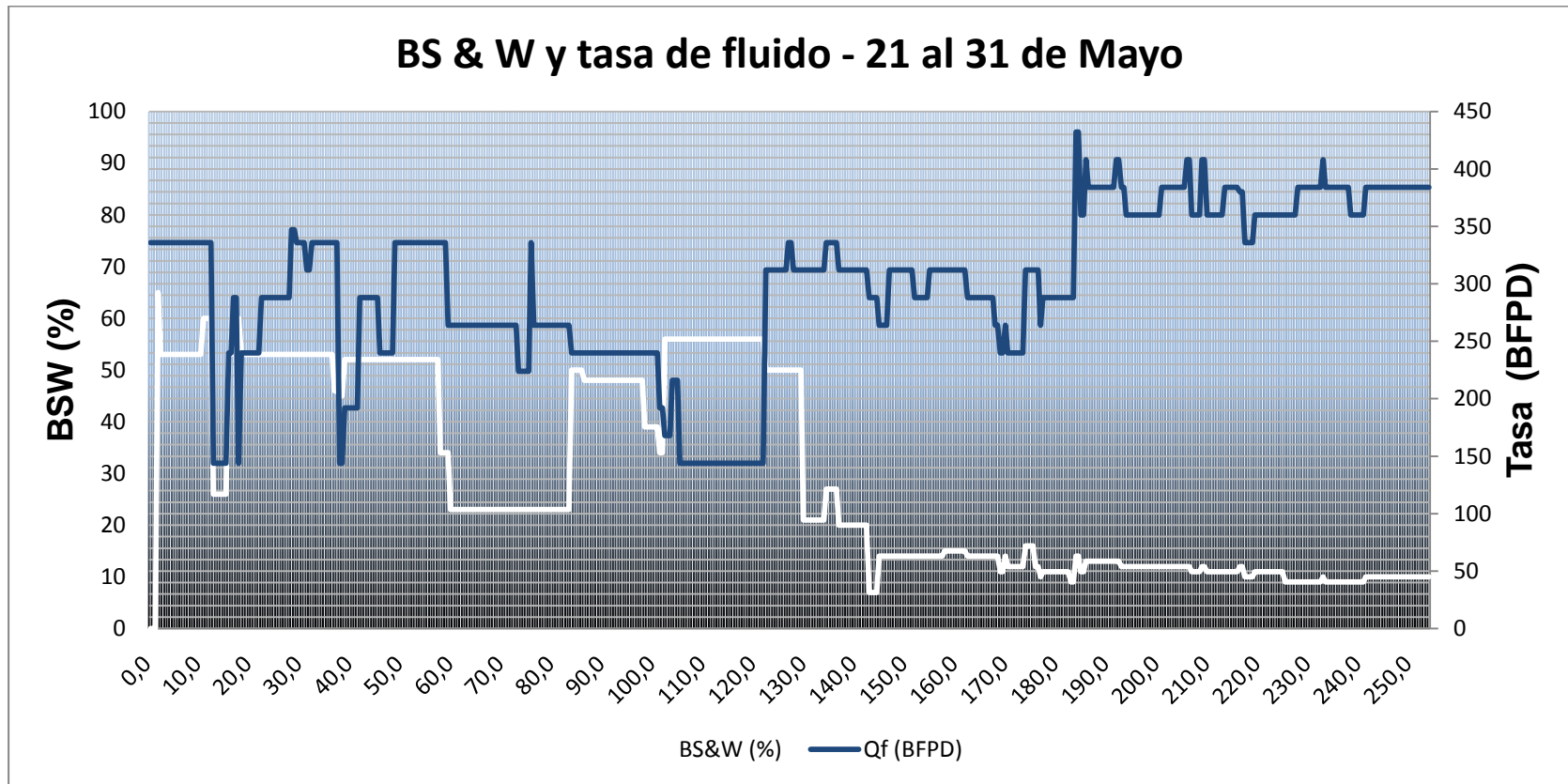


FIGURA E. 10: Registro del Bs & W y tasa de fluido del 21 al 31 de Mayo

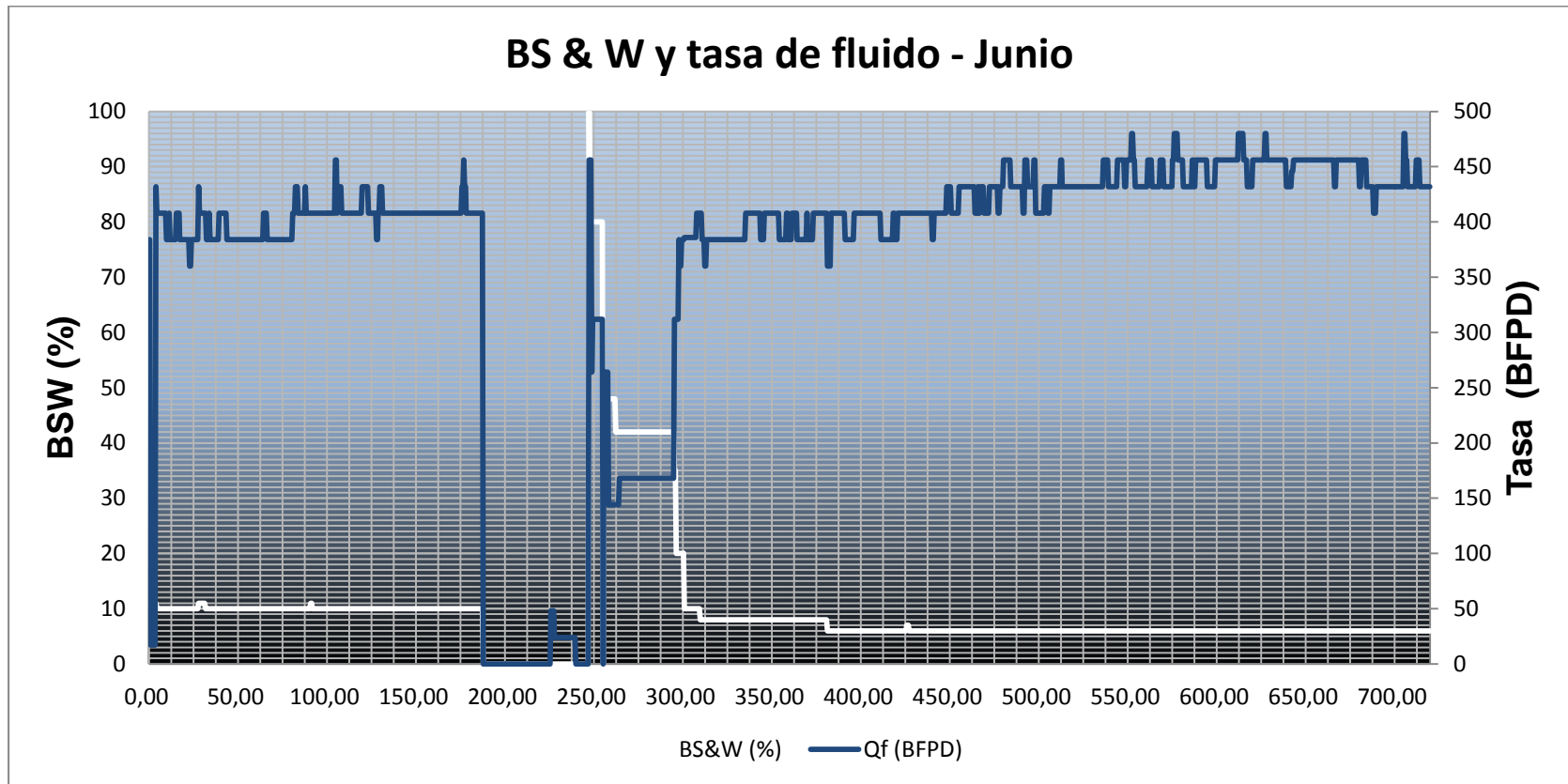


FIGURA E. 11: Registro del Bs & W y tasa de fluido del mes de Junio

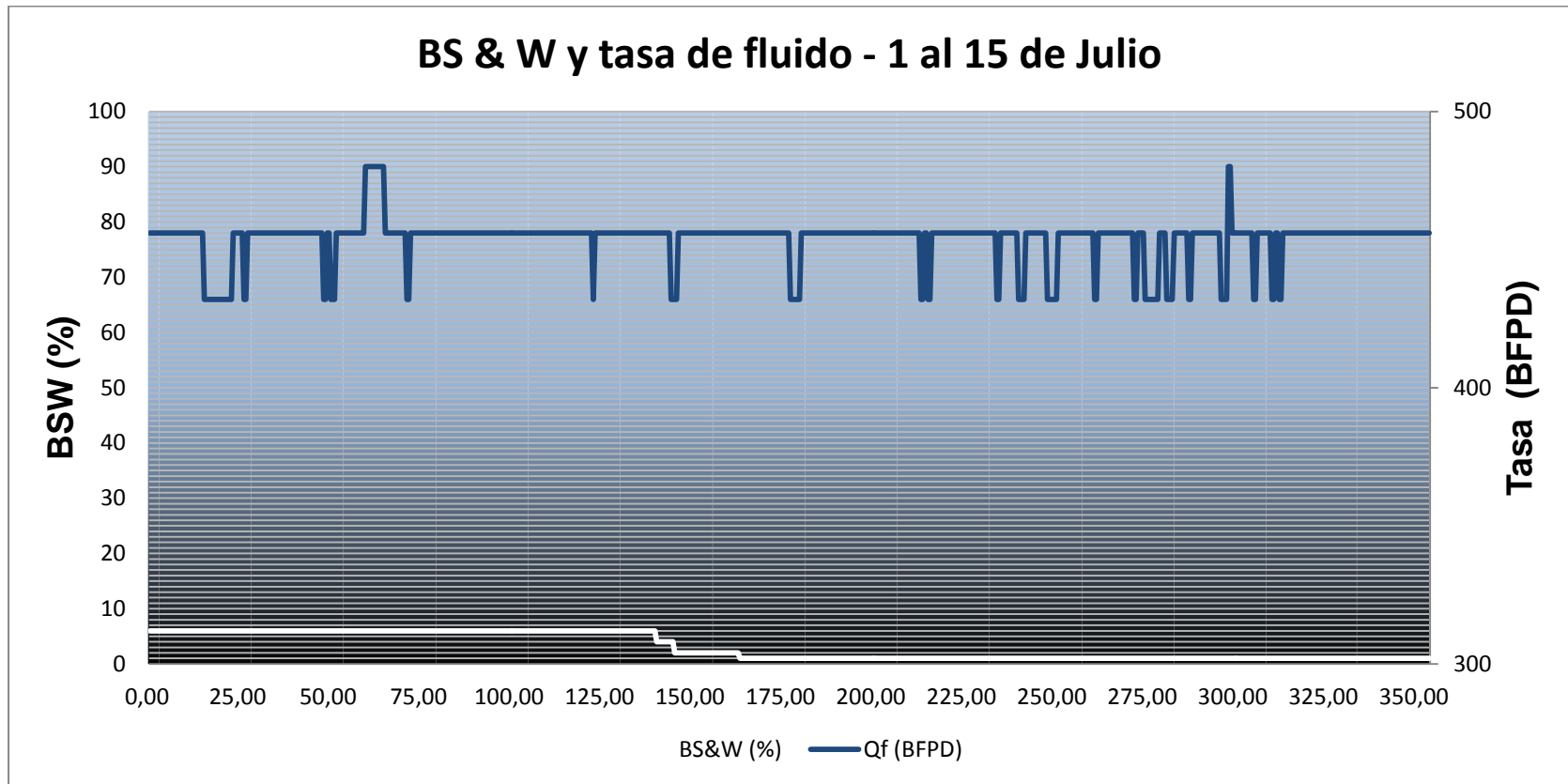


FIGURA E. 12: Registro del Bs & W y tasa de fluido del 1 al 15 de Julio

ANEXO E

TABLAS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO DE PRODUCCIÓN ENTRE BOMBEO HIDRÁULICO Y BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

TABLA E. I: Costo de los equipos para Producir el pozo con Bomba Jet Claw directa

SERVICIOS	DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	CANTIDAD	COSTO
EQUIPOS DE SUPERFICIE Y FONDO	Bomba quintuplex	1	\$ 500.000
	Bomba Jet Claw convencional directa	1	\$ 13.000
	Geometría - Nozzle + Garganta	1	\$ 3.000
COSTO TOTAL			\$ 516.000

TABLA E. II: Costo de los equipos para producir el pozo con Bomba Electrosumergible

SERVICIOS	DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	CANTIDAD	COSTO
EQUIPOS DE SUPERFICIE Y FONDO DE POZO	Transformador primario	1	\$ 110.000
	Variador de frecuencia	1	
	Transformador secundario	1	
	Caja de venteo	1	\$ 500.000
	Bomba Electrosumergible	1	
COSTO TOTAL			\$ 610.000
INSTALACIÓN DE EQUIPOS	Instalación de equipo de superficie BES	1	\$ 90.000
	Corrida del equipo BES	1	
COSTO TOTAL			\$ 90.000

La inversión para la producción con Bomba Jet Claw es de $P_1 = \$ 526.000$, y para la producción con Bomba Electrosumergible es de $P_2 = \$ 700.000$.

Para poder comparar los sistemas mencionados al inicio de este capítulo y saber cuál de los dos es el más viable para su ejecución en el pozo en estudio, calculamos el B/C de cada una de ellas tomando en cuenta un periodo de 5 años, donde se hizo necesario tener el dato de ingresos y egresos que se generan por la venta de los equipos necesarios para que estos sistemas funcionen.

TABLA E. III: Ingresos y egresos de la venta de los equipos para producción de pozo con Bomba Jet Claw directa

Anual	Ingreso (\$)	Egreso (\$)
0	\$ 0	\$ 526.000
1	\$ 13.140.000	\$ 1.168.000
2	\$ 13.140.000	\$ 1.168.000
3	\$ 13.140.000	\$ 1.168.000
4	\$ 13.140.000	\$ 1.168.000
5	\$ 13.140.000	\$ 1.168.000

TABLA E. IV: Ingresos, egresos de la venta de los equipos para producción de pozo con Bomba Electrosumergible

Anual	Ingreso (\$)	Egreso (\$)
0	\$ 0	\$ 700.000
1	\$ 13.140.000	\$ 1.168.000
2	\$ 13.140.000	\$ 1.168.000
3	\$ 13.140.000	\$ 1.168.000
4	\$ 13.140.000	\$ 1.168.000
5	\$ 13.140.000	\$ 1.168.000

Al igual que en el análisis anterior se necesitaba conocer el VP de costo y el VP de beneficio de cada uno de los sistemas el cual se lo calculó con las ecuaciones siguientes:

$$\text{VP de costo}_{\text{BJC}} = \$526.000 + \$1.168.000 \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \text{ Ec. 11}$$

$$\text{VP de costo}_{\text{BES}} = \$700.000 + \$1.168.000 \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \text{ Ec. 12}$$

$$\text{VP de beneficio}_{\text{BJC y BES}} = \$13.140.000 \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \text{ Ec. 13}$$

En este caso n está en años, por lo tanto, $i = \text{TMAR}$ y sabiendo que $n = 5$ años, obtuvimos que:

- **VP de costo** $\text{BJC} = \$ 5.168.665$
- **VP de costo** $\text{BES} = \$ 5.342.665$
- **VP de beneficio** $\text{BJC y BES} = \$ 52.229.979$

Obtenidos estos datos pudimos calcular las relaciones Beneficio/Costo obteniéndose:

- **B/C** $\text{BJC} = 10,11$
- **B/C** $\text{BES} = 9,78$

Para obtener el VAN del sistema hidráulico y electrosumergible se necesitaron las ecuaciones siguientes:

$$\text{VAN}_{\text{BJC}} = -\$526.000 + \$11.972.000 \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \text{ Ec. 14}$$

$$\text{VAN}_{\text{BES}} = -\$700.000 + \$11.972.000 \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \text{ Ec. 15}$$

Sabiendo que $n = 5$ años e $i = \text{TMAR}$, entonces se obtuvo:

- **VAN** $\text{BJC} = \$47.061.314$
- **VAN** $\text{BES} = \$46.887.314$

BIBLIOGRAFÍA

1. "GEOLOGÍA GENERAL DEL NORORIENTE ECUATORIANO".
Realizado por A.S Nieto, Departamento de Geología, Universidad de Illinois, Urbana.
2. . Patrice Baby, Marco Rivadeneira, y Roberto Barragan, LA CUENCA ORIENTE: GEOLOGIA Y PETROLEO. Con el auspicio de SIPEC Ecuador y PETROBRAS Ecuador.
3. Ing. Nuñez del Arco, GEOLOGIA DEL ECUADOR.
4. Proyecto: Sistema de adquisición de datos y monitoreo en tiempo real Claw® RTM, Realizado el 14 de febrero 2011
5. Catálogo de servicios y productos Sertecpet®
6. Sitio oficial de Petróleos de Venezuela S.A, Glosario petrolero, copyright © 2005

7. Manual de Operaciones de Campo Sertecpet, Actualizado el 27 de abril 2010
8. Guido Yánez Quintana, Tema 3. Clasificación y propiedades del petróleo
9. Ing. Riofrío Andrade Edgar, Facilidades de superficie III, Capítulo 4. Válvulas.
10. Leland Blank y Anthony Tarquin, Ingeniería Económica, sexta edición, derechos reservados © 2006
11. BPVC Section VIII-Rules for Construction of Pressure Vessels Division 1, <https://www.asme.org/products/codes-standards/bpvcviii1-2013-bpvc-section-viiiirules>