

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA



FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**"ESTUDIO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA LA PRODUCCIÓN DE
PETRÓLEO EN POZOS DE LA ZONA CENTRAL DEL CAMPO ANCÓN-
PROVINCIA DE SANTA ELENA"**

**PROYECTO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEO.**

JENNY PATRICIA GUALE RICARDO.

SANTA ELENA, JULIO 2013

**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO.
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**"ESTUDIO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO
EN POZOS DE LA ZONA CENTRAL DEL CAMPO ANCÓN-PROVINCIA
DE SANTA ELENA"**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTOR: JENNY PATRICIA GUALE RICARDO

TUTOR: INGENIERO CARLOS PORTILLA LAZO

LA LIBERTAD – ECUADOR
2013-2014

APROBACIÓN DEL TUTOR

Como Tutor de la tesis: **“ESTUDIO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN POZOS DE LA ZONA CENTRAL DEL CAMPO ANCÓN-PROVINCIA DE SANTA ELENA”**, desarrollada por la estudiante Srta. Jenny Patricia Guale Ricardo egresada de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo, me permito declarar que luego de haber dirigido, estudiado y revisado, apruebo en su totalidad este trabajo de investigación.

Atentamente,

**ING. CARLOS PORTILLA LAZO
TUTOR DE TESIS**

DECLARACIÓN

Yo, Jenny Patricia Guale Ricardo, declaro bajo juramento que el trabajo descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada 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 mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de Propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Jenny Patricia Guale Ricardo

AGRADECIMIENTO

Esta tesis, clara expresión de esfuerzo y sacrificio, se concreta con la oportuna asistencia de seres entrañables, a quienes, exteriorizo mi permanente gratitud ; ellos son:

Dios, quien con su amor infinito me dio luz para guiarme y fortaleza para sostenerme.

Mis padres y hermanos, porque estuvieron y están presentes con su apoyo incondicional en todo lo emprendido en mi carrera hasta culminarla con éxito.

Ingeniero Alamir Álvarez Director de la Carrera por su colaboración para la elaboración de este trabajo de grado.

Ing Carlos Portilla por su apoyo y enseñanza de asesoría para la culminación de la tesis.

La empresa Pacifpetrol, y en ella el Ing. Andrés Fraga por las facilidades, asesoría y conocimientos impartidos; y, al personal de trabajo que también se sumó para el exitoso desarrollo demandado por la tesis.

Jenny Guale Ricardo

DEDICATORIA

A mis padres, Jorge Guale Tomalá y Betty Ricardo Malavé, por sus consejos, por su confianza, paciencia y amor hacia mí, por ser admirable su ejemplo a seguir, con filial emoción y cariño, dedico este complejo pero al fin logrado fruto.

Definitivamente, creo que si Dios me sigue bendiciendo ellos estarán presentes en mis futuros proyectos, como también seguirán prestándome su apoyo incondicional.

Jenny Guale Ricardo

TRIBUNAL DE GRADO

Ing. Ramón Muñoz Suárez
DECANO DE LA FACULTAD DE
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

Ing. Alamir Álvarez Loor
DIRECTOR DE LA ESCUELA DE
INGENIERÍA EN PETRÓLEO

Ing. Carlos Portilla Lazo
PROFESOR TUTOR

Ing. Tarquino López Cadena
PROFESOR DE ÁREA

Abg. Milton Zambrano Coronado MSc.
SECRETARIO GENERAL - PROCURADOR

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL.....	VIII
ANEXOS.....	XII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIV
ABREVIATURAS.....	XVI
SIMBOLOGÍA.....	XVII
RESUMEN.....	XVIII
INTRODUCCIÓN.....	1

CAPÍTULO I DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO ANCÓN

1.1 Aspectos generales.....	4
1.1.1 Ubicación geográfica del Campo.....	4
1.1.2 Historia de la exploración del Bloque 2.....	5
1.2 Geología.....	6
1.2.1 Estructura geológica.....	6
1.2.2 Litología de las Formaciones.....	6
1.3 Datos históricos.....	10
1.3.1 Historia del desarrollo del Campo.....	10
1.4 Yacimiento.....	11
1.4.1 Propiedades de los Fluidos.....	12
1.4.2 Propiedades de la Roca.....	13
1.4.3 Reservas.....	14

CAPÍTULO II. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EMPLEADOS EN EL CAMPO ANCÓN

2.1 Descripción.....	18
2.2 Método de extracción por Herramienta Local.....	18
2.2.1 Procedimiento operativo.....	19
2.2.2 Problemas operacionales.....	19

2.3	Método de extracción por Pistoneo o Swab.....	20
2.3.1	Equipo de superficie.....	20
2.3.2	Equipo de subsuelo.....	20
2.3.3	Procedimiento operativo.....	21
2.3.4	Problemas operacionales de Swab.....	22
2.4	Método de extracción por Bombeo Mecánico.....	22
2.4.1	Equipo de superficie.....	23
2.4.2	Equipo de subsuelo.....	23
2.4.3	Equipo de transmisión de movimiento.....	24
2.4.4	Procedimiento operativo.....	24
2.4.5	Problemas operacionales.....	25
2.5	Método de extracción por Gas Lift.....	32
2.5.1	Equipo de superficie.....	33
2.5.2	Equipo de subsuelo.....	33
2.5.3	Procedimiento operativo.....	34
2.5.4	Problemas operacionales.....	34
2.5.5	Pozos actualmente intervenidos en el Campo Ancón por el método de Gas Lift.....	34
2.6	Método de extracción por Plunger Lift.....	35
2.6.1	Procedimiento de operación.....	36
2.6.2	Componentes de Plunger Lift.....	37
2.6.3	Problemas operacionales.....	38
2.6.4	Pozos actualmente intervenidos por el método de Plunger Lift.....	38
2.7	Producción por método de Levantamiento Artificial en el Campo..	39

CAPÍTULO III CONSIDERACIONES PARA SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

3.1	Descripción.....	42
3.2	Características del pozo.....	42
3.2.1	Rango de profundidad.....	42
3.2.2	Desviación de pozos.....	43

3.2.3	Diámetros de casing.....	43
3.3	Características del fluido.....	43
3.3.1	Fluidos viscosos.....	43
3.3.2	Presencia de sólidos, arenas o sal libre.....	44
3.3.3	Fluidos parafinicos.....	44
3.3.4	Fluidos corrosivos y escalas.....	45
3.4	Características del yacimiento.....	45
3.4.1	Limitación de sumergencia en la bomba.....	45
3.4.2	Manejo de gas.....	45
3.4.3	Limitaciones de temperaturas.....	46
3.4.4	Limitaciones por altos volúmenes.....	46
3.5	Características operativas externas.....	46
3.5.1	Problemas climáticos.....	46
3.5.2	Ubicación en zonas pobladas.....	46
3.5.3	Posibilidad de control de fallas	47
3.5.4	Experiencia operativa disponible en el Campo.....	47
3.5.5	Fuentes de energía.....	47
3.5.6	Logística disponible en el Campo.....	48
3.6	Ventajas y desventajas de Bombeo Mecánico.....	48
3.7	Consideraciones de diseño de Bombeo Mecánico.....	49

CAPÍTULO IV SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A UTILIZAR EN EL PROYECTO DE OPTIMIZACIÓN

4.1	Descripción de condiciones de los pozos.....	51
4.1.1	Procedimiento para selección de pozos para cambio de sistema	54
4.1.1.1	Restauraciones de nivel de fluido con muestreador.....	54
4.1.1.2	Construcción de curvas de restauración de nivel.....	55
4.2	Condiciones de superficie.....	56
4.2.1	Descripción de tipos y condiciones de cabezales.....	56
4.2.2	Distancia a tanques o subestaciones.....	58

CAPÍTULO V. ANÁLISIS TÉCNICO DE POZOS CANDIDATOS PARA CAMBIO DE SISTEMA

5.1	Criterio inicial de selección de pozos.....	60
5.1.1	Análisis tipo para un pozo candidato seleccionado.....	61
5.1.2	Análisis de curva de restauración de nivel.....	62
5.1.3	Análisis tipo para un pozo candidato no seleccionado.....	64
5.2	Fórmulas para el cálculo de diseño de Bombeo Mecánico.....	66
5.3	Pasos para calcular: cargas, esfuerzos, potencia, contrabalanceo requerido y torque.....	66
5.4	Simulación e interpretación del Software QRod.....	77
5.5	Implementación del proyecto	77
5.6	Mapas de ubicación de los pozos seleccionados.....	79
5.7	Plan de implementación del proyecto.....	83
5.7.1	Mapa para el plan de implementación del proyecto en etapas.....	84

CAPÍTULO VI ANÁLISIS ECONÓMICO

6.1	Procedimiento para Análisis Económico.....	87
6.2	Pronóstico de Ingresos.....	89
6.3	Pronóstico de Inversiones.....	90
6.4	Pronóstico de Gastos por SW.....	91
6.5	Pronóstico de Gastos de BM.....	92
6.6	Resolución del flujo de caja de la situación actual.....	94
6.6.1	Partición del proyecto en períodos.....	95
6.6.2	Flujo de caja sin implementación del proyecto.....	95
6.6.3	Flujo de caja implementando el proyecto.....	99
6.6.4	Comparación entre flujos de caja.....	102
6.6.5	Análisis comparativos de flujos de caja.....	105

CAPÍTULO VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1	Conclusiones.....	109
7.2	Recomendaciones.....	110

BIBLIOGRAFÍA.....	112
--------------------------	------------

ANEXOS

ANEXO I. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DE LOS SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL BLOQUE 2.

Anexo 1.1 Diagrama de completación de Herramienta Local.....	116
Anexo 1.2 Diagrama de completación de Swab o Pistoneo.....	117
Anexo 1.2.1 Diagrama de completación con stading valve fijo.....	117
Anexo 1.2.2 Diagrama de completación de Swab con cruceta.....	118
Anexo 1.3 Diagrama de completación de Bombeo Mecánico.....	119
Anexo 1.4 Diagrama de completación de Gas Lift.....	120
Anexo 1.5 Diagrama de completación de Plunger Lift.....	121
Anexo 1.5.1 Diagrama de Plunger Lift (Asistido).....	121
Anexo 1.5.2 Diagrama de Plunger Lift.....	122
Anexo 1.5.3 Diagrama de Plunger Lift Autónomo.....	123

ANEXOII. PLANILLAS DE DETALLE Y CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO PARA CAMBIO DEL SISTEMA.

Anexo 2.1 Planilla del equipo de superficie del balancín portátil y características	125
Anexo 2.2 Planilla de equipo de fondo y características.....	127

ANEXO III. MODELO TIPO PARA CAMBIO DE SISTEMA.

Anexo 3.1 Resultados de un pozo candidato.....	130
Anexo 3.2 Diagrama de completación actual y futura.....	131

ANEXO IV RESULTADOS DE RESTAURACIONES DE NIVEL....134

ANEXO V. GASTOS DE OPERACIÓN DE SWAB Y BOMBEO MECÁNICO, 2012

Anexo 5.1 Sistema de levantamiento artificial de Bombeo Mecánico.....	149
Anexo 5.2 Sistema de levantamiento artificial por Swab.....	151

ÍNDICE DE FÍGURAS.

Figura N° 1 Ubicación geográfica del campo petrolero "Ing. Gustavo Galindo Velasco"	4
Figura N° 2 Primer pozo petrolero explotado en el Campo Ancón, ANC0001	5
Figura N° 3 Columna estratigráfica del Bloque 2	7
Figura N° 4 Curva de índice de declinación del Campo Ancón	10
Figura N° 5 Comportamiento histórico de producción del Campo Ancón	11
Figura N° 6 Sistema de levantamiento artificial por Herramienta Local	18
Figura N° 7 Sistema de levantamiento artificial por Pistoneo o Swab	20
Figura N° 8 Sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico	22
Figura N° 9 Carta llena	26
Figura N° 10 Golpe de gas	29
Figura N° 11 Carta de varilla rota	32
Figura N° 12 Sistema de levantamiento artificial por Gas Lift	33
Figura N° 13 Sistema de levantamiento artificial por Plunger Lift	35
Figura N° 14 Producción porcentual del Campo Ancón	40
Figura N° 15 Equipo de wire line	55
Figura N° 16 Curva de restauración de nivel de fluido	56
Figura N° 17 Tipo de cabezal apto para Bombeo Mecánico y captación de gas	57
Figura N° 18 Cabezales de pozos de SW	57
Figura N° 19 Cabezales de pozos de HL	58
Figura N° 20 Subestación	58
Figura N° 21 Curva de restauración de un pozo seleccionado	62
Figura N° 22 Curva de restauración de un pozo no seleccionado	64
Figura N° 23 Relación Adimensional ($F1/ SKr$)	71
Figura N° 24 Relación Adimensional ($F2/SKr$)	72
Figura N° 25 Relación Adimensional ($2T/S^2 Kr$)	73
Figura N° 26 Valor de ajuste (Ta) para corregir torque máximo para ($Wr/SKr \neq 0.3$)	74

Figura N° 27 Relación Adimensional ($F_3./Skr$), para calcular la potencia del motor.....	75
Figura N° 28 Relación Adimensional (Sp/S), Gráfica para calcular la carrera efectiva del pistón.....	76
Figura N° 29 Software QRod.....	77
Figura N° 30 Interpretación del Software QRod.....	77
Figura N° 31 Mapa Sección 66.....	79
Figura N° 32 Mapa Sección 67.....	80
Figura N° 33 Mapa Sección 74.....	81
Figura N° 34 Mapa Sección Tigre.....	82
Figura N° 35 Mapa de implementación del proyecto.....	84
Figura N° 36 Flujograma de evaluación económica del proyecto.....	88
Figura N° 37 Programa GSP.....	92
Figura N° 38 Detalle de consumo del GSP	92
Figura N° 39 Consumos mensuales de los sistemas a analizar para cambio de sistema.....	94
Figura N° 40 Gastos mensuales de Bombeo Mecánico. Año 2012.....	102
Figura N° 41 Diagrama de indicadores de endeudamiento.....	104
Figura N° 42 Comportamiento del flujo de caja en la situación actual.....	105
Figura N° 43 Comportamiento del flujo de caja en la campaña de optimización.....	106
Figura N° 44 Comparación de flujos de caja.....	107

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1 Coordenadas UTM y Coordenadas Geográficas.....	5
Tabla N° 2 Factor volumétrico del Campo Ancón.....	12
Tabla N° 3 Propiedades de la roca del Campo Ancón.....	14
Tabla N° 4 Reservas del Campo Ancón.....	16
Tabla N° 5 Pozos operativos de Gas Lift en el Campo Ancón.....	35
Tabla N° 6 Pozos operativos por el Método Plunger Lift-Diciembre 2012.....	38
Tabla N° 7 Producción promedia diaria del Campo Ancón, año 2012.....	39

Tabla N° 8 Selección de sistema por levantamientos artificiales.....	53
Tabla N° 9 Calendario de swab.....	54
Tabla N° 10 Restauración de nivel de fluido.	56
Tabla N° 11 Pozos actualmente operativos en Swab.....	61
Tabla N° 12 Resultados de restauración de nivel de un pozo seleccionado.	62
Tabla N° 13 Resultados de restauración de nivel de un pozo no seleccionado.....	64
Tabla N° 14 Datos de bombas y varillas.....	67
Tabla N° 15 Datos de bombas y varillas.....	68
Tabla N° 16 Tabla de resultados de pozos seleccionados para cambio de sistema.....	78
Tabla N° 17 Cronograma para ejecución del proyecto.....	83
Tabla N° 18 Pronóstico de Ingresos.....	89
Tabla N° 19 Listado de Inversión.....	90
Tabla N° 20 Gastos mensuales de Swab (promedio 2012).....	91
Tabla N° 21 Planilla de gastos de Swab del año 2012.....	93
Tabla N° 22 Pronóstico de gastos operativos por implementación de BM..	93
Tabla N° 23 Flujo de caja sin implementación del proyecto.....	97
Tabla N° 24 Flujo de caja implementando el proyecto.....	100
Tabla N° 25 Análisis comparativo de flujo de caja.....	103

ABREVIATURAS.

ANC	Ancón.
A/C	Acero al carbono
B.C.P	Bombas de cavidad progresiva
BES	Bombeo Electrosumergible.
BH	Bombeo Hidráulico.
BM	Bombeo Mecánico.
BPPD	Barriles de Petróleo por día.
BSW	Basic sediment water.
CAP	Contacto agua petróleo
CSG	Casing
CM	Carga Máxima.
CO₂	Dióxido de carbono
CPB	Clay Pebble Beds.
EUR	Enhanced Ultimate Recovery
F	Formación.
FY	Fluyente.
GL	Gas Lift.
GOR	Relación Gas Petróleo
HL	Herramienta Local.
IP	Índice de productividad
MMBLS	Millones de Barriles.
NB	Velocidad de Bombeo
NE	Norte-Este.
NL	Nivel de líquido.
NP	Pozo no productivo
PB	Passage Bed.
PH	Potencial hidrógeno
PL	Plunger lift.
PT	Parado Transitorio.
POES	Petróleo original in situ
R	Reservas

r	Inserción
T	Tuberías
RWA o RHA	Bomba de barril estacionario y anclaje superior
SLA	Sistema de Levantamiento Artificial.
TD	Total Depth.
SCFD	Pies Cúbicos Estándar por Barriles de Almacenamiento
STVF	Standing Valve Fijo.
SW	Swab.
UNCE	Unidad de Negocio Centro-Este.
UTM	Sistema de Coordenadas Universal Transversal de Mercator

SIMBOLOGÍA

API	American Petroleum Institute.
β_o	Factor volumétrico
BY	Condiciones de yacimiento
BN	Condiciones normales.
D	Rata de declinación
u	Viscosidad
cp	Centipoise
ρ	Densidad
k	Permeabilidad
Sw	Saturación de agua.
$\emptyset$	Porosidad
Qi	Caudal inicial
Qt	Caudal de producción acumulada
r	Índice de declinación
So	Saturación de petróleo.
Sg	Saturación de gas
t	Tiempo
V	Volumen
ln	Logaritmo natural

RESUMEN

El propósito de la presente investigación se concreta en realizar un proceso de producción de petróleo exitosa al menor costo posible; para cuyo efecto, se requiere, previamente; desarrollar planes, establecer presupuestos considerando inversiones de capital y gastos operativos, cumplir con programas de ejecución, reducir costos, y manipular los hidrocarburos con responsabilidad ambiental.

La Empresa Pacifpetrol, objeto de estudio requiere reducir costos, en base a un proyecto de optimización que encuentre alternativas más rentables a las que actualmente se practican en el Campo Ancón.

Las causas del problema están en el alto costo operativo del sistema de levantamiento artificial por Swab debido al, alto consumo de combustible por las unidades de extracción (2 motores para cada unidad); altos costos de mantenimiento, insumos y lubricantes; vida útil corta de motores auxiliares por excesivas cargas de trabajo; mayor cantidad de operadores; deterioro o daño acelerado de herramientas; constantes servicios de pulling por fallas operacionales que afectan la integridad de la instalación del pozo. Son serios estos problemas que ocasionan pérdidas en horas por la parada obligada de cada unidad.

De esta manera, implementando este proyecto se logrará la disminución de costos operativos en la producción de petróleo y con mínimas afectaciones ambientales.

El Bombeo Mecánico (BM), fue seleccionado como alternativa al cambio de sistema, porque utiliza una unidad de superficie para transmitir movimiento a la bomba de subsuelo a través de una sarta de varillas; este método, es eficiente y más fácil de manejar gracias a su diseño; además el BM es uno de los métodos más utilizados en el Campo Ancón.

Previo los estudios pertinentes se mostrará una comparación de gastos e inversiones entre BM y Swab para la ilustración necesaria para establecer la factibilidad de emprender una campaña de cambios de sistema operativo.

El diseño, implementación y optimización del sistema permitirá reducir la cantidad de pozos que se intervienen mediante Swab alcanzando una mayor rentabilidad en el campo. De acuerdo al cambio de método artificial y a los estándares, y parámetros de referencia para la operación y resultados, se garantizarán mejores beneficios económicos.

INTRODUCCIÓN.

Las compañías operadoras encargadas a la exploración y producción de petróleo realizan continuamente grandes esfuerzos para optimizar sus sistemas de producción.

La producción de petróleo requiere levantar el fluido a la superficie. Esto se puede lograr gracias a la misma energía del yacimiento que expulsa los fluidos confinados dentro de sí (petróleo, gas y agua) de manera “surgente”. Sin embargo, a medida que la presión del yacimiento declina, la producción del pozo decae hasta llegar a cero; en estos casos, es necesario suministrar energía externa que conduzca el petróleo a superficie.

Los Sistemas de Levantamiento Artificial proporcionan una flexibilidad extraordinaria en su instalación, capacidad y funcionamiento para cumplir una alta gama requerimientos de extracción.

En el país un gran número de pozos producen bajo diferentes métodos de Levantamiento Artificial. El reservorio cambia a medida que avanza su vida productiva. Las consecuencias se reflejan en el decremento de las tasas de producción. Se vuelve necesario el análisis de las condiciones de cada pozo para tomar decisiones que lleven a una mayor recuperación de petróleo al costo más bajo posible.

El presente proyecto tiene como lugar de estudio y aplicación el Bloque 2 del campo petrolero "Ing. Gustavo Galindo Velasco", actualmente administrado por Pacifpetrol S.A. y cuya ubicación es la península de Santa Elena, parroquia Ancón. La Empresa tiene como objetivo la optimización de la producción de petróleo para su posterior transferencia a la refinería La Libertad.

En el Campo Ancón se requiere un estudio de pozos de la Zona Central para optimizar los Sistemas de Levantamiento Artificial con miras a determinar la mejor alternativa técnica y económica. A continuación se explica, en breves capítulos, el proyecto.

CAPÍTULO I: Conocimiento del área geológica del Bloque 2; además, se detalla las propiedades de las rocas y fluidos de las formaciones, las litologías y características estructurales.

CAPÍTULO II: Descripción de cada uno de los Sistemas de Levantamiento Artificial empleados en el Campo, detallando: operación del equipo, problemas operacionales, ventajas, limitaciones y, su respectivo diagrama de completación.

CAPÍTULO III: Detalle de los parámetros de selección de pozos para cambio de sistema, es decir, las condiciones requeridas para que a un pozo se le pueda aplicar extracción por Bombeo Mecánico.

CAPÍTULO IV: Detalle del procedimiento efectuado para determinar las características de los pozos candidatos, niveles de fluido, restauración de nivel, reconocimientos de campo, etc.

CAPÍTULOS V-VI: Análisis técnico-económico de pozos candidatos para cambio de sistema, considerando que, para el análisis técnico se mencionará el criterio inicial de selección de pozos: análisis tipo para un pozo candidato seleccionado y, análisis tipo para un pozo candidato no seleccionado. Con respecto al análisis económico se realizará un programa de ejecución: listados de materiales, presupuestos actuales del equipo, sistema operativo en un futuro y, sus flujos de cajas respectivos.

CAPÍTULO VII: Finalmente, formulación de conclusiones y recomendaciones necesarias del estudio técnico-económico para que un futuro la aplicación de este proyecto sea factible y eficiente en la operación de extracción para lograr excelentes resultados.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL

CAMPO ANCÓN

1.1 Aspectos generales

1.1.1 Ubicación geográfica del Campo.

El campo petrolero "Ing. Gustavo Galindo Velasco", se encuentra ubicado en el Bloque 2 de la península de Santa Elena en el sudeste de la provincia del Guayas. (Fig.1)

El bloque de producción de petróleo comprende 1200 km² de las cuales el 40% son costa afuera. En él se han perforado, desde principios del siglo pasado, aproximadamente 2882 pozos, los primeros pozos productores del Ecuador. El ANC0001 fue perforado en 1911 por la compañía inglesa ANGLO ECUADORIAN OILFIELDS Ltda. cerca de Anconcito, a una profundidad de 2116 pies, con una escasa producción de crudo al nivel de la Formación Socorro."Informe de geología y yacimientos de Ancón, pag 4 ".

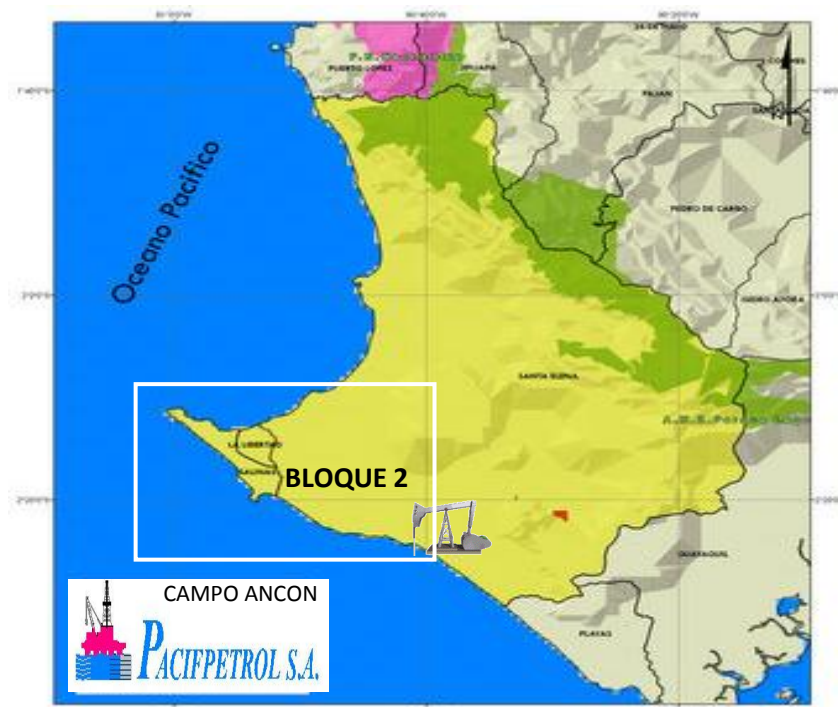


Fig.1 Ubicación geográfica del campo petrolero "Ing. Gustavo Galindo Velasco".
Fuente: Pacifpetrol.

El Bloque 2 se encuentra limitado por las siguientes coordenadas geográficas ver Tabla N°1:

PUNTO	COORDENADAS UTM		COORDENADAS GEOGRÁFICAS	
	Lat. N	Long. E	Lat. Sur	Long. Oeste
1	N9'751.000	E515.000	2°15'8. 11"	80°51'53.51"
2	N9'747.000	E515.000	2°17'17.8"	80°51'53.51"
3	N9'747.000	E517.000	2°17'17.8"	80°50'48.65"
4	N9'751.000	E517.000	2°15'8.11"	80°50'48.65"

Tabla N° 1 Coordenadas UTM y Coordenadas Geográficas
Fuente: Pacifpetrol.

1.1.2 Historia de la exploración del Bloque 2

En Ecuador se conoció sobre afloramientos naturales de petróleo desde los tiempos prehispánicos. Los indígenas y conquistadores utilizaban el petróleo como fuente iluminante, medicinas o para otras aplicaciones.

El inicio de la perforación se dió en 1911 cuando se perforó el primer pozo de petróleo del Ecuador perteneciente a la Península de Santa Elena (Fig. 2), por la compañía Anglo . La actividad petrolera en el área se incrementó y trajo nuevos descubrimientos como el Campo Tigre.

En 1961, los operadores suspendieron las actividades de perforación para solo concentrarse en la producción de las zonas desarrolladas del Campo.

Desde el año 2002 la compañía Pacifpetrol pasó a operar el Campo hasta la actualidad. *"Informe de geología y yacimientos de Ancón, pag 5 "*.

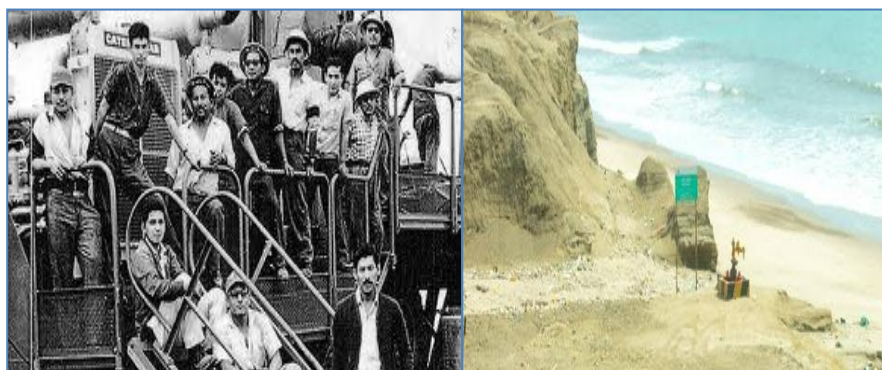


Fig. 2 Primer pozo petrolero explotado en el Campo Ancón, ANC0001.
Fuente: Pacifpetrol.

1.2 Geología.

El área petrolera Ancón se encuentra ubicada en el "Levantamiento de Santa Elena" y comprende la secuencia sedimentaria del Cretácico al Terciario Inferior (Paleoceno – Eoceno), desarrollada sobre corteza oceánica.

El "Levantamiento de Santa Elena" se encuentra delimitado al Nor-Este por la falla regional de “La Cruz” que la separa de la cuenca de Progreso con sedimentación de edad Oligoceno-Plioceno.

1.2.1 Estructura geológica.

De acuerdo a la interpretación de líneas sísmicas y correlación de perfiles eléctricos se elaboró el modelo estructural de la Península y se definieron los principales rasgos estructurales vinculados a los campos.

A grandes rasgos se puede decir que las secuencias, Cretácica y los niveles inferiores de la Formación Azúcar, experimentaron esfuerzos compresivos. Los niveles superiores de la Formación Azúcar y el Grupo Ancón fueron afectados por tectónicas de desplazamiento de rumbo; mientras que, los niveles altos del Grupo Ancón y la secuencia Neógena (Progreso, Golfo de Guayaquil) experimentó una tectónica distensiva.

El estado de esfuerzo transgresivo determinó la activación de distintos tipos de fallas; dependiendo de su orientación es posible encontrar fallas inversas normales al esfuerzo principal. Otras posibilidades son fallas de desplazamiento de rumbo, oblicuas a la compresión principal y fallas normales sub paralelas a dicha compresión principal.

1.2.2 Litología de las Formaciones

A continuación se describen brevemente las principales características litológicas presentes en la Península (Fig. 3).

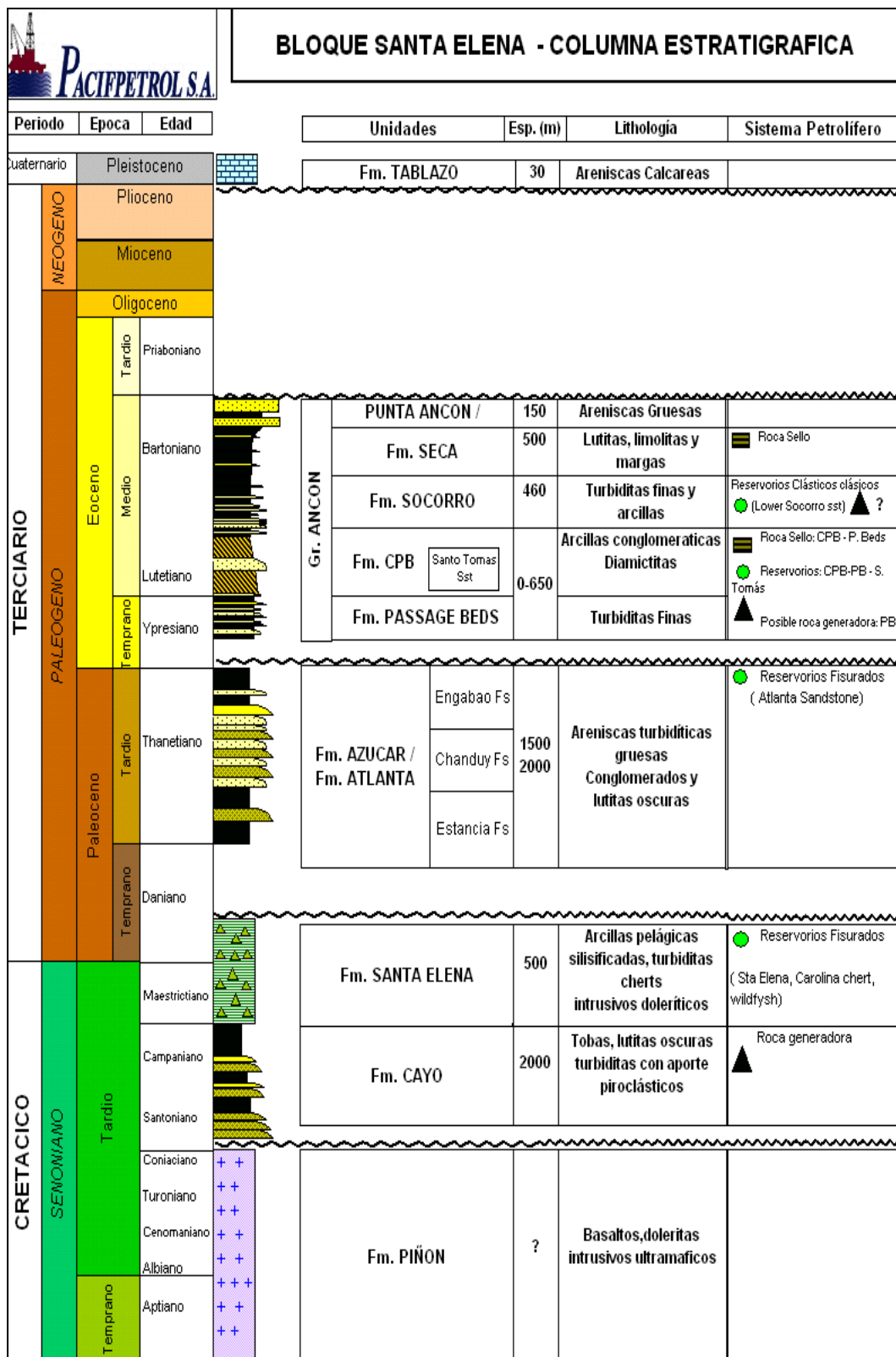


Fig. 3 Columna estratigráfica del Bloque 2

Fuente: Pacifpetrol.

- **Formación Tablazo (Pleistoceno).**

Son areniscas gruesas y calizas arenosas con bancos de conchillas. Son niveles de terraza marina de edad Pleistocena que descansan en fuerte discordancia erosiva (y angular) sobre las rocas cretácicas y paleógenas de la península de Santa Elena.

Grupo Ancón (Eoceno).

Este grupo de formaciones toma el nombre del campo petrolero de Ancón, comprende las rocas silicoclásticas y está compuesto por las siguientes formaciones: Formación Clay Pebble Beds, que contiene a su vez la arenisca Santo Tomás, Formación, Passage Beds, Formación Socorro y, Formación Seca.

- **Formación Seca (Eoceno Medio).**

Esta formación constituye la roca sello de los reservorios de la Formación Socorro en el campo Ancón, está constituida por arcillitas grises verdosas con raras intercalaciones de areniscas finas que hacia el techo obtienen un color amarillento rojizo.

- **Formación Socorro (Eoceno Medio Temprano).**

Comprende areniscas turbidíticas y pelitas que recubren la Formación Clay Pebble Beds, son de lutitas grises hasta negro y de areniscas turbidíticas delgadas verdosas.

- **Formación CPB -Clay Pebble Beds (Eoceno Inferior).**

Constituye una secuencia de matriz arcillosa, originada por el deslizamiento sin-sedimentario del tipo de flujos de barro densos submarinos e interestratificado con turbiditas.

- **Formación Santo Tomás.**

Consiste de un banco de areniscas de potencias modestas conocida solamente en el subsuelo en el sector homónimo, en el extremo NE del campo petrolero de Ancón. Constituye en la culminación del ciclo turbidítico de la Formación Passage Beds.

- **Formación Passage Bed PB-(Capas De Transición).**

Esta constituida por duros estratos delgados de areniscas, que incluyen intercalaciones de areniscas calcáreas.

- **Formación Atlanta (Paleoceno).**

Es el principal reservorio del campo Ancón, reconocido en las perforaciones. La formación está constituida por una arenisca gris dura con textura media a gruesa que representa el principal reservorio por sus fracturas.

- **Formación Santa Elena (Cretácico).**

Esta formación consiste en depósitos turbidíticos finos de aguas profundas, deslizamientos y flujos de detritos, representados por niveles finamente estratificados de pelitas silíceas y radiolaritas con participación de tobáceas de colores blanquecinos. El conjunto se caracteriza por una intensa deformación de tipo dúctil con desarrollo de clivaje penetrativo que determina pliegues y fallamientos.

- **Formación Cayo (Cretácico).**

Está constituida por sedimentos marinos (lutitas bituminosas y turbiditas finas), volcánicos (lavas almohadilladas) y volcans clásticos (tobas).

Consiste de una espesa secuencia volcánica y volcans-sedimentaria cuya localidad tipo se encuentra en los alrededores de Guayaquil, con aproximadamente 3000m de espesor que no aflora en la Península.

- **Formación Piñón (Jurásico- Cretácico Medio)..**

Está constituida por basaltos afaníticos almohadillados, doleritas intrusivas y algunas intrusiones gabroides y ultramáficas. La edad ha sido determinada como Aptiano Superior-Albiano. "*Informe de geología y yacimientos de Ancón, pag 11*".

1.3 Datos históricos.

Al pasar de los años, el campo ha experimentado declinaciones de producción debido a paradas de operaciones ya sea por daños en los equipos, fenómenos climáticos, falta de inversión u otras razones.

En el siguiente ítem se observa la variación de producción del campo anualmente.

1.3.1 Historia del desarrollo del Campo.

En la fig. 4 se muestra la curva de declinación de la producción del campo a partir del año 1922. Desde el año 2002 hasta 2012 se observa la producción de la compañía actualmente operadora. También se ha hecho una proyección de la producción hasta 2022 bajo las condiciones actuales de inversión.

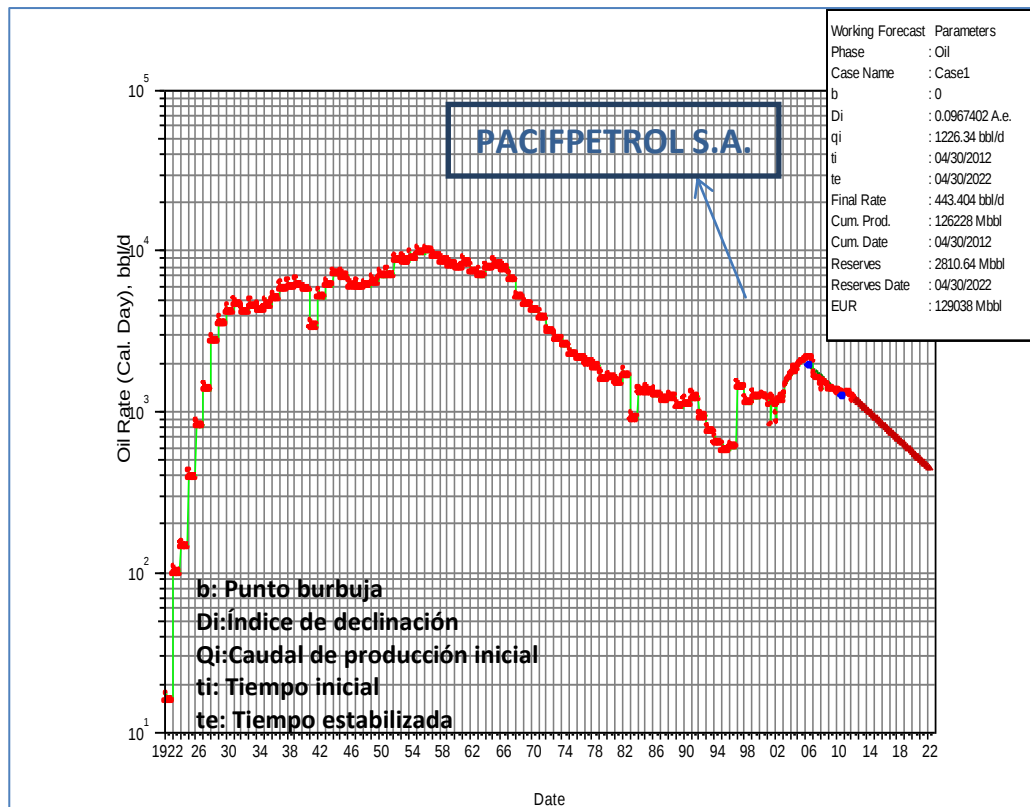


Fig. 4 Curva de índice de declinación del Campo Ancón.

Fuente: Pacifpetrol./Programa OFM.

En la gráfica anterior podemos observar un índice de declinación de 0.0967, con un caudal inicial de 12266.34 BPPD.

La producción acumulada es 126228 Mbl podemos observar en la Fig. 5 como ha sido el comportamiento durante la vida productiva del Campo Ancón.

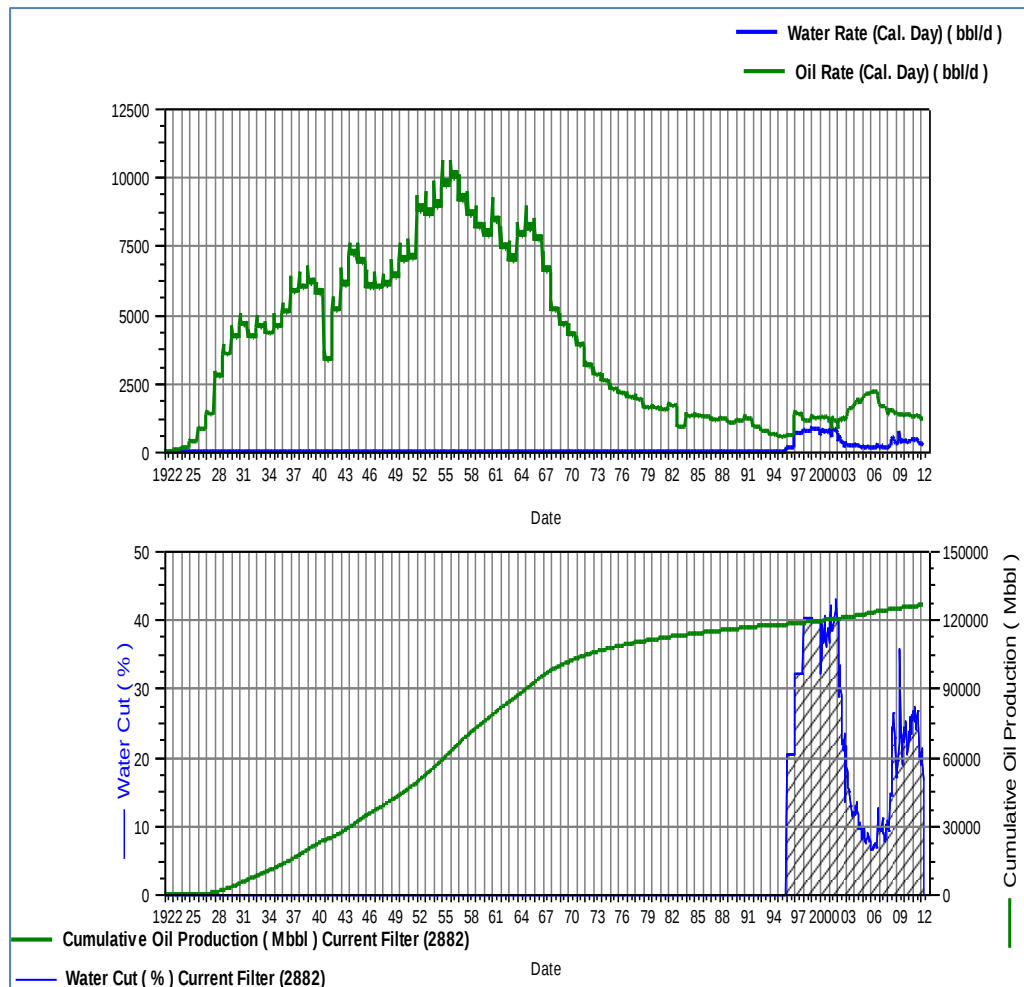


Fig. 5 Comportamiento histórico de producción del Campo Ancón.
Fuente: Pacifpetrol./Programa OFM

1.4 Yacimiento.

Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y gaseoso. Un yacimiento de hidrocarburos debe tener una roca fuente, roca almacenadora/porosidad, Migración, Trampa, Permeabilidad. ("Fundamentos de ingeniería de yacimiento Freddy H. Escobar, Ph.D. pag. 13 ").

El principal yacimiento del Campo Ancón produce reservorios de edad Terciaria, habiendo acumulado una producción total de 110 MMBLS (95% de la producción

acumulada total de la Península). El 5% restante (6 MM bls) proviene de un conjunto de pequeños yacimientos de edad Cretácica (Santa Paula, Petropolis, Carolina, y Cautivo) . *Informe de geología y yacimientos de Ancón, datos histórico del año 1999.*

1.4.1 Propiedades de los fluidos.

Para la determinación de las propiedades de los fluidos de los yacimientos, es necesario tomar muestras de fluidos de fondo representativas a condiciones de confinamiento, de tal forma que los resultados sean valores confiables para posteriores estudios de los reservorios.

- Factor volumétrico, (β_o)

El factor volumétrico del petróleo se define como la razón entre el volumen de petróleo más su gas en solución, a condiciones de yacimiento, respecto al volumen de un barril de petróleo producido medido a condiciones de superficie. El factor volumétrico del petróleo, (β_o), de los yacimientos del Campo Ancón, se ilustra en el tabla N° 2.

$$\beta_o = \frac{\text{Volumen de petróleo con su gas en solución}}{\text{unidad volumétrica de petróleo acond. normales}} \left[\frac{BY}{BN} \right]$$

Campo	Yacimiento	°API	Bo By/Bn
ANCÓN	SOCORRO	36.8	1.200
	CLAY PEBBLE BEDS	39	1.200
	SANTO TOMAS	38.8	1.200
	PASSAGE BEDS	39	1.200
	ATLANTA	40	1.200
	SANTA ELENA	33.6	1.200

Tabla N° 2 Factor volumétrico del Campo Ancón.

Fuente: RED. (Ralph E. Davis) Associates. Inc. Estudio realizado en

diciembre del 2009

Densidad.

La densidad, (ρ), denota la relación correspondiente de peso específico y de fluidez de los crudos con respecto al agua.

Densidad °API

La gravedad API, de sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que describe que tan pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. Si los grados API son mayores a 10, es más liviano que el agua, y por lo tanto flotaría en esta. La gravedad API es también usada para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo.

La fórmula usada para obtener la gravedad API es la siguiente:

$$API = (141,5/GE) - 131,5$$

1.4.2 Propiedades de la Roca.

Las rocas almacenadoras de fluidos tienen varias características petrofísicas, como, porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, presión capilar, mojabilidad.

– Porosidad.

Es la capacidad de las rocas para contener fluidos y es el resultado de la relación entre el volumen de espacios vacíos sobre el volumen total de la roca.

$$\emptyset = \frac{\text{Volumen Vacío}}{\text{Volumen Total}}, \text{ es expresada en términos porcentuales.}$$

- Permeabilidad.** Se define como la habilidad de un yacimiento para permitir el flujo de un fluido a través de los espacios vacíos interconectados. La permeabilidad depende fundamentalmente de: tamaño

y abertura de los poros, grado de conectividad y tipo de cemento entre los granos. La permeabilidad se mide en darcys.

- **Saturación de fluidos de una roca.** Es la relación del volumen del fluido dentro del volumen total poroso. Está expresada como un porcentaje del volumen poroso.

En la Tabla N° 3 se presentan los valores de cada una de las propiedades de la roca de los yacimientos productores del Campo Ancón.

Campo	Yacimiento	ϕ (Frac)	k (md)	Sw Frac	°API	Vol. Roca Acre/pie
ANCÓN	Socorro	0.250	82	0.45	36.8	267.808
	CPB	0.100	55	0.50	39	72.808
	Santo Tomas	0.110	6	0.64	38.8	521.001
	PB	0.075	5	0.64	39	480.034
	Atlanta	0.100	3	0.64	40	3.963.844
	Santa Elena	0.110	7.7	0.60	33.6	220.360

Tabla N° 3 Propiedades de la roca del Campo Ancón.

Fuente: RED. (Ralph E. Davis) Associates. Inc. Estudio realizado en diciembre del 2009

1.4.3 Reservas.

Son aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos líquidos y gaseosos (petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos provenientes del gas natural), que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas. Las reservas se clasifican en: COMPROBADAS Y NO COMPROBADAS.

Reservas comprobadas o probadas.

Las Reservas Probadas son los volúmenes de hidrocarburos estimados con razonable certeza y recuperables de yacimientos conocidos, de acuerdo con la

información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales.

El término "razonable certeza" indica un alto grado de confianza de las cantidades estimadas que serán recuperadas.

Reservas no comprobadas.

Estas reservas tienen menor certeza en la recuperación que las reservas comprobadas y pueden además clasificarse en reservas probables y reservas posibles, denotando progresivamente incrementos en el grado de incertidumbre en la recuperación de las mismas.

– Reservas probables.

Son aquellas reservas que se encuentran hacia el límite del reservorio, son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica, de ingeniería, contractual y económica, bajo las condiciones operacionales prevalecientes, indican (con un grado menor de certeza al de las reservas probadas) que se podrán recuperar.

– Reservas posibles.

Las Reservas Posibles son los volúmenes de hidrocarburos, asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica y de ingeniería indica (con un grado menor de certeza al de las reservas probables) que podrían ser recuperados bajo condiciones operacionales y contractuales prevalecientes. Son aquellas reservas que se pueden calcular con datos geofísicos y geológicos, sin perforar un pozo.

A continuación se muestra en la Tabla N° 4 los valores estimados de reservas del Campo Ancón al año 2009 .

Reservas del Campo "Ing. Gustavo Galindo Velasco."							
Campo	Yacimiento	POES MMBls	FR (%)	RESERVAS TOTALES (MMBLS)	R. PROBADAS TOTALES (MMBls)	R. PROBABLES (MMBls)	R. Posibles (MMBls)
ANCÓN	Socorro	238.1	13%	31.47	0.21	0.01	0.01
	CPB	23.3	10%	2.33	0.50	0.02	0.01
	Santo T.	133.4	9%	12.17	0.47	0.01	0.01
	PB	83.8	3%	2.42	1.10	0.03	0.01
	Atlanta	922.5	8%	73.53	0.10	0.67	
	Santa E.	62.7	10%	6.43	0.32		
TOTAL		1463.7		128.35	2.71	0.74	

Tabla N°4 Reservas del Campo Ancón.

Fuente: RED. (Ralph E. Davis) Associates. Inc. Estudio realizado en diciembre del 2009.

CAPÍTULO II
DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EMPLEADOS
EN EL CAMPO ANCÓN.

2.1 Descripción.

La producción de fluidos genera disminución de presión del reservorio, incremento de producción de agua y decremento de la fracción de gas. Todos estos factores reducen o anulan la producción de fluidos de un pozo hasta la superficie. Por esta razón es que surgen los métodos artificiales de extracción, que añaden energía al fluido acumulado en el fondo del pozo para que llegue hasta superficie a tasas económicamente rentables. A continuación se detalla los métodos de Sistemas de Levantamiento Artificial, (SLA), empleados en el Campo Ancón operado por la compañía PACIFPETROL S.A.

2.2 Método de extracción por Herramienta Local.



Fig. 6 Sistema de levantamiento artificial por Herramienta Local.
Fuente: Pacifpetrol.

El método más sencillo en el proceso de extracción de crudo en el Campo Ancón es el sistema de Herramienta Local (Ver Fig. 6).

Para este sistema se utiliza una unidad móvil cuyos componentes principales son: pluma, cable, motor principal (camión), motor auxiliar, polea, y, sistema hidráulico de estabilización.

La herramienta principal de extracción de crudo es una botella también conocida como cuchara; se trata de un cilindro de material acerado o fibra de vidrio, cuyas dimensiones son: 3, 4 o 6 pulgadas de diámetro dependiendo del diámetro del

casing de los diferentes pozos y de 6 a 10 m de longitud, con una válvula de retención en su parte inferior.

2.2.1 Procedimiento operativo.

El camión o unidad móvil se ubica en una posición adecuada para tener una buena operación, y se estabiliza mediante dos gatos de accionamiento hidráulico. La botella se sumerge en el casing por gravedad (observar diagrama de completación en el ANEXO 1.1), hasta alcanzar el nivel de fluido en el fondo; la válvula inferior se abre e ingresa el petróleo hasta que la botella se llene. Luego, la botella es levantada mediante la tracción generada por el motor auxiliar y la válvula se cierra por el peso del fluido, llega a la superficie y se descarga el crudo en un embudo que lo canaliza a un tanque de almacenamiento adaptado a la unidad. Este proceso se repite varias veces hasta lograr recuperar la producción acumulada en el fondo del pozo.

2.2.2 Problemas operacionales.

Los problemas operativos del sistema de levantamiento artificial por Herramienta Local son:

- ✓ La botella puede quedar presa en el pozo por rotura de cable desgastado.
- ✓ La botella puede quedar presa por sumergirse en residuos o lodo en el fondo del pozo.
- ✓ Botellas atascadas por casing colapsado.
- ✓ Botellas atascadas por mal manejo de los operadores en la unidad.

Estos problemas generan un alto costo de operación por intervención al pozo por servicio de pulling; este SLA es costoso en el Campo Ancón por consumo de combustibles.

2.3 Método de extracción por Pistoneo o Swab.

Esta operación consiste en succionar la columna de fluido petróleo o petróleo-agua que se encuentra en la tubería de producción, desde una profundidad determinada hasta la superficie utilizando un cable de acero enrollado o winche. Una desventaja que presenta este método de levantamiento artificial a la empresa PACIFPETROL es el alto costo de operación por barril producido.(Ver Fig. 7).



Fig.7 Sistema de levantamiento artificial por Pistoneo o Swab.
Fuente: Pacifpetrol.

2.3.1 Equipo de superficie.

Los componentes principales de la unidad son: El motor a diesel, un malacate, una pluma, sistema hidráulico de estabilización, cable 9/16", lubricador, manguera de producción y tanque de almacenamiento.

2.3.2 Equipo de subsuelo.

Los principales componentes del equipo de subsuelo son los siguientes:

- **Copas de Swab.**

Las copas de Swab, generalmente de caucho y algunas combinadas con metal, son utilizadas con el propósito de extraer o succionar el fluido de la tubería de producción y ejercer un sello con las paredes del tubing.

- **Portacopas.**

Son acoples donde se ubican las copas, van colocados en el extremo inferior del varillón y están disponibles al diámetro de la tubería de producción.

- **Standing valve.**

Es una válvula de control de flujo asentada en una cruceta o asiento de bomba, no permite que el fluido retorne hacia el pozo. El standing puede ser asentado por medio de un cable de acero, o soltándolo de la superficie para que baje libremente hasta la profundidad de la cruceta. (*Reacondicionamiento de pozos –Kleber Kiroga pag. 109*).

2.3.3 Procedimiento operativo.

La unidad de extracción por pistoneo se ubica en la locación, es estabilizada por unos mandos hidráulicos, una vez cuadrada se levanta la pluma para iniciar la operación de extracción. Luego se coloca una reducción para que el fluido que se recuperará del pozo se dirija al tanque de almacenamiento de la unidad.

El siguiente paso es soltar el standing valve por caída libre hasta la cruceta, si el pozo no tuviera standing fijo, esto ahorra significativamente tiempo en las labores de producción. (Ver diagrama de completación ANEXO 1.2). Luego se baja el cable, que incluye el varillón copas y portacopas.

Una vez alcanzado el nivel de fluido, se efectúan carreras ascendentes y descendentes que generan succión permitiendo al fluido que entre por la válvula de retención (standing) y luego sobre las copas. El peso del fluido hace que las copas se hinchen y produzcan un sello para que el petróleo no retorne al fondo. Cuando el operador considere oportuno, levantará el conjunto de Swab hasta la superficie y la producción se canaliza por la manguera de producción hasta el tanque de almacenamiento.

2.3.4 Problemas operacionales de Swab.

Cuando se interviene un pozo podemos encontrarnos con cualquier tipo de problema que dificulta la intervención. A continuación se menciona algunos problemas operacionales:

- ✓ Tubos 2 3/8" colapsados (no se calibró o se colapsó por excesivo torque aplicado por la tenaza o llave hidráulica) que pueden aprisionar el conjunto de Swab o no permitir que baje hasta el nivel de fluido.
- ✓ Presencia de parafina suave o dura.
- ✓ Rotura del tubo (por el rozamiento de la bajada del conjunto de swab, o deteriorado por la presencia de carbonato).
- ✓ Presencia de lodo de perforación.
- ✓ Herramientas presas.
- ✓ Daños en el lubricador hidráulico (pérdida de tiempo).
- ✓ Desgaste y rotura de cable.

Este sistemas es el más costoso en el campo por excesivos usos de repuestos, combustible y operadores y, por servicio de pulling al pozo.

2.4 Método de extracción por Bombeo Mecánico.



Fig. 8 Sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico.
Fuente: Pacifpetrol.

Es el método de extracción más utilizado por su bajo costo operativo, facilidad de operación y bajos riesgos de derrame por ser una operación a baja presión. Sin embargo, existen límites físicos para la aplicación en cuanto a la profundidad y caudales a levantar. Debido a su simplicidad, es factible utilizarlo en casi todos los pozos que requieren de levantamiento artificial. (Ver Fig. 8).

2.4.1 Equipo de superficie.

Los componentes de superficie del Bombeo Mecánico son:

- **Unidad de bombeo.** Es la máquina que ejerce el movimiento reciprocante para levantar y bajar la sarta de varillas que están conectadas con la bomba de subsuelo.
- **Motor.** Suministra la fuerza requerida para la operación de la unidad.
- **Reductor de engranaje.** La función de la caja de engranaje es convertir el torque bajo y alta velocidad proveídos por el motor en torque alto y baja velocidad necesarios para operar la unidad de bombeo.
- **Cabezal y conexiones superficiales.** Está constituido por una serie de válvulas que permiten el paso del fluido del pozo a la línea de producción.

2.4.2 Equipo de subsuelo. Es el que constituye la parte fundamental de todo el sistema de bombeo. Los componentes principales son:

- **Bomba de subsuelo.** Es una bomba de pistón de desplazamiento positivo funciona por diferencial de presión mediante bolas y asientos para permitir la entrada y sellar la salida de los fluidos durante la operación.

Componentes de la bomba:

- **Barril.-** También conocido como camisa, es un cilindro de superficie completamente lisa o pulida; dentro de él, se mueve el pistón; la longitud del barril o cámara es de 6, 8, 12, 16 pies.

- **Pistón o émbolo.-** Es el émbolo de la bomba y su diámetro determina la capacidad de desplazamiento.
- **Mandril.-** El cuerpo del mandril hace sello y anclaje a la bomba; el sello no permite que el fluido regrese al yacimiento; y, el anclaje es para que la bomba quede justamente fija dentro de la tubería.
- **Válvula fija.-** Está formada por un sistema de bola y asiento ubicadas al extremo inferior del barril de la bomba. Permite la entrada del fluido del pozo al interior de la bomba.
- **Válvula móvil o viajera.-** Es también un sistema de bola y asiento ubicados en el extremo inferior del pistón que permite la descarga de fluido desde la bomba hacia la tubería de producción. Por estar acoplada al pistón, viaja durante el ciclo del bombeo.

2.4.3 Equipo de transmisión de movimiento.

- **Varillón pulido.** Es el que soporta el peso de las varillas, la bomba y el peso del fluido en la carrera ascendente del balancín. En la parte superior va sujeta por medio de una grampa que descansa sobre el elevador del balancín.
- **Sarta de varillas.** Es el enlace que proporciona la conexión entre la unidad de bombeo que se encuentra instalada en la superficie y la bomba en la profundidad de la arena productora en el pozo. Mediante ésta se transmite movimiento ascendente y descendente a la bomba para el desplazamiento de fluido.

2.4.4 Procedimiento operativo.

Este método de extracción levanta el fluido desde el fondo del pozo hasta superficie y luego lo impulsa hacia el tanque de recolección. La bomba de

subsuelo es accionada por el movimiento reciprocante de la Unidad de Bombeo transmitido por una sarta de varillas.

La Unidad de Bombeo en su movimiento tiene dos puntos muy bien definidos, muerto superior y muerto inferior. Cuando el balancín está en el punto muerto inferior, las válvulas fijas y viajeras están cerradas. Al comenzar la carrera ascendente, la presión de fondo y el efecto de succión del pistón permiten la apertura de la válvula fija; por tal motivo, el fluido pasa del pozo hacia el interior de la bomba. Al mismo tiempo la columna de fluido ejerce una presión sobre la válvula viajera y permanecerá cerrada durante la carrera ascendente. El fluido continúa llenando la bomba hasta llegar a punto muerto superior; la válvula fija se cierra y comienza la carrera descendente; el pistón se mueve hacia abajo y produce el efecto de compresión, al chocar con el fluido, la presión interna abre la válvula viajera; el pistón continúa su carrera descendente, mientras el fluido es transferido a la tubería de producción hasta llegar al punto muerto inferior; y, se repite el ciclo.

2.4.5 Problemas operacionales.

La toma de cartas dinamométricas es útil para detectar los problemas que existen en el Campo cuando el sistema de Bombeo Mecánico no trabaja adecuadamente y el pozo no produce; y también, para encontrar las posibles soluciones.

La interpretación consiste en un análisis cualitativo de la carta; antes de mencionar los modelos de problemas operacionales se muestra (Fig. 9) una interpretación de la carta llena (sin problema) del pozo.

– Interpretación de carta llena.

Descripción del punto A.- posición del punto muerto inferior, ambas válvulas están cerradas.

Punto B.- Al iniciarse la carrera ascendente, la válvula viajera permanece cerrada, porque la carga de la columna de fluido es transferida de la tubería de producción a la sarta de varillas. La válvula fija abre tan pronto como la presión fluyente del

pozo exceda al interior de la bomba; las varillas sufren un estiramiento y el pistón no se mueve hasta llegar al punto B.

Punto C.- El pistón se mueve de B a C (final de la carrera ascendente), provocando una succión debajo de él, y permite la entrada de fluido de la formación hacia la bomba. La válvula viajera continúa cerrada.

Punto D.- Al llegar al punto muerto superior C, inmediatamente comienza la carrera descendente, la válvula fija cierra debido al incremento de presión que resulta por la compresión de los fluidos entre las válvulas. La válvula viajera abrirá dependiendo del porcentaje de gas libre existente o llenado de la bomba; es decir, cuando la presión interna sea mayor a la ejercida por la columna de fluido sobre el pistón punto D.

El fluido pasa a través de la válvula viajera (segmentos D-A), mientras el peso de la columna es ahora soportado por la tubería de producción y la válvula fija, la cual permanece cerrada. Luego se llega nuevamente al punto inicial (A), lo cual, completa el ciclo de bombeo registrado en una carta dinagráfica mostrada a continuación.(Fig. 9)

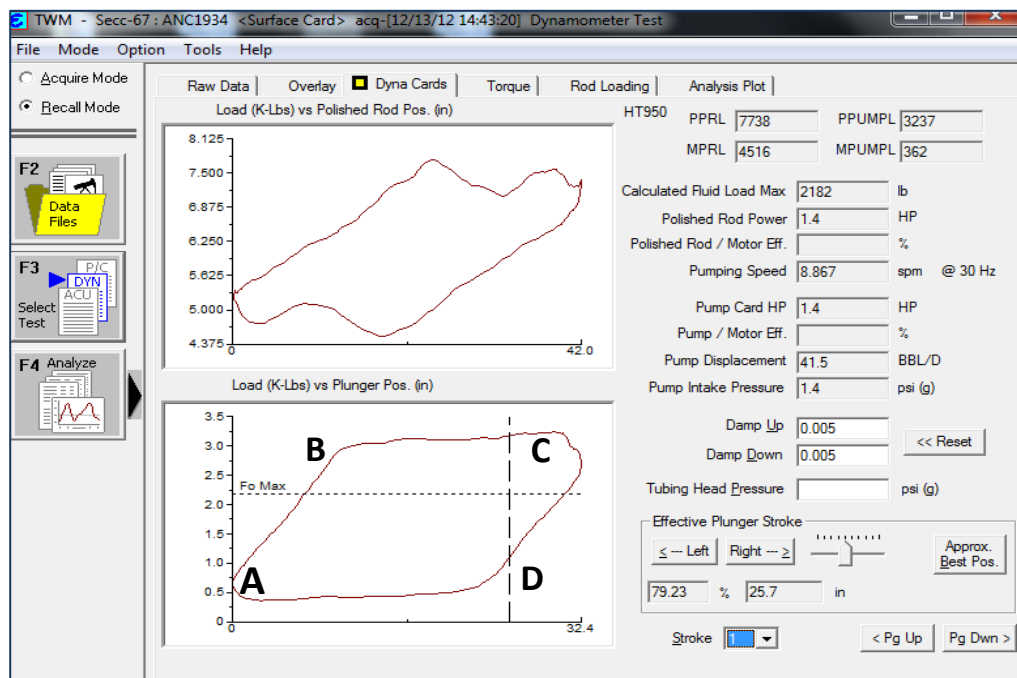


Fig. 9 Carta llena
Fuente: Pacifpetrol .

- **Golpe de fluido (Fluid Pound).**

Cuando en la carrera ascendente la cámara inferior de la bomba no se llena completamente con líquido, queda en la parte superior de la misma una zona de gas de baja presión entre el nivel de fluido y la válvula móvil.

En la correspondiente carrera descendente, la válvula móvil permanece cerrada por efecto del peso de la columna de petróleo, hasta que el pistón hace impacto en la superficie del fluido. A esta condición se le llama Golpe de fluido, el mismo que, produce efectos negativos en todo el sistema de bombeo.

Hay condiciones que pueden producir el golpe de fluido:

- Restricción a la entrada de la bomba: se produce cuando alguna causa impide o dificulta la entrada de fluido, independientemente del nivel de fluido en el pozo. En este caso, aunque detengamos el bombeo unos minutos, al iniciar la operación, inmediatamente se produce el golpe de fluido.
- Nivel agotado (pump off): ocurre cuando el nivel de fluido no es suficiente para llenar la bomba. Se puede reconocer este estado deteniendo el bombeo unos minutos, y luego comenzando a bombear nuevamente. Si el llenado de la bomba es satisfactorio durante un lapso de tiempo y luego se vuelve a producir el golpe de fluido, esto confirma que se trata de un caso de nivel agotado.
- Viscosidad y elevados golpes por minuto: El llenado incompleto de la cámara de la bomba se produce debido a la resistencia al pasaje de fluido por la válvula y el caudal exigido por el ritmo de bombeo.

La presencia de golpe de fluido durante la operación de bombeo es indeseable. Algunas veces se manifiesta con vibraciones y golpes detectables en superficie; en otros casos, sobre todo, en pozos profundos, se visualiza sólo en las cartas dinamométricas (depende de la intensidad).

El golpe de fluido puede producir los siguientes problemas al sistema de Bombeo Mecánico:

- Falla por fatiga en la estructura de la unidad de bombeo.
- Falla por fatiga en dientes de la caja de cojinetes.
- Falla por fatiga en la estructura de la unidad.
- Falla por fatiga en las varillas, especialmente en la zona inferior de la sarta, por efecto de los esfuerzos alternativos de compresión y tracción.
- Acelerado deterioro de la válvula móvil, rotura de vástago y barril, y fallas en el funcionamiento de la válvula de pie.
- Acelerado desgaste de las roscas del tubing produciendo filtraciones y hasta la rotura del tubing.

Para lograr la disminución de los efectos del golpe de fluido, o la eliminación del mismo, se puede adoptar algunas o todas las acciones que se indican a continuación:

- Dimensionar la instalación de manera tal que con un rendimiento del 80% extraiga del pozo la cantidad de producción.
- En el caso que el equipo esté trabajando con un rendimiento mayor, lo cual es poco probable, el golpe de fluido que ocurre en el primer 20% de la carrera descendente no tiene por lo general grandes consecuencias debido a la magnitud del mismo, excepto que esté combinando con una profundidad crítica de instalación.

– **Interferencia por gas.**

Cuando la presión de fondo de pozo disminuye a valores suficientemente bajos, en la mayoría de los casos se liberan burbujas de gas presentándose así una fase gaseosa a la entrada de la bomba.

La consecuencia inmediata de este fenómeno es la pérdida de eficiencia de la bomba debido a que parte de su cámara se ocupa con gas en cada embolada.

– **Golpe de gas (Gas Pound).**

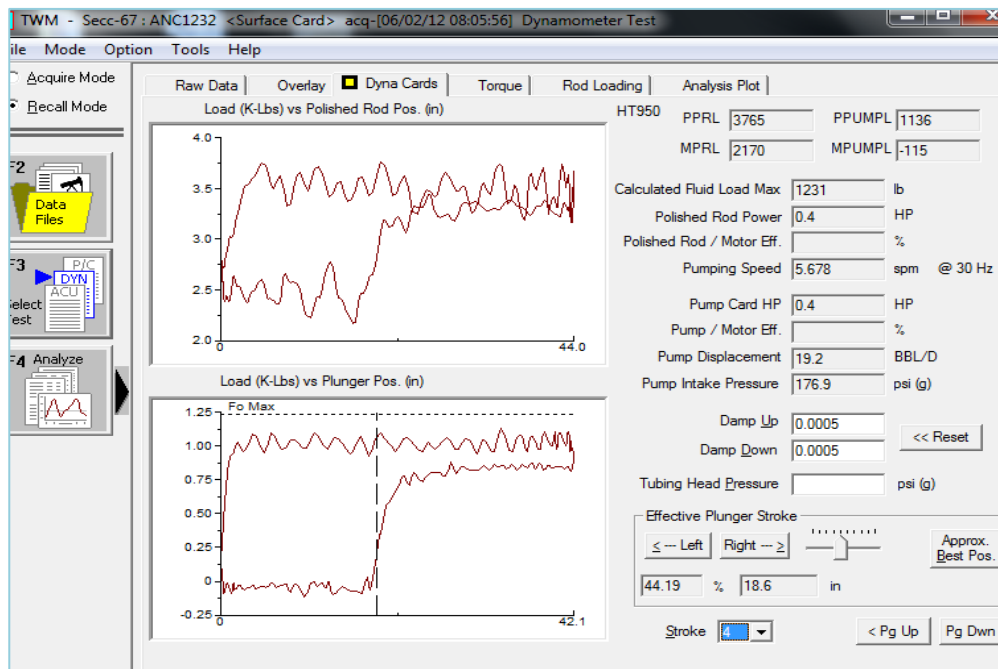


Fig. 10 Golpe de gas.
Fuente: Pacifpetrol.

Si se incrementa el ingreso de gas libre a la bomba en cantidades suficientes, se pueden producir situaciones indeseables como la de Golpe de gas (observar Fig. 10), que puede dañar partes de la bomba.

En situaciones como estas, la utilización de controladores de pozo optimizará la producción y evitará el daño de las partes de la bomba. También se recomienda la utilización de piezas especiales para el bombeo de gas, tales como válvulas antibloqueo de gas.

– **Bloqueo por gas. (Gas Lock).**

Si se continúa incrementando el ingreso de gas libre a la bomba, puede darse la situación que se interrumpa la producción. Esto se debe a que la presión máxima del gas alcanzada durante la carrera descendente no es suficiente como para abrir la válvula viajera. A su vez, durante la carrera ascendente, la presión dentro de la bomba no reduce lo suficiente como para que abra la válvula estacionaria. Por ende, dentro de la bomba sólo se comprime y descomprime gas en cada embolada, habiéndose suspendido la producción.

Dispositivos especiales utilizados en la bomba pueden evitar este fenómeno.

La utilización de controladores, a su vez, permiten detener el bombeo hasta que la presión en el anular logre abrir la válvula estacionaria y así reiniciar el bombeo. De no recuperarse las condiciones para reiniciar y mantener la producción, el controlador detendrá el bombeo para evitar el daño de la bomba.

– **Arena e incrustaciones**

Cuando junto al fluido producido entra arena al pozo, se pueden presentar numerosos problemas en los equipos de producción. Para evitar estos inconvenientes es necesario tener en consideración no sólo materiales y diseños especiales para las bombas, sino también experiencia y conocimiento de la zona donde se encuentran los pozos:

Para analizar las posibles soluciones, es necesario conocer la viscosidad del petróleo, granulometría y cantidad de arena por unidad de volumen.

Es conveniente, en estos casos, trabajar por encima de los punzados para permitir que se decante la arena en el fluido ascendente a través del tubing y, antes de la entrada a la bomba.

Las luces de los pistones dependerán del tamaño de grano de la arena y de la viscosidad del fluido.

En las bombas de barril estacionario es recomendable reemplazar la guía del vástago por alguna válvula del tipo antibloqueo de gas; lo cual, evita que durante la carrera descendente, ante cualquier parada del sistema de bombeo, reingrese la arena al interior del barril.

También, se suelen usar en las bombas, extensiones cuyos diámetros son un tanto mayores que el del barril. La longitud de las extensiones, barril y pistón, están calculadas para que en cada carrera el pistón se desplace un trecho fuera del barril produciendo un lavado y evitando que se aprisione por problemas de arena e incrustaciones.

En ciertos lugares, donde se producen agitaciones del fluido o caídas de presión, se pueden formar depósitos e incrustaciones que tapan tanto la entrada como las diferentes partes de la bomba.

Usualmente, este inconveniente se resuelve con tratamientos químicos que previenen o disuelven la formación de estos depósitos.

– **Corrosión.**

La corrosión es un serio problema cuando se trata de producir petróleo, en especial, si es necesario utilizar métodos artificiales de extracción.

Con el paso de los años, los pozos en producción comienzan a aumentar su contenido de agua, ya sea por causas naturales o por inyección para recuperación secundaria, y asociada con esta se presentan los primeros signos de corrosión.

Actualmente, se han desarrollado nuevas tecnologías que permiten aumentar la profundidad de los pozos; esto ocasiona que, cada vez sea más difícil controlar la corrosión por métodos químicos o, mediante la utilización de materiales resistentes a la corrosión y capaces de admitir las tensiones impuestas a las bombas por las nuevas profundidades.

Cuando hay corrosión, no es posible eliminarla totalmente; en todo caso, se trata de reducir el daño a valores aceptables en términos técnico-económicos. En general, la corrosión dependerá del PH y del porcentaje de contenido de agua. También, intervienen factores como: la temperatura de fondo de pozo y la posibilidad de contaminación con gases ácidos tales como CO_2 / H_2S .

Cuando se está en presencia de un pozo corrosivo, lo primero a tener en cuenta es el desarrollo de un programa de aplicación de inhibidores.

En el sistema de extracción por Bombeo Mecánico, la bomba de profundidad es una de las partes más difíciles de proteger mediante el uso de inhibidores porque: en el exterior existen problemas asociados a la velocidad de circulación del fluido, a la erosión y a la cavitación que afectan, negativamente, la performance del producto químico.

Varilla rota.

Este problema se produce principalmente en casos de mala operación. Es común que los balancines se hagan trabajar con golpe de fluido (para maximizar la extracción) o con golpe de bomba (para evitar bloqueos de gas). Los golpes de

fluidos o de bomba generan esfuerzos anormales en la sarta de varillas que merman su resistencia y terminan rompiéndolas con el tiempo.

En la Fig. 11 se muestra una carta dinamométrica tomada en un balancín trabajando con varilla rota. Nótese la tendencia horizontal de la gráfica, debido a que no hay diferencia de carga durante todo el ciclo de bombeo, porque el balancín solo soporta la porción de varillas en la parte superior de la rotura.



Fig.11 Carta -Varilla rota
Fuente: Pacífpetrol.

Todos estos problemas causan pérdida de horas para la producción de petróleo; pero, el campo cuenta con la disponibilidad del equipo de mediciones físicas y la experiencia de personal.

2.5 Método de extracción por Gas Lift.

El levantamiento a gas es apropiado para casi cualquier tipo de yacimiento petrolífero, aunque, es de mayor ventaja en pozos con alta producción o con altos valores de gas en solución. Se define como un proceso de levantamiento de fluidos desde las perforaciones del pozo, mediante la adición de gas relativamente a alta presión hacia la columna de fluido.

Para la aplicación del levantamiento artificial por gas es muy importante tomar en cuenta la profundidad del pozo y las características del crudo, puesto que, estos parámetros afectarán, directamente, el cálculo de la presión de inyección.

En la siguiente Fig. 12 se muestra un diseño típico de las instalaciones de superficie de un pozo en producción por Gas Lift intermitente en el Campo Ancón.



Fig. 12 Sistema de levantamiento artificial por Gas Lift.
Fuente: Pacifpetrol.

2.5.1 Equipo de superficie.

Los componentes principales del equipo de superficie del sistema por Gas Lift son:

Controlador de inyección: Se encarga de controlar por tiempo la apertura y cierre de la válvula motora.

Válvula motora: Permite el ingreso del gas inyectado hacia el fondo del pozo ya sea a través de la tubería o casing.

Estrangulador de flujo: Regula el pase de gas a través del macarrón o casing en el anular.

Válvula maestra: Nos permite el control del pozo.

2.5.2 Equipo de subsuelo.

El equipo de subsuelo del método por Gas Lift es el siguiente:

- El mandril de Gas Lift.
- Niple de asiento.
- Standing valve.
- Tubo perforado + tapón.

2.5.3 Procedimiento operativo.

El sistema de Gas Lift es un método que consiste en inyectar gas desde un compresor a una presión determinada; encausarlo hacia la parte inferior de la columna de fluido en la tubería del pozo, con el fin de disminuir el peso de la misma, para que el fluido llegue a superficie.

En el Campo Ancón, se aplica la inyección de gas por períodos de tiempo; es decir, Gas Lift Intermitente. Después de la inyección de gas, el fluido del yacimiento alcanza la superficie; se debe contar con suficiente presión en el cabezal del pozo para mover los fluidos hasta el separador. Una cantidad de gas adicional podría causar un incremento en la presión y reducir la producción del fluido del yacimiento. Ver diagrama de completación (ANEXO 1.4).

Este ciclo se repite cuantas veces sea necesario para optimizar la producción de petróleo.

2.5.4 Problemas operacionales.

Entre los problemas operativos, se registran:

- Bloqueo de líneas de inyección de gas por formación de hidratos sólidos y condensación de agua.
- Pérdida de integridad del casing debido a uso de gases corrosivos para levantamiento.
- Taponamiento de tubería por acumulación de sólidos (arena), parafina.
- Daños en compresores.

El personal operativo del Campo Ancón tiene experiencia en la operación de este sistema; sin embargo no es la selección adecuada para la implementación del proyecto en el área debido al alto costo de compresores que requiere esta unidad.

2.5.5 Pozos actualmente intervenidos en el Campo Ancón por el método de Gas Lift.

En la Tabla N°5 se muestran los pozos operativos en el Campo Ancón por el Sistema de Levantamiento Artificial por Gas Lift.

POZOS OPERATIVOS POR EL MÉTODO DE GAS LIFT				
POZO	ZONA	SECCIÓN	POTENCIAL	CICLO
ANC0130	NORTE	73	7	3
ANC0132	NORTE	73	4	3
ANC0020	NORTE	73	12	6

Tabla N° 5 . Pozos operativos de Gas Lift en el Campo Ancón.

Fuente: Pacifpetrol.

2.6 Método de extracción por Plunger Lift

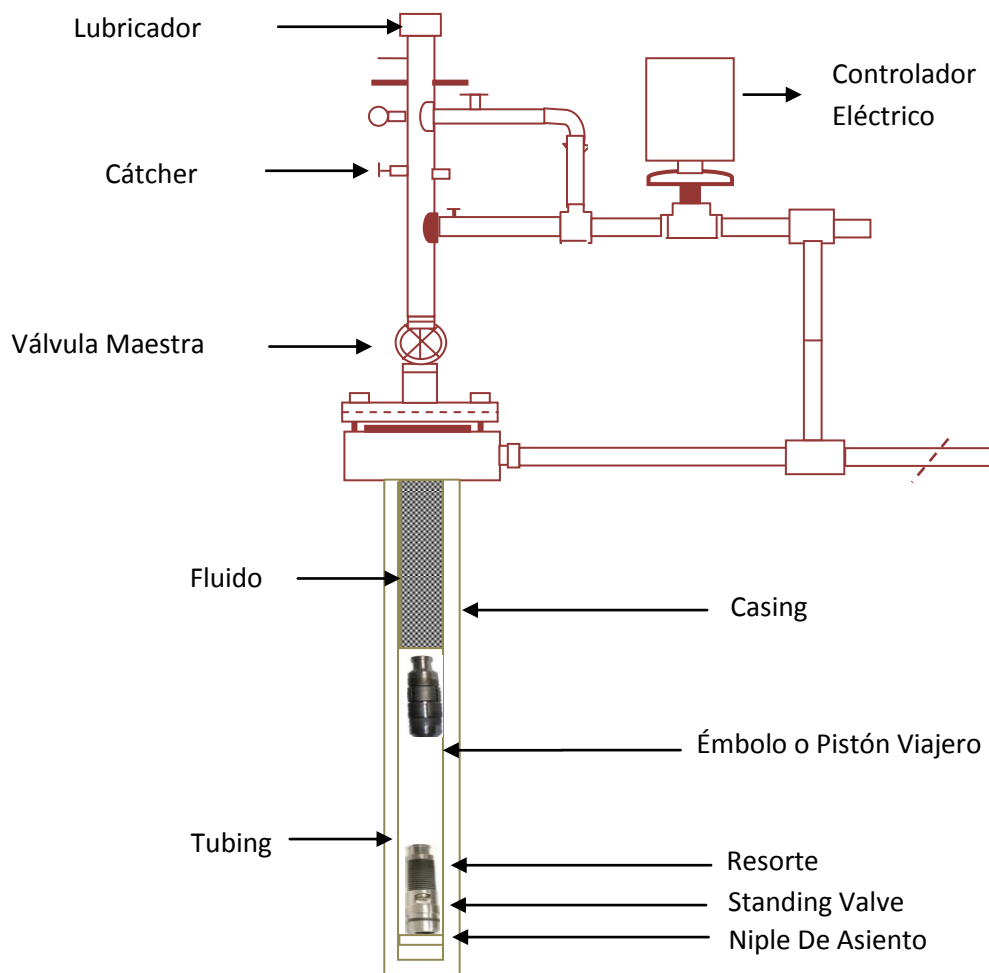


Fig. 13 Sistema de levanto artificial por Plunger Lift.
Elaborado por: Jenny Guale.

Este sistema consiste en un émbolo que viaja a través de la tubería de producción de manera cíclica, arrastrando el fluido hasta la superficie, impulsado por la presión de gas del pozo o de una fuente externa. (Ver Fig. 13).

2.6.1 Procedimiento de operación.

En funcionamiento de operación del sistema Plunger Lift en el Campo Ancón se realiza mediante dos mecanismos que son: Plunger Lift Autónomo y Asistido

- Plunger Lift Autónomo.

En el campo Ancón el sistema de levantamiento artificial Plunger Lift Autónomo, utiliza la energía del yacimiento para la producción de los fluidos del pozo; el método se basa en una secuencia de aperturas y cierres controlados en la superficie para que la acumulación de gas proporcione la energía suficiente para hacer viajar un pistón en la tubería de producción que lleva los fluidos a la superficie. (Observar diagrama de completación, ANEXO 1.5.3).

El ciclo comienza con un periodo de cierre con el fin de permitir que el pozo acumule suficiente presión en el espacio anular; la válvula de producción se cierra automáticamente para detener el flujo a través de la tubería de producción; en ese momento, el pistón cae desde el lubricador en superficie hasta el Bumper Spring en el fondo de la sarta de tubería.

Una válvula abierta en el pistón permite el paso de fluido a través de él, mientras cae hasta llegar al fondo del pozo. Como la válvula de producción está cerrada, la presión en el interior del pozo aumenta, progresivamente, por la acumulación de petróleo, agua y especialmente gas.

Después que la presión en el anular ha alcanzado un valor determinado, la válvula de producción en superficie se abre, el gas del anular sale por el tubing hacia la línea de producción e impulsa en su salida al pistón que, a su vez, arrastra todo el líquido que se ha depositado sobre él.

- **Plunger Lift Asistido.**

En cambio en este sistema la producción de petróleo llega a la superficie mediante la inyección de gas generada por un compresor. Esta ingresa por una tubería de inyección colocada a lado del tubing. El funcionamiento consiste en la apertura de la válvula automática proporcionado por un rango de tiempo; es decir, la válvula se abre en el tiempo determinado, en 1 minuto descansa y a los 5 minutos la válvula se abre e inyecta gas; esto, ocasiona una despresurización en el pozo, el pistón sube por el tubing ocasionando que el fluido llegue a la superficie y sea almacenado en el tanque de recolección. (ANEXO 1.5.1)

2.6.2 Componentes del Plunger Lift.

1. Controlador: Abre y cierra de manera controlada las válvulas neumáticas, basándose en parámetros de tiempo y presión.

2. Bumper Spring o resorte: Es un resorte que se fija en el fondo del tubing en el niple de asiento, tiene la finalidad de amortiguar el golpe en el descenso del pistón, en su parte inferior tiene un Standing Valve que impide el paso de fluido del tubing hacia el pozo durante los periodos de cierre.

3. Plunger o Pistón: Es la interfase sólida entre el gas de levantamiento y nivel de fluido acumulado durante el periodo de flujo; éste viaja libremente dentro del tubing produciendo de manera intermitente.

4. Cácher: Este dispositivo sirve para retener el pistón cuando llega a superficie.

5. Lubricador: Dispositivo instalado en la boca de pozo, encima de la válvula maestra; tiene por objetivo alojar al pistón cuando este se encuentre en superficie; internamente, tiene un pequeño resorte que amortigua la llegada del pistón.

6. Sensor de arribo: Este dispositivo va colocado en el lubricador y tiene la finalidad de detectar la llegada del pistón; cuando lo hace, le envía una señal al controlador para que comience el período.

7 Válvula Neumática: Esta válvula se conecta en la salida de la producción y es el dispositivo que realiza el cierre y la apertura del pozo, gobernada por el controlador electrónico

2.6.3 Problemas operacionales

En el sistema también se presentan problemas como:

- ✓ Roturas en el tubing (igualdad entre la presión de tubing y casing)
- ✓ Pérdidas en válvula neumática originadas por erosión del asiento.
- ✓ No apertura de la válvula neumática por baja presión en el gas de instrumento a causa de la formación de hidratos o presencia de líquido.
- ✓ Mal funcionamiento en los sensores de presión.
- ✓ Problemas en el sensor de arribo, imposibilitando el comienzo del periodo debido a una no detección del pistón.
- ✓ No arribo del pistón por excesivo desgaste del mismo.
- ✓ Configuración incorrecta de las variables de operación.

2.6.4 Pozos actualmente intervenidos por el método de Plunger Lift.

En la tabla N° 6 se muestran los pozos operativos en el Campo Ancón por el sistema de levantamiento artificial por Plunger Lift.

POZOS OPERATIVOS POR EL MÉTODO DE PLUNGERT LIFT				
POZO	ZONA	SECCIÓN	POTENCIAL	CICLO
ANC0070	NORTE	73	3	6
ANC0099	NORTE	73	½	1
SANTA P0233	NORTE	SANTA PAULA	5	1
SANTA P0228	NORTE	SANTA PAULA	3	1

Tabla N° 6 Pozos operativos por el Método Plunger Lift- Diciembre 2012.

Fuente: Pacifpetrol

2.7 Producción por método de Levantamiento Artificial en el Campo.

En la tabla N° 7 se muestra la producción promedio al año 2012 de todos los sistemas de extracción empleados en el Campo Ancón. Para una mejor administración el Campo se divide en tres zonas y estas son: Zona Norte, Zona Sur , Zona Central.

CAMPO ANCÓN						
SISTEMA	NORTE	CENTRAL	SUR	PRODUCCIÓN BPPD	PORCENTAJE DE PRODUCCIÓN	TOTAL POZOS
BM	133	99	57	644,11	51,9%	289
SW	65	88	99	293,14	23,6%	252
HL	285	220	386	282,68	22,8%	891
GL	3	0	0	2,49	0,2%	3
PL	4	0	0	8,57	0,7%	4
FY	6	1	1	9,16	0,7%	8
SUBT TOTAL	496	408	543	1240,16	100,0%	1447
PT	597	428	409			1434
TOTAL DE POZOS	1093	836	952	1240,16	100,0%	2881

Tabla N° 7. Producción promedio diaria del Campo Ancón, año 2012.

Fuente: Pacifpetrol.

En la siguiente figura N°14, se muestra la producción del Campo Ancón de acuerdo a los métodos de levantamiento artificial. La mayor producción de petróleo es por el método de Bombeo Mecánico, como podemos observar tiene 50% de producción diaria.

En la siguiente figura N°14, se halla graficado el resumen de la Tabla N° 7.

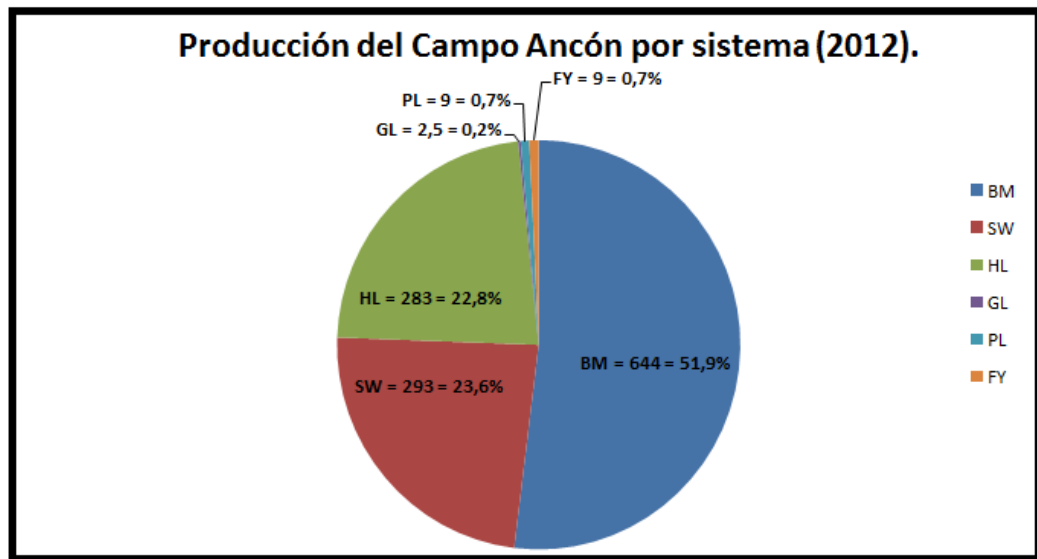


Fig. 14. Producción porcentual del Campo Ancón.
Fuente: Pacifpetrol.

CAPÍTULO III

CONSIDERACIONES PARA SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

3.1 Descripción.

Cuando los reservorios no tienen la presión suficiente para levantar los fluidos producidos desde el fondo de los pozos hasta la superficie, las compañías buscan alternativas de levantamiento artificial. En ciertas ocasiones se acostumbra a estudiar las condiciones de cada pozo, para luego, recomendar qué tipo de levantamiento artificial es el más apropiado. Pero, en la mayoría de casos de la vida práctica, el objetivo es buscar pozos cuyas condiciones permitan aplicarles un sistema de Levantamiento Artificial específico, que ya fue predeterminado por la compañía. Este es el caso del presente estudio de optimización. *La mejor opción a utilizar en una campaña de optimización de sistemas en el Campo Ancón es el Bombeo Mecánico debido a la amplia experiencia mecánica, operativa, logística y gerencial.*

Son muchas las condiciones que se deben estudiar antes de recomendar la implementación de un SLA para un determinado pozo. A continuación se detallan varias de ellas clasificadas de acuerdo a su naturaleza:

3.2 Características del pozo.

Entre las características de los pozos constan los rangos de profundidad, diámetros de casing entre otros, con esta información se puede obtener el rendimiento o la capacidad de fluido que contiene el pozo en sus instalaciones de fondo.

3.2.1 Rangos de profundidad.

La profundidad de un pozo puede constituirse como una limitante en la aplicación de ciertos sistemas. Aunque, en la actualidad la tecnología ha ampliado el espectro de aplicación de todos los SLA, todavía existen restricciones para los casos de Bombeo Cavity Progresiva y Bombeo Mecánico. En todo caso, conociendo que la profundidad de los pozos productivos del Campo Ancón no supera los 5000 ft y que los requerimientos de producción son bajos, la profundidad no es un problema y cualquier SLA (Bombeo Mecánico, Bombeo Cavity Progresiva ,Bombeo Electrosumergible, Bombeo Hidráulico, Gas Lift o Plunger Lift) se podría aplicar si solo considera la variable “profundidad” .

3.2.2 Desviación de pozos.

Los pozos desviados generan problemas de operación para los SLA que emplean sartas de varillas como elemento de transmisión de movimiento entre el equipo de superficie y el equipo de subsuelo. Desviaciones mayores a 15° por cada 100 ft causan severo desgaste de varillas y desembocan en problemas de taponamiento, embastonamiento de bombas de subsuelo y rotura de tubería.

Los pozos del Campo Ancón, salvo mínimas excepciones, fueron perforados verticalmente, por esta razón la limitante desaparece y se pueden aplicar todos los sistemas (Bombeo Mecánico, Bombeo Cavity Progresiva, Bombeo Electrosumergible, Bombeo Hidráulico, Gas Lift o Plunger Lift).

3.2.3 Diámetros de casing.

Los diámetros de casing reducidos son un problema cuando se requiere bombas de gran capacidad para producir mucho fluido.

En el Campo Ancón se conoce que el límite máximo de producción de un pozo es de 100 BPD (agua+petróleo), por lo que las bombas a utilizar siempre tendrán diámetros convencionales.

3.3 Características del fluido.

Es muy importante saber el comportamiento de un fluido del yacimiento, para definir el material del equipo a utilizar a fin de adoptarlo convenientemente a su operación del campo. Al respecto, debemos tomar en cuenta las respectivas características, como presencia de sólidos o fluidos viscosos que a continuación se definen cada una de ellas:

3.3.1 Fluidos viscosos

La baja viscosidad del petróleo producido en el Campo Ancón nos permite concluir que no habrá problemas para el funcionamiento de ningún SLA.

3.3.2 Presencia de sólidos, arenas o sal libre

Los sólidos pueden generar efectos indeseables en la bomba, llegando al punto de paralizar el movimiento del pistón en el barril y, a su vez, crear incrementos de esfuerzos en sartas de varillas.

La presencia de arena ocasiona un rápido desgaste, provocando un daño permanente en la bomba.

La experiencia en el Campo nos indica que menos del 10% de pozos tienen problemas de depositación de sólidos en bombas y en el ingreso de fluido hacia el tubing.

En los pozos con producción de sólidos no se podrá aplicar Bombeo Electrosumergible, y Bombeo Hidráulico Reciprocante; a su vez, se tendrá problemas para Bombeo Mecánico, Bombeo Hidráulico Jet y Gas Lift.

En todo caso, el Campo cuenta con unidades de pulling que inmediatamente estarían disponibles para realizar servicios en los pozos y solucionar tales problemas.

3.3.3 Fluidos parafínicos

Los fluidos parafínicos en el reservorio reducen la permeabilidad de la roca y obstruyen el paso del crudo en la cara de la formación.

Dichos fluidos parafínicos en el pozo causan daños al equipo de subsuelo y reducen el diámetro efectivo de las tuberías de producción en las facilidades; sin embargo, en estos casos, no son un gran problema porque su presencia en el campo es mínima.

La experiencia en el Campo Ancón nos indica que menos del 5% de los pozos que, actualmente, trabajan con bombeo mecánico tienen problemas de depositación de parafina.

En todo caso, el campo cuenta con unidades de pulling y puede realizar tratamientos parafínicos con aceite caliente para solucionar los problemas.

Si se encontraran pozos parafínicos, no se podría aplicar, ni Bombeo Cavitación Progresiva, ni Bombeo Electrosumergible; las opciones, en este caso, serían Bombeo Mecánico, Bombeo Hidráulico, Gas Lift o Plunger Lift.

3.3.4 Fluidos corrosivos y escalas

Como los fluidos corrosivos en el Campo Ancón no existen, cualquier SLA se podría aplicar si se considera solo ese parámetro.

Las depositaciones de escala en bombas de subsuelo en el Campo Ancón se da en un número muy reducido de pozos y después de largos períodos sin intervenciones de pulling.

3.4 Características del yacimiento.

Las características que se presentan en un yacimiento, tales como: volumen total de fluido, producción de gas, y temperatura, nos sirven para estimar la aplicación de un sistema de extracción. A continuación se describe lo mencionado anteriormente.

3.4.1 Limitación de sumergencia en la bomba

Es de vital importancia el aporte del fluido del yacimiento. Un pozo de nivel corto (baja presión de fondo) no es recomendable para ningún sistema de extracción con excepción de Swab. El Bombeo Mecánico requiere menores presiones de intake y niveles de sumergencia respecto a todos los otros sistemas.

Esta condición convierte al Bombeo Mecánico como la opción más atractiva en el Campo Ancón si se toma en cuenta que la baja presión de los reservorios permitirá alcanzar niveles dinámicos y estáticos bastante bajos en los pozos.

3.4.2 Manejo de gas

Siempre que se extrae petróleo, se producen también fluidos asociados como el agua y el gas, Por lo tanto, al disminuir la presión en el fondo del pozo, mayor cantidad de gas saldrá y, puede llegar a existir mayor volumen de gas que de líquido en la succión de la bomba de subsuelo. Bajo estas condiciones la eficiencia volumétrica de la bomba se ve severamente afectada. En el Campo Ancón la producción de gas no generaría mayores inconvenientes para la operación de ningún SLA.

Actualmente existen pozos con alta producción de gas > 20000 SCFD y GOR > 500 que operan sin mayores problemas por Bombeo Mecánico.

3.4.3 Limitaciones de temperaturas

La temperatura de fondo no es un problema que puede afectar a los equipos de subsuelo en el Campo Ancón. De todos modos, las bombas de subsuelo de Bombeo Mecánico soportan mayores temperaturas que cualquier otro tipo de bomba.

3.4.4 Limitaciones por altos volúmenes.

El aporte del fluido del yacimiento al pozo es un parámetro importante para tomar en cuenta al momento de elegir un SLA. Si se tuviera que levantar altos caudales de producción se debería elegir a sistemas como BCP, BES, Bombeo Hidráulico o Gas Lift.

Por tener bajos caudales de producción en el Campo Ancón, opciones como el Bombeo Mecánico, Plunger Lift o Inyección Intermitente de Gas Lift serían las más apropiadas.

3.5 Características operativas externas.

En este ítem se definen las características operativas que existen en el Campo Ancón para la evaluación de cambio de sistema.

3.5.1 Problemas climáticos.

Los fenómenos climáticos no generan dificultad en las operaciones que se realizan diariamente en el campo debido a que el clima es moderado.

3.5.2 Ubicación en zonas pobladas

Esta condición no dificulta el uso de ningún SLA debido que los lugares de implementación están en las secciones 66,67,74 y Tigre que son alejadas de cualquier asentamiento urbano.

3.5.3 Posibilidad de control de fallas.

En el Campo Ancón se cuenta con equipos para toma de niveles acústicos y cartas dinamométricas de bombas de subsuelo que proveen un análisis confiable de las fallas que se pueden producir solo en pozos de Bombeo Mecánico.

3.5.4 Experiencia operativa disponible en el Campo.

El personal operativo, técnico, de mantenimiento, de compras, de seguridad industrial e, incluso, de medio ambiente, está ampliamente familiarizado con el sistema de levantamiento por Bombeo Mecánico. Esta es la razón fundamental por la que se elegiría al Bombeo Mecánico, sobre cualquier otro SLA, como la mejor opción en una campaña de optimización.

3.5.5 Fuentes de energía.

Con excepción de Plunger Lift todos los SLA requieren de fuentes de energía externas para dar marcha a motores, compresores o bombas. Los principales tipos de energía son electricidad, gasolina, diesel, y gas. La realidad del Campo Ancón nos obliga a buscar alternativas baratas para la generación de energía. El gas producido en los pozos puede ser aprovechado directamente para mover motores a gas o indirectamente para generar electricidad, y mover motores eléctricos.

La principal limitante al utilizar motores eléctricos es la necesidad de tender líneas de transmisión.

Tomando en cuenta todo lo expuesto, los motores Arrow a combustión interna que se utilizan para las unidades de bombeo mecánico son la alternativa mas viable a utilizar en el Campo Ancón porque emplean el gas del pozo directamente. En caso de que los pozos no produzcan gas, se puede tender líneas de gas desde otros pozos o se puede utilizar tanques de gas que son llenados en la planta de gas natural vehicular del Campo a bajo costo.

3.5.6 Logística disponible en el campo.

Para la aplicación de ciertos sistemas como Gas Lift y Bombeo Hidráulico se necesita Compresores, bombas, manifolds de alta presión, líneas de inyección y líneas de producción, que la empresa no dispone. Para BCP o BES, se necesita energía eléctrica en cada pozo. El campo cuenta con balancines, tanques, cabezales, lubricadores, válvulas y otros equipos que se podrían utilizar para Bombeo Mecánico y Plunger Lift,

3.6 Ventajas y desventajas de Bombeo Mecánico

Hay dos premisas a tener en cuenta: a) Ningún sistema es capaz de cubrir todos los requerimientos simultáneamente; b) Como cualquier otro método de levantamiento artificial, el Bombeo Mecánico tiene sus ventajas y contras que son importantes cuando se determina que método de levantamiento se va a utilizar para una aplicación en particular.

El sistema de extracción por Bombeo Mecánico tiene las siguientes ventajas y desventajas.

Ventajas

- ✓ Diseño simple.
- ✓ Facilidad de cambiar la unidad de superficie entre pozos a un costo mínimo.
- ✓ Eficiencia aceptable y facilidad de operación en campo.
- ✓ Confiabilidad y bajo mantenimiento.
- ✓ Capacidad de bombear en pozos con baja presión de fondo.
- ✓ Tolerancia de altas temperaturas (crudos pesados y livianos).
- ✓ Capacidad de aplicar motores a gas o eléctricos.
- ✓ Facilidad de tratamiento de corrosión y escala.

Desventajas

- ✓ Capacidad de bombear caudales relativamente bajos.

- ✓ Problemas en pozos desviados mayor a 15°.
- ✓ Necesidad de gran espacio en superficie, no recomendable en plataformas costa afuera y locaciones urbanas.
- ✓ Baja tolerancia a la producción de sólidos.
- ✓ Baja eficiencia volumétrica en pozos con alta producción de gas.
- ✓ Susceptibilidad a la formación de las parafinas.
- ✓ Poca resistencia al contenido de H₂S.

3.7 Consideraciones de diseño de Bombeo Mecánico

Una vez bien definidas las profundidades, el nivel de fuido, las características de fluido (API, sólidos, escala, parafina), el aporte del yacimiento y, las profundidad de los punzados productivos, el Ingeniero de Petróleo, predice los requerimientos de:

- ✓ Carga
- ✓ Potencia del motor
- ✓ Contrabalance necesario
- ✓ Relaciones de esfuerzos
- ✓ Torque máximo en la caja reductora
- ✓ Tasa de producción esperada, etc.

Finalmente selecciona el equipo de subsuelo (bomba, varillas, y tubería) y el de superficie (Unidad de Bombeo Mecánico).

CÁPITULO IV

**SELECCIÓN DEL SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A UTILIZAR
EN EL PROYECTO DE OPTIMIZACIÓN.**

4.1 Descripción de condiciones de los pozos.

Una vez bien definidas las características de los pozos, fluidos, yacimiento y las condiciones operativas externas, se evaluó la factibilidad que tendría cada sistema para ser aplicado en el presente proyecto. A continuación se enumeran las limitantes que cada sistema tiene:

Bombeo por Cavidad Progresiva (BCP).

Las razones por las que no se eligió BCP son:

- En pozos parafínicos se tendría problemas.
- Falta de experiencia operativa en el Campo Ancón.
- No existe energía eléctrica para los motores de superficie; utilizar diesel sería muy costoso.

Bombeo Eléctrico Sumergible (BES).

Las razones por las que no se eligió BES son:

- Los niveles de sumergencia de la bomba serían demasiado bajos en todos los pozos.
- El volumen de producción total sería muy bajo en todos los pozos.
- En ciertos pozos podría haber presencia de sólidos o arenas que dañarían las bombas electrosumergibles.
- En ciertos pozos podría haber presencia de fluidos parafínicos
- El personal del campo no está familiarizado operativamente con el sistema.
- No existe energía eléctrica dentro del campo para poner en marcha las bombas.

Bombeo Hidráulico (BH).

El Bombeo Hidráulico no es recomendable para la implementación en el proyecto del Campo Ancón porque:

- Todos los pozos proporcionarían muy bajos niveles de sumergencia a las bombas.
- El volumen de producción total sería muy bajo en todos los pozos.
- El personal del campo no está familiarizado operativamente con el sistema.
- En el campo no se cuenta con separadores, bombas ni una serie de elementos específicos de alto costo que se requieren para poner en marcha un Sistema de Bombeo Hidráulico.

Plunger Lift (PL).

El sistema de Plunger Lift no se considera como una opción viable porque se requiere pozos que acumulen altas presiones de cabeza para su operación.

Gas Lift (GL).

A pesar de que existen pozos en el campo Ancón trabajando por Gas Lift, su implementación a gran escala en el proyecto se estima muy complicada porque se requeriría de plantas compresoras y líneas de inyección para gas a altas presiones, lo cual, sería muy costoso y tomaría mucho tiempo.

Bombeo Mecánico (BM).

El sistema de Bombeo Mecánico es el que mejor se acopla a la realidad del campo; su uso es común actualmente; y, su aplicación no se halla limitada por características de fluido, de pozo, del yacimiento o de la operación.

En la siguiente tabla se resume el proceso de selección para implementar en el proyecto. Para el efecto, se realizó un contraste individual de cada opción para el levantamiento artificial con la realidad del Campo Ancón. De este modo se determinó el SLA que mejor se acomoda a las condiciones del Campo. (Ver Tabla N° 8)

CONSIDERACIONES PARA SELECCIÓN DE UN MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	SITUACIÓN DEL CAMPO ANCÓN	BM	BCP	BES	BHJ	BHR	GL	PL
CARACTERÍSTICAS DEL POZO								
Rangos de profundidad.	100 - 5000 ft	0	0	0	0	0	0	0
Desviación de pozos.	0° (Pozos verticales)	0	0	0	0	0	0	0
Diámetros De Casing	4,5 - 16 pulg.	0	0	0	0	0	0	0
CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO								
Viscosidad	Baja	0	0	0	0	0	0	0
Presencia de sólidos arenas o sal libre	10% de los pozos	0	0	0	0	0	0	0
Fluidos parafínicos	5% de los pozos	0	0	0	0	0	0	0
Fluidos corrosivos y escalas	5% de los pozos	0	0	0	0	0	0	0
CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO								
Niveles de sumergencia de las bomba	Bajo	0	0	0	0	0	0	0
Producción de gas	Bajo a moderado	0	0	0	0	0	0	0
Temperatura de fondo	Baja	0	0	0	0	0	0	0
Volumenes de producción total	Bajos	0	0	0	0	0	0	0
CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS EXTERNAS								
Problemas climáticos.	No existen	0	0	0	0	0	0	0
Zonas pobladas	No existen	0	0	0	0	0	0	0
Posibilidad de control de fallas.	Solo para Bombeo Mecánico	0	0	0	0	0	0	0
Experiencia operativa disponible en el Campo.	Excelente para BM	0	0	0	0	0	0	0
Fuentes de energía	Gas de los pozos	0	0	0	0	0	0	0
Logística disponible	Solo para BM- PL	0	0	0	0	0	0	0
Sistemas aplicables	0							
Sistemas no aplicables	0							

Tabla N°8 Selección de sistema por levantamientos artificiales.
Realizado por: Jenny Guale.

4.1.1 Procedimiento para selección de pozos para cambio de sistema.

Los indicadores económicos que se manejan en la compañía ponen en evidencia que el costo por barril producido por Swab es mucho mayor al costo por barril producido por Bombeo Mecánico. A diferencia de los pozos de Herramienta Local, los pozos de Swab poseen tubería por lo que sería más barato instalar Bombeo Mecánico en pozos de Swab. Estas son las principales razones por las que se decide eliminar pozos de Swab cambiándolos a Bombeo Mecánico. Para elegir los pozos de Swab más idóneos a cambiar se llevó a cabo el siguiente procedimiento.

4.1.1.1 Restauraciones de nivel de fluido con muestreador.

Una vez determinado el pozo a estudiarse, se realiza una programación diaria para medir la profundidad de nivel de petróleo y agua dentro del pozo. (Ver Tabla N° 9)

 PACIFPETROL S.A. SEGUIMIENTO DE PRODUCCION - SWAB														PU PU PU PU PU PU PU PU PU PU PU PU PU PU PU																							
POZO	POTENCIAL	CICLO	BPPD	TD (PIES)	ACOPIO	ZONAS	TUBERIA	PROFUNDIDAD HERRAMIENTA	HERRAMIENTA	HORA	JORNADA	FECHA	AGUA	01-oct - sab	02-oct - dom	03-oct - lun	04-oct - mar	05-oct - mie	06-oct - jue	07-oct - vie	08-oct - sab	09-oct - dom	10-oct - lun	11-oct - mar	12-oct - mie	13-oct - jue	14-oct - vie	15-oct - sab	16-oct - dom	17-oct - lun	18-oct - mar	19-oct - mie	20-oct - jue	21-oct - vie	22-oct - sab	23-oct - dom	
ANCO064	2	6	0,33	1920	74	CENTRAL	23/8	1888,3	STVF	14:41	DIA	11-oct-12	0	D																							
ANCO065	4	7	0,57	2800	74	CENTRAL	23/8	2372,9	STVF	19:00	NOCHE	6-oct-12	0	N																							
ANCO084	3	7	0,43	2290	74	CENTRAL	23/8	1770,11	CRUCETA	9:08	DIA	6-oct-12	0	D																							
ANCO087	2	3	0,67	2150	74	CENTRAL	23/8	1868,2	STVF	15:57	DIA	11-oct-12	0	D																							
ANCO104	3	2	1,50	3050	74	CENTRAL	23/8	2804,1	ASIENTO	22:17	NOCHE	10-oct-12	0	N																							
ANCO120	4	4	1,00	2110	74	CENTRAL	23/8	1889,5	STVF	23:50	NOCHE	11-oct-12	2	N																							
ANCO144	2,5	2	1,25	3401	74	CENTRAL	23/8	2864	STVF	0:30	NOCHE	11-oct-12	1	N																							
ANCO145	3	8	0,38	2392	74	CENTRAL	23/8	2014,1	STVF	22:37	NOCHE	22-sep-12	L	N																							
ANCO146	2	2	1,00	3000	74	CENTRAL	23/8	2649,11	STVF	21:40	NOCHE	10-oct-12	0	N																							
ANCO150	5	20	0,25	3400	74	CENTRAL	23/8	2463,7	CRUCETA	5:12	NOCHE	11-sep-12	0	D																							
ANCO151	3	2	1,50	3248	74	CENTRAL	23/8	2932,8	STVF	21:15	NOCHE	10-oct-12	0	N																							
ANCO153	4	5	0,80	3271	74	CENTRAL	23/8	2360	STVF	14:51	DIA	11-oct-12	0	N																							
ANCO162	2,5	3	0,83	910	66	CENTRAL	23/8	906,2	STVF	22:40	NOCHE	11-oct-12	0	N																							
ANCO163	3	2	1,50	3200	66	CENTRAL	23/8	3105,6	ASIENTO	19:42	NOCHE	10-oct-12	L	N																							

Tabla N° 9 Calendario de Swab.

Fuente: Pacifpetrol.

El equipo de mediciones físicas, cumpliendo con la programación proporcionada por Ingeniería, realiza tomas periódicas en campo de la siguiente forma:

Se coloca un carrete con cabo en la llanta de una camioneta que actúa como malacate para bajar y subir el cabo.

Con el trípode se procede a ubicar en una posición céntrica del contrapozo para lograr estabilización. (Ver Fig. 15).



Fig. 15 Equipo de wire line
Fuente: Pacifpetrol

Se pasa la piola por una polea en el trípode; con ella se amarra un barrilito toma muestras y, se deja que la piola con el barril baje por gravedad dentro del pozo. La piola estará marcada para conocer la profundidad a la que detecte cualquier novedad. Si el barril chocara en su descenso con colapsos de casing, cambios de casing o nivel de fluido, se observará una perturbación en la polea del trípode. Una vez que se ha detectado nivel de fluido, el operador pone en marcha el carro para levantar el barril muestreador y observar el tipo de fluido que recupera. El proceso se repetirá cuantas veces sea necesario hasta determinar el nivel de petróleo, el contacto agua petróleo (si hubiere) y el fondo del pozo.

4.1.1.2 Construcción de curvas de restauración de nivel.

Después que el equipo de mediciones físicas haya realizado las tomas diarias de nivel de fluido, se recopilan los datos y mediante fórmulas se las convierte en volumen para generar tablas y gráficos que describen el comportamiento de afluencia de cada pozo.(Ver Tabla N°10 y Fig.16)

ANC0120 (4/4)									
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING 1	Φ CASING 2	NIVEL	CAP	Prof. Instalación	BLS	COMENTARIO
			in	in	ft	ft	ft		
11/06/2012	21:00	1	8,625	5,75	1800	1870	1890	5,1	Su máximo nivel es 210' = 9.6 bls. Normalmente, se recupera 4 bls cada 4 días pero para esta restauración se dejó al pozo durante 7 días y acumuló 9 bls. Se recuperó 9 bls por SW.
12/06/2012	21:00	2	8,625	5,75	1750	1870	1890	6,7	
13/06/2012	8:40	3	8,625	5,75	1720	1870	1890	7,6	
14/06/2012	20:10	4	8,625	5,75	1690	1870	1890	8,6	
15/06/2012	19:57	5	8,625	5,75	1670	1870	1890	9,2	
16/06/2012	19:40	6	8,625	5,75	1660	1870	1890	9,6	
17/06/2012	18:05	7	8,625	5,75	1660	1870	1890	9,6	

Tabla N° 10 Restauración de nivel de fluido.

Fuente: Pacifpetrol.

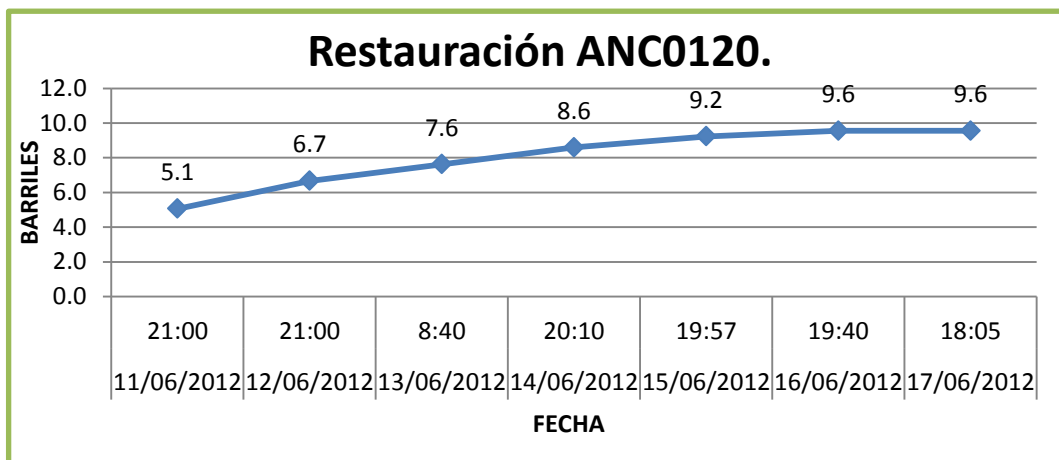


Fig. 16. Curva de restauración de nivel de fluido.

Fuente: Pacifpetrol

4.2 Condiciones de superficie.

En recorrido de campo, se verificaron las condiciones actuales de todos los pozos candidatos y se indentificaron los trabajos de acondicionamiento en cabezales y locaciones que se requieren para implementar Bombeo Mecánico.

4.2.1 Descripción de tipos y condiciones de cabezales.

El cabezal del pozo es el conjunto de válvulas y otros accesorios que conforman el equipo de superficie de los pozos.

Hay diferentes tipos, tamaños, series y marcas, y están diseñados para soportar las presiones máximas esperadas una vez concluida la perforación.

En el Campo Ancón se practica la medición de caudal de gas de los pozos con el fin de determinar aquellos que puedan ser captados para la producción de gasolina natural. El cabezal más apto para medición de caudales o implementación de Bombeo Mecánico debe estar herméticamente sellado y debe tener dos salidas de casing para en el futuro alimentar el motor de la Unidad Bombeo Mecánico y para poder despresurizar o captar el gas del pozo. (Ver Fig. 17).



Fig. 17 Tipo de cabezal apto para Bombeo Mecánico y captación de gas.

Fuente: Pacifpetrol.

En la Fig. N° 18, muestran los tipos de cabezales que pertenecen a pozos que son intervenidos por el método de Swab; en este caso, se observa en la figura una línea de gas que sale del cabezal debido a que este pozo alimenta gas al motor de un pozo cercano.



Fig. 18 Cabezales de pozos de SW.

Fuente: Pacifpetrol

En la Fig. 19, los pozos, ANC0194 y ANC0191, intervenidos por el método de extracción por Herramienta Local, se observa que se necesitaría fabricar y colocar cabezales herméticos con salidas y válvulas para poder implementar sistemas de Bombeo Mecánico.



Fig. 19 Cabezales de pozos de HL.
Fuente: Pacifpetrol.

4.2.2 Distancia a tanques o subestaciones.

Antes de seleccionar un pozo candidato se debe tomar en cuenta su situación geográfica con respecto a tanques o subestaciones existentes (Ver Fig. 20).



Fig. 20 Subestación
Fuente: Pacifpetrol.

La presión a la salida de la línea de producción depende del nivel de sumergencia de la bomba. Es bien conocido que en el Campo Ancón los niveles de sumergencia son bajos, por esta razón, se vuelve complicado llevar la producción de pozos de Bombeo Mecánico a tanques demasiado lejanos. En todo caso, se realizaron varios recorridos de campo para identificar los puntos de recolección más idóneos para los pozos en los que se implementará Bombeo Mecánico.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS TÉCNICO DE POZOS CANDIDATOS PARA CAMBIO DE SISTEMA.

5.1 Criterio inicial de selección de pozos.

Recapitulando lo antes mencionado, el SLA por Bombeo Mecánico fue escogido como la mejor opción para emprender una campaña de optimización. El siguiente reto consistiría en seleccionar aquellos pozos que reúnan las mejores condiciones para que se les aplique dicho SLA. Un grupo de pozos de Swab fueron elegidos inicialmente para ser estudiados porque tienen la ventaja de contar con tubería de producción, si se los compara con los de Herramienta Local. En resumen, el criterio inicial de los pozos candidatos objeto del estudio es el siguiente:

“Pozos actualmente en Swab, ubicados en la Zona Central del Campo Ancón, con producción mayor o igual a 3 bls por intervención y ciclo de trabajo mayor a 2 días. Se eliminó de la lista a los pozos ANCDD01, ANC0150, ANC0180 y ANC1949 por tener locación en malas condiciones, trabajar con nivel corto o por malas condiciones de casing.”

Aplicando el criterio inicial de selección a los pozos del Campo Ancón, se obtuvo el siguiente listado de pozos de los que fueron evaluados:

POZO	POTENCIAL	CICLO	INTERVENCIONES POR DÍA	BPPD	TD
	BLS	DÍAS			FT
ANC0065	4	7	0,14	0,57	2800
ANC0084	3	7	0,14	0,43	2290
ANC0120	4	4	0,25	1,00	2110
ANC0145	3	8	0,13	0,38	2392
ANC0153	4	5	0,20	0,80	3271
ANC0162	3	3	0,33	1,00	910
ANC0171	8	8	0,13	1,00	3382
ANC0173	8	4	0,25	2,00	3503
ANC0175	4,5	5	0,20	0,90	3500
ANC0301	6	8	0,13	0,75	1005
ANC0438	6	5	0,20	1,20	3493
ANC0558	10	4	0,25	2,50	4570
ANC0655	7	8	0,13	1,00	3425
ANC0663	3	6	0,17	0,50	3439
ANC0791	8	4	0,25	2,00	4850
ANC0793	4	2	0,5	2	4100
ANC0794	3	4	0,25	0,75	3800

POZO	POTENCIAL	CICLO	INTERVENCIONES POR DÍA	BPPD	TD
ANC0796	10	4	0,25	2,50	4489
ANC1242	4	3	0,33	1,33	5020
ANC1254	12	3	0,33	4,00	4750
ANC1256	3	3	0,33	1,00	3678
ANC1266	3	3	0,33	1,00	4946
ANC1273	4	5	0,20	0,80	4889
ANC1276	3	4	0,25	0,75	3691
ANC1288	6	8	0,13	0,75	4360
ANC1493	3,5	4	0,25	0,88	1013
ANC1552	6	3	0,33	2,00	1685
ANC1555	3	4	0,25	0,75	1873
ANC1648	5	7	0,14	0,71	5423
ANC1705	3	6	0,17	0,50	1417
ANC1715	7	4	0,25	1,75	4927
ANC1836	3	5	0,20	0,60	1250
ANC1884	4	4	0,25	1,00	4780
TIG0010	10	5	0,20	2,00	4002
TIG0030	5	4	0,25	1,25	4285
TIG0035	7	5	0,20	1,40	5904
TIG0045	12	4	0,25	3,00	3366
TIG0056	3	4	0,25	0,75	4256
TIG0058	3	4	0,25	0,75	4564
TIG0060	6	4	0,25	1,50	5013
TIG0062	4	3	0,33	1,33	4821

Tabla N° 11 Pozos actualmente operativos en Swab
Fuente:Pacifpetrol.

5.1.1 Análisis tipo para un pozo candidato seleccionado.

Todos los pozos del listado de la Tabla N°11 fueron objeto de estudio de restauración de nivel. Además, se realizaron inspecciones de campo para evidenciar las condiciones actuales de cabezal, la disponibilidad de gas en el pozo o en pozos cercanos, condiciones de acceso y locación y distancia a tanques o subestaciones existentes.

5.1.2 Análisis de curva de restauración de nivel

Zona: UNCE
Sección: 74

Pozo: ANC0175
Potencial /Ciclo: 4.5/5

ANC0175 (4.5/5)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING	NIVEL	CAP	Prof. Instalación	BLS	COMENTARIO
			in	ft	ft	ft		
24/07/2012	20:09	1	8,625	2370	2370	2370	0,0	Al 4° día ya alcanzó su máximo nivel (estático), 50' = 3.6 bls. El día 28 se interino el pozo recuperando 4 bls.
25/07/2012	19:10	2	8,625	2340	2370	2370	2,2	
26/07/2012	20:45	3	8,625	2330	2370	2370	2,9	
27/07/2012	19:35	4	8,625	2320	2370	2370	3,6	
28/07/2012	21:05	5	8,625	2320	2370	2370	3,6	
28/07/2012	20:20	0	8,625	2370	2370	2370	0,0	

Tabla N° 12 Resultados de restauración de nivel de un pozo seleccionado.
Fuente: Pacifpetrol

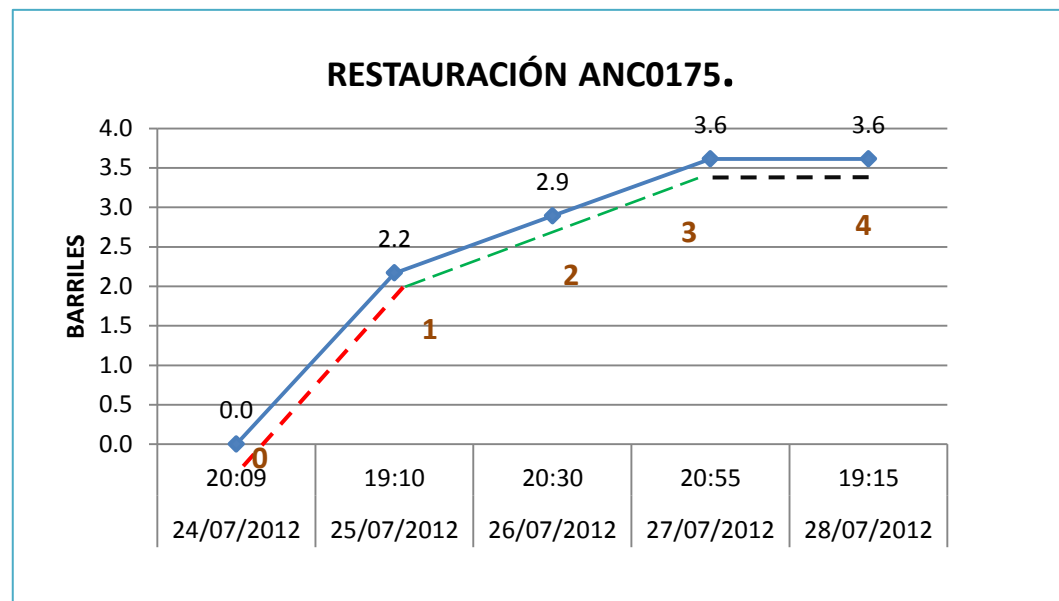


Fig. 21. Curva de restauración de un pozo seleccionado.
Fuente: Pacifpetrol

En la Fi. 21 se muestra el análisis de curva para un pozo factible de la sección 74; se trata del pozo: ANC0175 con potencial de 4.5 bls y su ciclo de 5 días actualmente operativo en Swab. En el análisis de una curva de restauración típica, se determina el punto de inflexión de la curva generada, que es el punto en el cual

la pendiente tiende a cero y se establece un máximo tiempo óptimo requerido para dejar al pozo en reposo, el cual, se conoce como tiempo óptimo de restauración.

En la primera medición realizada (punto 0), el pozo ha agotado nivel de fluido debido a que la unidad de Swab extrajo la totalidad de la columna de petróleo, es decir, en el punto 0. No se detecta nivel de fluido, solamente se topó el fondo de la instalación.

NL = profundidad de instalación – profundidad del tope de fluido.

$$NL = 2370 - 2370$$

$$NL = 0 \text{ pies.}$$

En la segunda medición (punto 1), el pozo ha recuperado nivel hasta 2340', es decir, que el nivel de fluido ha subido 30 pies desde el día anterior..

NL = Prof Inst – Prof NL_{fluido}.

$$NL = 2370 - 2340$$

$$NL = 30 \text{ pies.}$$

$$V \text{ bls} = \frac{NL * (\Phi_{csg})^2}{1028.512}$$

$$V \text{ bls} = \frac{30 * (8.625)^2}{1028.512} = 2.16 \text{ bls}$$

En la tercera y cuarta medición (puntos 2 y 3), el pozo continúa recuperando nivel. En la quinta medición (punto 4), el pozo ha alcanzado su máximo nivel de restauración (nivel estático); allí, su presión de fondo es igual a la presión hidrostática de la columna de fluido que es igual a 50' o 3.6 bls de petróleo.

La curva de restauración de nivel es una guía del comportamiento de cada pozo. En este caso la curva tiene un comportamiento positivo donde nos muestra una recuperación de nivel. En la tabla N°12, indica que el calendario establecido a este pozo, donde podemos observar que el término de la restauración es al 4 día y el volumen máximo de fluido es 3.6 bls de petróleo.

5.1.3 Análisis tipo para un pozo candidato no seleccionado.

La aplicación del sistema de extracción por Bombeo Mecánico en un pozo nuevo se ve limitada por:

- ✓ Bajos niveles estáticos de fluido.
- ✓ Zonas lejanas, de difícil acceso o locaciones problemáticas.
- ✓ Falta de gas en el pozo o pozos cercanos para alimentar motores.

En la siguiente tabla, se observa el seguimiento de restauración del pozo ANC0301.

Zona: UNC
Sección: 74

Pozo: ANC0301
Potencial /Ciclo: 6/8

ANC0301(6/8)									
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING	NIVEL	CAP	Prof. Instalación	BLS OIL	BLS AGUA	COMENTARIO
			in	ft	ft	ft			
03/10/2012	4:00	1	7,5	973	983	983	0,5	0,0	Para esta restauración se dejó que el pozo recupere su nivel por 5 días , por lo tanto alcanzo un nivel de 25' es decir 1,4 bls.
04/10/2012	4:35	2	7,5	968	978	983	0,5	0,3	
05/10/2012	1:30	3	7,5	963	978	983	0,8	0,3	
06/10/2012	00:10	4	7,5	958	978	983	1,1	0,3	
07/10/2012	2:50	5	7,5	953	978	983	1,4	0,3	

Tabla N° 13 Resultados de restauración de nivel de un pozo no seleccionado
Fuente: Pacifpetrol

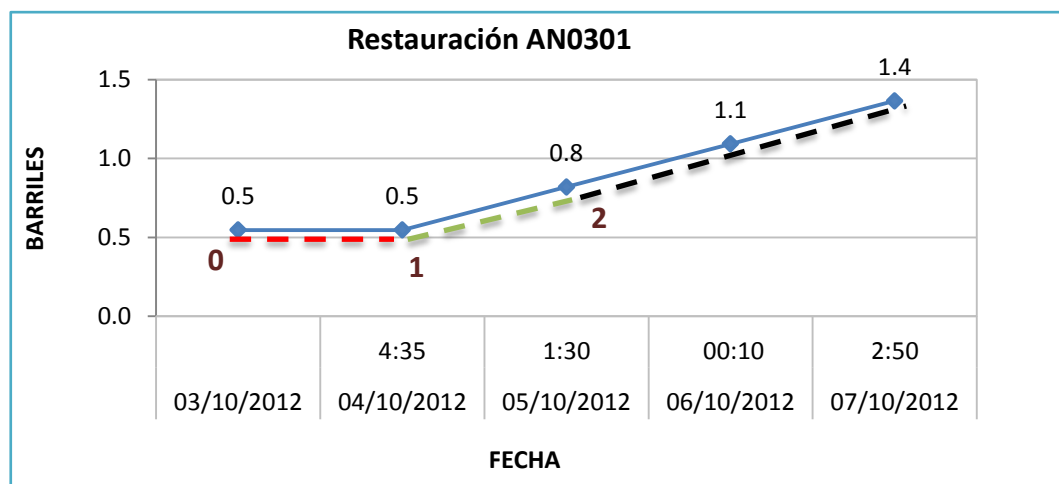


Fig. 22 Curva de restauración de un pozo no seleccionado.
Fuente: Pacifpetrol

En los puntos 0 y 1, el nivel de fluido en el pozo es mínimo debido a que la unidad de Swab extrajo la totalidad de la columna de petróleo.(Ver Fig. 22)

El pozo tiene una profundidad de instalación 983 pies, CAP: 983 y nivel del fluido 973' con un casing de 7 1/2" (Ver Tabla N°13).

El procedimiento de cálculo se muestra a continuación:

NL = profundidad de instalación – profundidad del tope de fluido.

$$NL = 983 - 973$$

$$NL = 10 \text{ pies.}$$

En el punto 2, el nivel de petróleo del pozo ha subido hasta 963' y el de agua a 978' es decir hay 15 pies de nivel de petróleo, y 5 pies de agua.

NL = Prof Inst – Prof NL_{CAP}.

$$NL = 983 - 978 = NL = 5 \text{ pies.}$$

$$V \text{ bls} = \frac{NL * (\Phi_{csg})^2}{1028.512}$$

$$V \text{ bls} = \frac{5 * (7.5)^2}{1028.512} = 0.3 \text{ bls de agua}$$

NL = Prof Inst – Prof NL_{petróleo}.

$$NL = 983 - 963 = NL = 20 \text{ pies.}$$

$$V \text{ bls} = \frac{NL * (\Phi_{csg})^2}{1028.512}$$

$$V \text{ bls} = \frac{20 * (7.5)^2}{1028.512} = 1.09 \text{ bls de agua}$$

En el 4° y 5° días de restauración, el nivel de fluido sigue subiendo, pero a tasas muy pequeñas, lográndose alcanzar un nivel máximo de 25 pies.

La recuperación de nivel es muy baja, por lo que, el pozo no se considera idóneo para bombeo mecánico.

5.2 Fórmulas para el cálculo de diseño de Bombeo Mecánico.

La norma estándar para el diseño de Bombeo Mecánico es API RP 11L, para el procedimiento de cálculo se requiere de los siguientes datos:

- Unidad de bombeo
- Longitud de carrera en superficie
- Combinaciones de varillas
- Profundidad de la Bomba
- Diámetro del pistón
- Velocidad de bombeo
- Gravedad específica del fluido
- Tubería de producción

5.3 Pasos para calcular: cargas, esfuerzos, potencia, contrabalanceo requerido y torque.

Para una bomba con pistón de 1.25 pulg, de diámetro y una combinación de 5/8" y 3/4" el método API sugiere las siguientes distribución por tamaño de varillas.

Porcentaje 5/8" : 37.3% (Ver Tabla 14, columna 10)

Porcentaje 3/4" : 62.7% (Ver Tabla 14, columna 9)

Si se requiere una profundidad de la bomba a 2240, ¿cuántos pies de varillas de 5/8 y 3/4, cada varilla: 25', necesito?

= (Profundidad de asiento de la bomba * porcentaje de tamaño de varillas

= (2240 x 37.3%) = 835 pies de varillas, 33 varillas 3/4"

= (2240x 62.7%) = 1400 pies de varillas, 56 varillas 5/8"

TABLA 14 DATOS DE BOMBA Y VARILLAS DISEÑO API RP11										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
VARILLA N°	DIÁMETRO PISTÓN, PULG D.	PESO VARILLAS LBS/PIE (Wr)	CONSTANTE ELÁSTICA PULG/LBS-PIE Er	FACTOR FRECUENCIA Fc	SARTA DE VARILLAS, % POR TAMAÑO					
					1 - 1/8"	1"	7/8"	3/4"	5/8"	1/2"
44	Todos	0.726	1.99×10^{-6}	1.000						100.0
54	1.06	0.908	1.668×10^{-6}	1.138					44.6	55.4
54	1.25	0.929	1.633×10^{-6}	1.140					49.5	50.5
54	1.50	0.957	1.584×10^{-6}	1.137					56.4	43.6
54	1.75	0.990	1.525×10^{-6}	1.122					64.6	35.4
54	2.00	1.027	1.460×10^{-6}	1.095					73.7	26.3
54	2.25	1.067	1.391×10^{-6}	1.061					83.4	16.6
54	2.50	1.108	1.318×10^{-6}	1.023					93.5	6.5
55	Todos	1.135	1.270×10^{-6}	1.000					100.0	
64	1.06	1.164	1.382×10^{-6}	1.229				33.3	33.1	33.5
64	1.25	1.211	1.319×10^{-6}	1.215				37.2	35.9	26.9
64	1.50	1.275	1.232×10^{-6}	1.184				42.3	40.4	17.3
64	1.75	1.341	1.141×10^{-6}	1.145				47.4	45.2	7.4
65	1.06	1.307	1.138×10^{-6}	1.098				34.4	65.6	
65	1.25	1.321	1.127×10^{-6}	1.104				37.3	62.7	
65	1.50	1.343	1.110×10^{-6}	1.110				41.8	58.2	
65	1.75	1.369	1.090×10^{-6}	1.114				46.9	53.1	
65	2.00	1.394	1.070×10^{-6}	1.114				52.0	48.0	
65	2.25	1.426	1.045×10^{-6}	1.110				58.4	41.6	
65	2.50	1.460	1.018×10^{-6}	1.099				65.2	34.8	
65	2.75	1.497	0.990×10^{-6}	1.082				72.5	27.5	

Fuente: Kermit E. Brown

TABLA 15 DATOS DE BOMBA Y VARILLAS DISEÑO API RPIIL										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
VARILLA N°	DIÁMETRO PISTÓN, PULG D.	PESO VARILLAS LBS/PIE (Wr)	CONSTANTE ELÁSTICA PULG/LBS-PIE	FACTOR FRECUENCIA Fc	SARTA DE VARILLAS, % POR TAMAÑO					
					1 - 1/8"	1"	7/8"	3/4"	5/8"	1/2"
65	3.25	1.574	0.930×10^{-6}	1.037				88.1	11.9	
66	Todos	1.534	0.883×10^{-6}	1.000				100.0		
75	1.06	1.566	0.997×10^{-6}	1.191			27.0	27.4	45.6	
75	1.25	1.604	0.973×10^{-6}	1.193			29.4	29.8	40.8	
75	1.50	1.664	0.935×10^{-6}	1.189			33.3	33.3	33.3	
75	1.75	1.732	0.892×10^{-6}	1.174			37.8	37.0	25.1	
75	2.00	1.803	0.847×10^{-6}	1.151			42.4	41.3	16.3	
75	2.25	1.875	0.801×10^{-6}	1.121			46.9	45.8	7.2	
76	1.06	1.802	0.816×10^{-6}	1.072			28.5	71.5		
76	1.25	1.814	0.812×10^{-6}	1.077			30.6	69.4		
76	1.50	1.833	0.804×10^{-6}	1.082			33.8	66.2		
76	1.75	1.855	0.795×10^{-6}	1.088			37.5	62.5		
76	2.00	1.880	0.785×10^{-6}	1.093			41.7	58.3		
76	2.25	1.903	0.774×10^{-6}	1.096			46.5	53.5		
76	2.50	1.934	0.764×10^{-6}	1.097			50.8	49.2		
76	2.75	1.967	0.751×10^{-6}	1.094			56.5	43.5		
76	3.75	2.039	0.722×10^{-6}	1.078			68.7	31.3		
76	3.75	2.119	0.690×10^{-6}	1.047			82.3	17.7		
77	Todos	2.224	0.649×10^{-6}	1.000			100.0			

Fuente: Kermit E. Brown

- **Peso total de varillas en el aire, W_r (Lbs).**

$$W = H \times W_r$$

H = Profundidad de asiento de la bomba (pies).

W = Peso total de varillas en el aire, (Lbs)

W_r = ver tabla 14 columna 3

- **Peso total de varillas en flotación, W_{rf} (Lbs).**

$$W_{rf} = W((1-0.128)(G))$$

G = Gravedad específica del fluido, adimensional.

- **La carga del fluido sobre la bomba (F_o),** depende de la gravedad específica del fluido (G), la profundidad de asentamiento (H),y el diámetro del pistón.

$$F_o = 0.340 \times G \times D^2 \times H$$

- El cálculo del **estiramiento de varillas (F_o/ S_{kr})**, es una de las relaciones claves para determinar una carta dinagráfica parecida. La constante elástica de la sarta de varillas (E_r) se obtiene de la tabla 12 columna 4, S ; Longitud de carrera en superficie (pulg).

$$E_r = 1127 \times 10^{-6} \text{ pulgs/ Lbs-pie}$$

Las propiedades de estiramiento total de la sarta de varillas, están relacionadas con su constante K_r , cuyo recíproco es ($1/K_r$) = $E_r \times L$

- **Carrera del pistón**

$$SP = S \times (F_o/S_{Kr})$$

- La otra relación importante es la velocidad de bombeo adimensional (N/N'_o). Este factor es el cociente entre la velocidad de bombeo y la

frecuencia natural de las varillas, la cual, indica la sarta de varillas sin fricción, si estuviera fija en el tope y libre en el fondo.

- **Frecuencia Natural**

$$N'_o = (245000/H) \times Fc \text{ (ciclos/minutos)}$$

Fc = Factor frecuencia (Ver Tabla N° 14 columna 5)

Fc > 1 (cuando se utiliza una combinación de diámetros de varillas)

En caso de utilizar varillas de un solo diámetro, la velocidad de bombeo adimensional sería: NB(Velocidad de bombeo).

$$\frac{N}{N'_o} = \frac{NB \times H}{245000}$$

En caso de utilizar varillas combinadas, la velocidad de bombeo adimensional sería:

$$\frac{N}{N'_o} = \frac{NB \times H}{245000 \times Fc}$$

En la Fig. 23 se muestra una gráfica que permite obtener una relación adimensional (F1/SKr), para calcular la carga máxima en la barra pulida, utilizando los factores adimensionales base conocida: (N/ N' o), y Fo/SKr.

Gráfica para calcular la carga máxima en la barra pulida

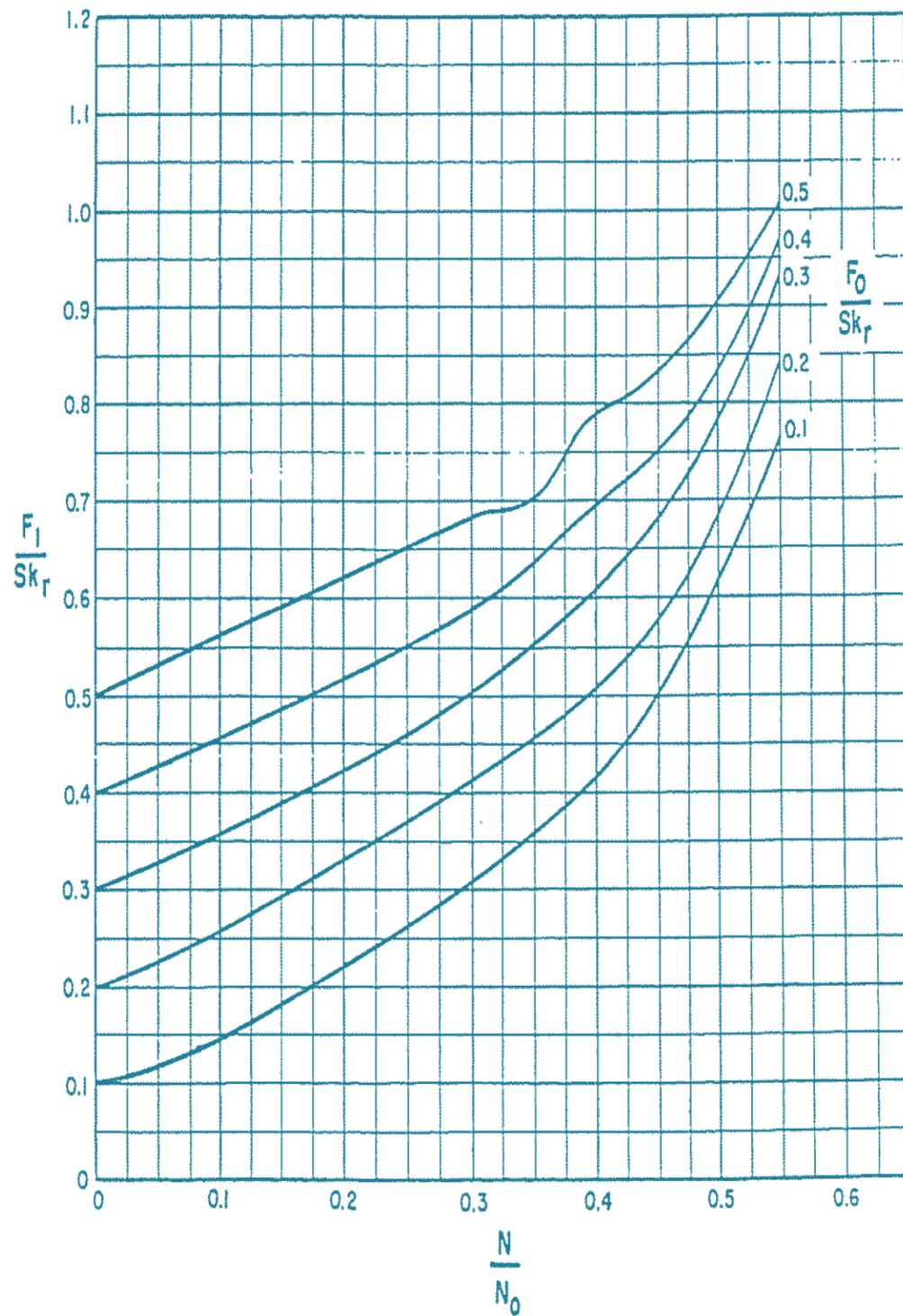


Fig. 23 Relación Adimensional (F_1 / SK_r)

Fuente: Kermit E. Brown

Para el calcular la cara mínima en la barra pulida (F_2/SK_r) utilizar la Fig. 24, utilizando los mismo factores base.

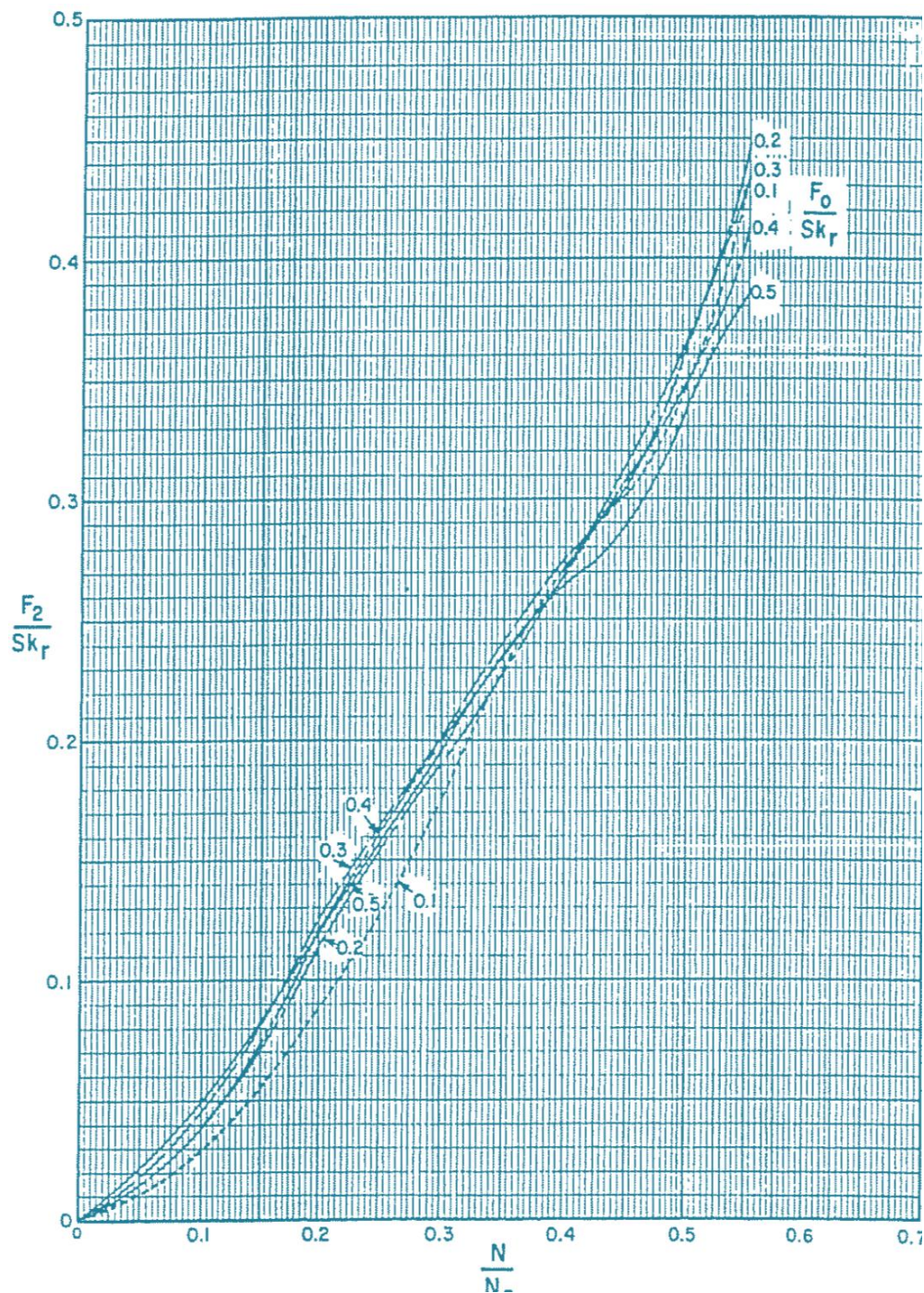


Fig. 24 Relación Adimensional (F_2/SK_r).

Fuente: Kermit E. Brown

El torque máximo en la carga de engranaje, es otro parámetro importante en la selección de la unidad de bombeo. La Fig. 25, muestra una gráfica para calcular una relación adimensional de torque ($2T/S^2 Kr$) usando los valores, también adimensionales, de velocidad y estiramiento de varillas, mencionados en los pasos anteriores.

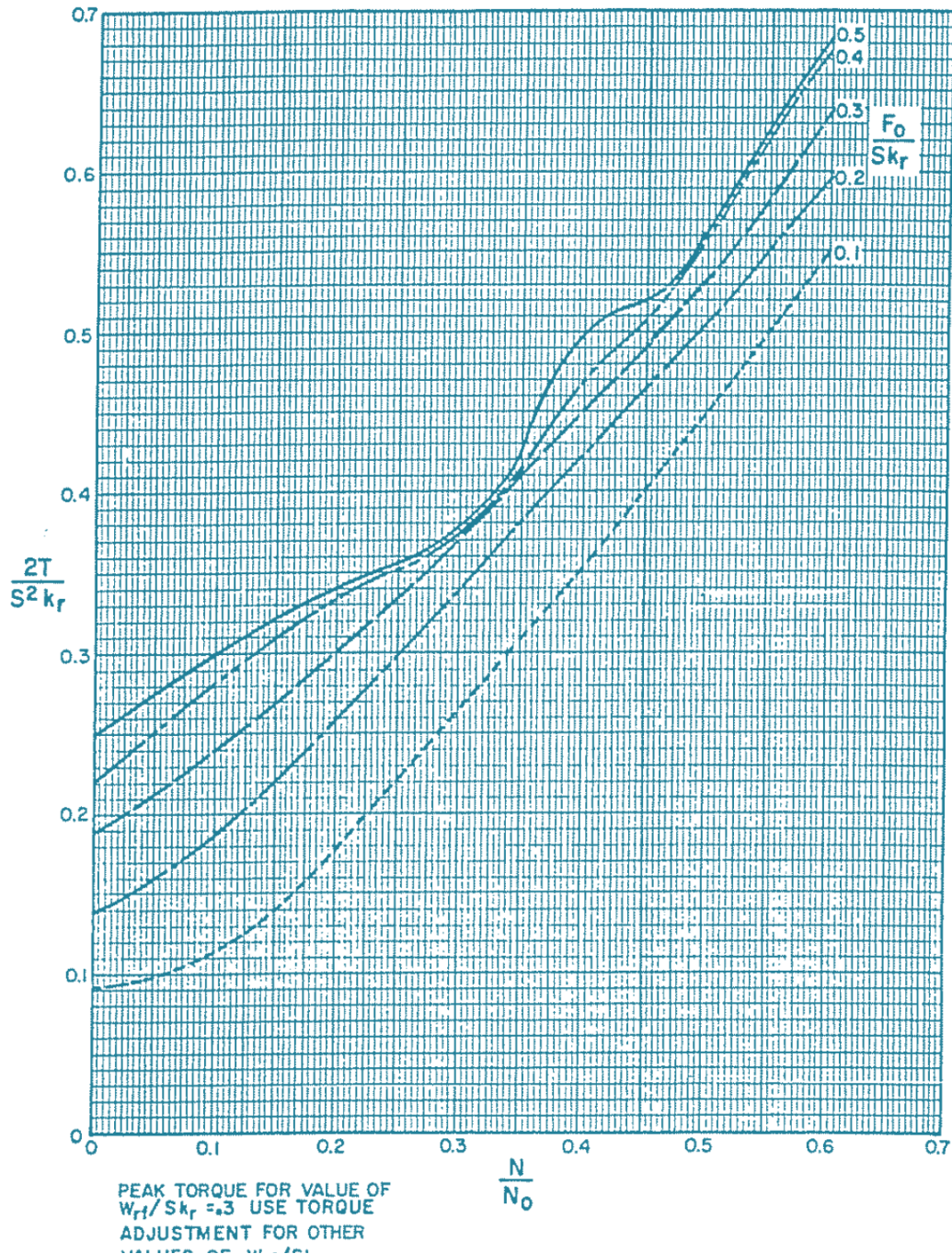


Fig. 25 Relación Adimensional ($2T/S^2 Kr$)

Fuente: Kermit E. Brown

Si el fluido del pozo bajo análisis es diferente a esta relación (W_{rf}/SK_r), es necesario hacer una corrección de torque, debido a que ($W_{rf}/SK_r \neq 0.3$) y se utiliza la Fig. 26

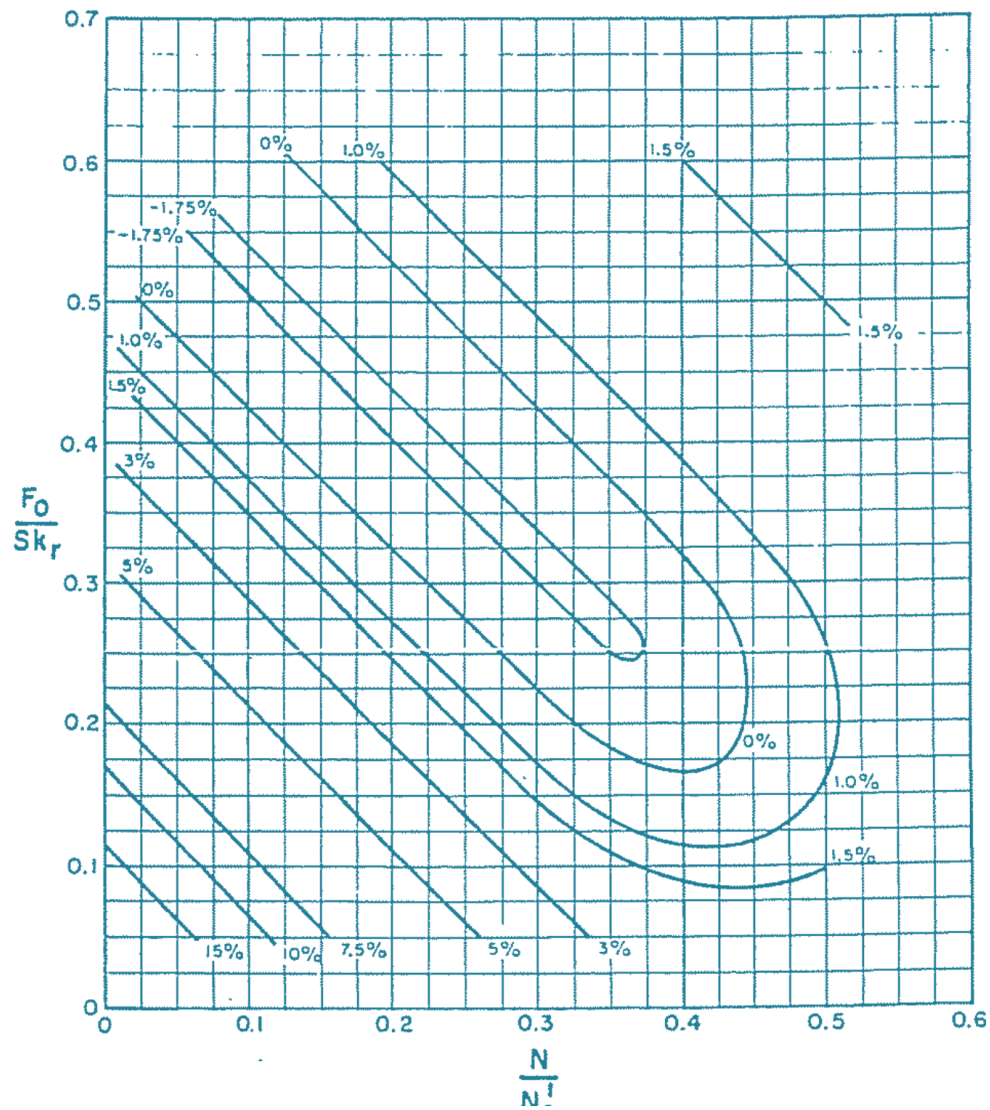


Fig. 26. Valor de ajuste (T_a) para corregir torque máximo (para $W_r/SK_r \neq 0.3$)

Fuente: Kermit E. Brown

Entonces el valor de ajuste (T_a) calculado es:

$$T_a = 1 + v \text{ tabla } \left(\frac{\frac{W_{rf}}{SK_r} - 0.3}{0.1} \right)$$

Torque máximo corregido es, PT

$$PT = (Ta)(T)$$

La cantidad de peso necesario para el **contrabalance de la unidad de bombeo**, también debe ser considerado en el diseño. El API , utilizan la siguiente ecuación para determinar el contrabalanceo efectivo (CBE);

$$CBE = 1.06(Wrf + 0.5F)$$

La potencia requerida para mover la carga en la barra pulida (PRHP) La relación adimensional ($F_3./Skr$) se obtiene de la Fig. 27 a través de la siguiente ecuación.

$$PRHP = (F_3./Skr) \times Skr \times S \times N \times 2.53 \times 10^{-6}$$

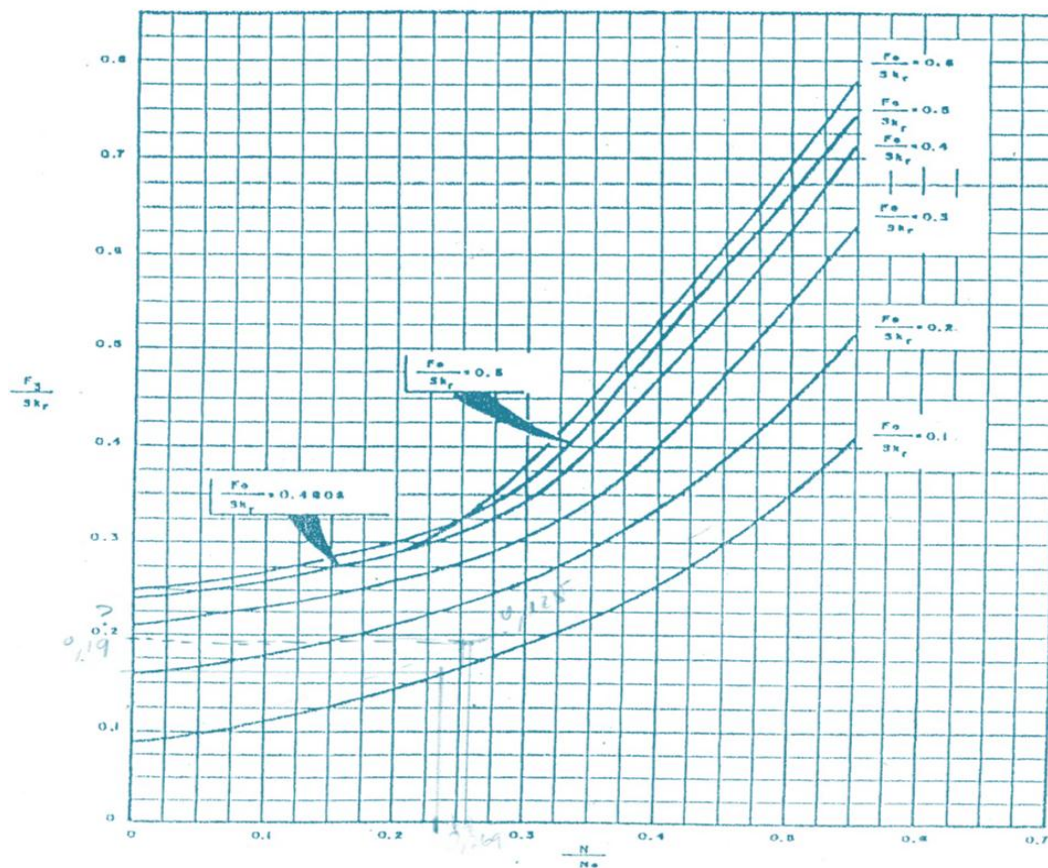


Fig. 27 Relación Adimensional ($F_3./Skr$), para calcular la potencia del motor.

Fuente: Kermit E. Brown

La carrera del pistón de la bomba de subsuelo, gobierna la tasa de producción, conjuntamente con la velocidad de bombeo, el tamaño de la bomba y la capacidad misma de producción del pozo. La relación (S_p/S), se obtiene de la Fig. 28

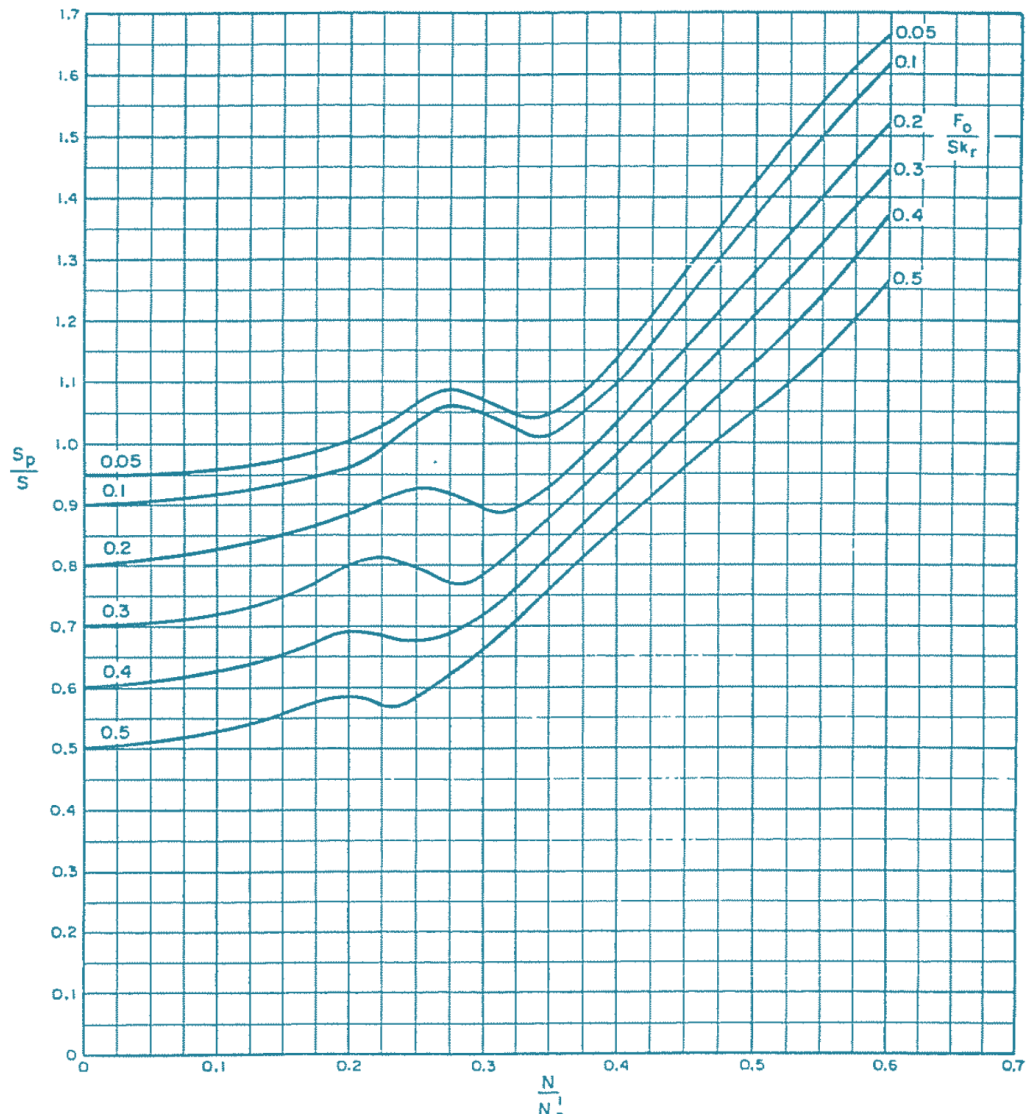


Fig. 28 Relación Adimensional (S_p/S). Gráfica para calcular la carrera efectiva del pistón

Fuente: Kermit E. Brown

El desplazamiento de la bomba es calculada por la siguiente ecuación:

N : Velocidad de la bomba

$$P = 0.1166 (D_p)^2 \times C_p \times N$$

5.4 Simulación e interpretación en Software QRod .

El diseño de Bombeo Mecánico puede ser interpretada mediante una simulación rápida y precisa utilizando el Software QRod; ingresando los parámetros: tipo del balancín, profundidad de la bomba, carrera del balancín, diámetro del pistón y otros parámetros necesarios, podemos tener como resultados: eficiencia de la bomba, porcentaje de varillas, carga de varillas ,capacidad mínima de potencia del motor, y potencia de la barra pulida. (Ver Figs. 29 y 30)



Fig. 29 Software QRod
Fuente: Pacifpetrol

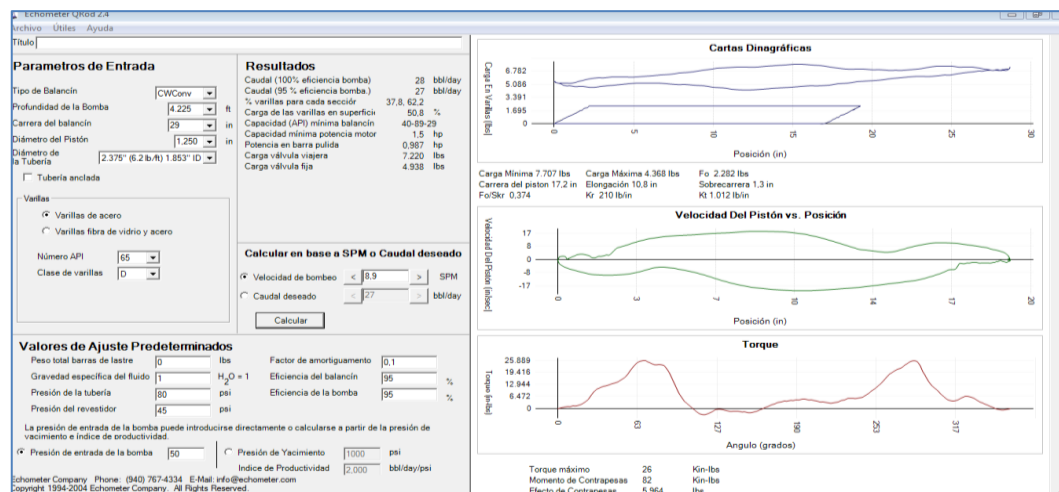


Fig. 30 Interpretación del Software QRod
Fuente: Pacifpetrol

5.5 Implementación del proyecto.

De los análisis técnicos se pudo identificar 22 pozos idóneos para aplicar Bombeo Mecánico (tabla N° 16).

POZOS SELECCIONADOS PARA CAMBIO DE SISTEMA														
POZO.	ACOPIO	ZONA	FORMACIÓN	MÉTODO	POTENCIAL	CICLO	RESTAURACIÓN máxima		FT NIVEL max (INSTA -NL)	Tubing	CSG	Coordenadas		MES
							BLS _o	BLS _w				X	Y	RESTAURACIÓN
ANC0655	66	Central	PB/ATLANTA	SW	4	4	7	0	100	2 3/8	8,625	519757	9743643	Mayo
ANC1256	67	Central	SANTO TOMAS	SW	3	3	5,1	0	145	2 3/8	6	523121	9743217	Mayo
ANC1552	Tigre	Central	CPB/PB/AT	SW	6	3	6,6	0	270	2 3/8	5	521495	9747023	Mayo
ANC0084	74	Central	ATLANTA	SW	3	7	3,7	0	80	2 3/8	6-8,625	517139	9742400	Junio
ANC0120	74	Central	ATLANTA	SW	4	4	9,6	0	230	2 3/8	5,75-8,625	517529	9742749	Junio
ANC0153	74	Central	PB/ATLANTA	SW	4	5	3,3	0	102	2 3/8	8,625	517618	9741717	Junio
ANC0171	74	Central	PB/ATLANTA	SW	8	8	6,5	0,4	95	2 3/8	8,625	518197	9742410	Julio
ANC0175	74	Central	PB/ATLANTA	SW	4,5	5	3,6	0	50	2 3/8	8,625	518260	9742202	Julio
ANC1273	67	Central	ST/ATLANTA	SW	4	5	3	0	100	2 3/8	5,5	522307	9743603	Julio
ANC1555	Tigre	Central	SO/CPB/PB	SW	3	4	2,2	0	90	2 3/8	5	521339	9747390	Julio
ANC1836	67	Central	SO/CPB	SW	3	5	4,9	0,7	230	2 3/8	5	520778	9744082	Julio
ANC1266	67	Central	ST/PB/AT	SW	3	3	5,9	0	200	2 3/8	5,5	522705	9743844	Agosto
ANC1295	67	Central	ST/PB/AT	SW	5	2	4,4	1,7	209	2 7/8	5,5	523145	9744633	Septiembre
ANC1288	67	Central	CPB/ST/PB/AT	SW	6	8	8,8	0	300	2 3/8	5,5	521499	9743909	Septiembre
ANC0173	74	Central	PB/ATLANTA	SW	8	4	5,2	0	160	2 3/8	5,758	517883	9742289	Octubre
TIG0048	Tigre	Central	CPB/PB/AT	SW	3	2	3,3	0	45	2 3/8	8,625	522242	9746283	Octubre
ANC0796	Tigre	Central	CPB/ST/AT	SW	9	4	7,1	3,8	230	2 3/8	7	521069	9747258	Octubre
TIG0030	Tigre	Central	SO/CPB/PB/AT	SW	5	4	1,7	9,6	265	2 3/8	6,625	522378	9746241	Octubre
ANC0558	67	Central	ST/PB/AT	SW	10	4	7,1	10,9	380	2 3/8	7	521591	9745320	Diciembre
ANC1276	67	Central	ST/ATLANTA	SW	3	4	9,6	0	75	2 3/8	11,5	521178	9743279	Diciembre
TIG0012	Tigre	Central	PB/ATLANTA	SW	3	2	7,6	0,7	115	2 3/8	8,625	521631	9745930	Diciembre
TIG0025	Tigre	Central	PB/ATLANTA	SW	4	2	9,6	0	225	2 3/8	6,625	522297	9746033	Diciembre

Tabla N° 16 Tabla de resultados de pozos seleccionados para cambio de sistema.

Elaborado por: Jenny Guale

5.6 Mapas de ubicación de los pozos seleccionados

Como se puede ver en los siguientes mapas, se seleccionó 1 pozo de la sección 66, 8 pozos de la sección 67 y 6 pozos de la sección 74 y, 7 pozos de la sección Tigre.



Fig. 31 Mapa sección 66

Elaborado por: Jenny Guale R. /Geographix.

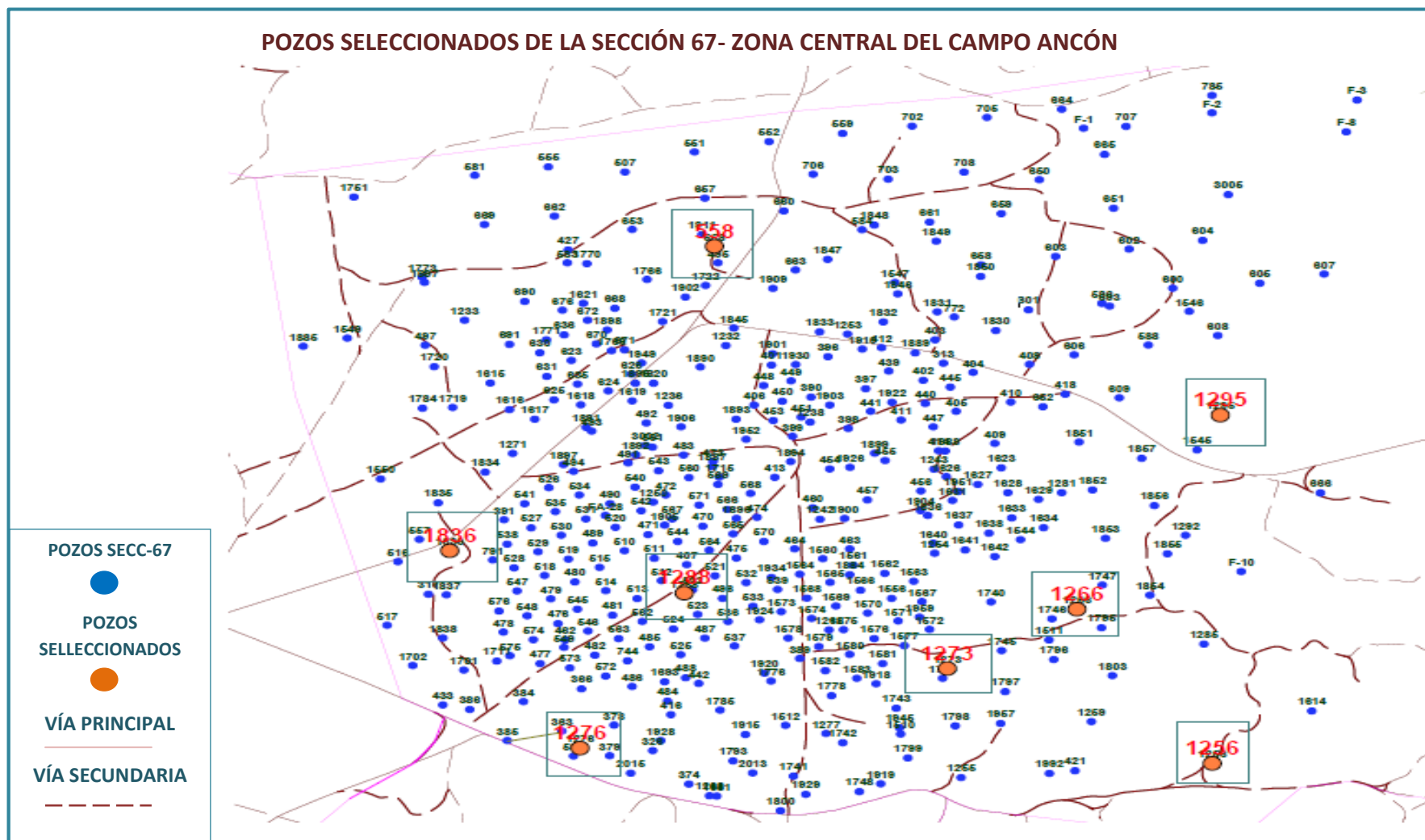


Fig. 32 Mapa sección 67

Elaborado por: Jenny Guale R. /Geographix.



Fig. 34 Mapa sección Tigre

Elaborado por: Jenny Guale R. /Geographix

5.7 Plan de implementación del proyecto.

La implementación del proyecto tomará 6 etapas, de 1mes cada una; cada etapa comprende las instalaciones de superficie y subsuelo para bombeo mecánico en un grupo de pozos y la puesta en marcha de 1 balancín y 1 carreta de recolección. Como se dijo anteriormente, se ha logrado seleccionar 22 pozos que alcanzarían para las 4 primeras etapas, faltarían 14 pozos más que se incluirían en 2 etapas finales. En la Tabla N° 17 se muestra los pozos seleccionados y en cuál etapa del proyecto entrarían.

POZOS	PROF NL Fluido	BALANCINES			
		ETAPA 1	ETAPA 2	ETAPA 3	ETAPA 4
SECCIÓN 66					
ANC0655	2240			3	
SECCIÓN 67					
ANC1256	2563,8	1			
ANC1273	2921	1			
ANC1836	1196,5			3	
ANC1266	3775	1			
ANC1295	3117,7	1			
ANC1288	3683,8	1			
ANC0558	3915			3	
ANC1276	2335			3	
SECCIÓN 74					
ANC0084	1770,11		2		
ANC0120	1889,9		2		
ANC0153	2360		2		
ANC0171	2218,6		2		
ANC0175	2372,1		2		
ANC0173	2953,8		2		
SECCIÓN TIGRE					
ANC0796	3890,6				4
ANC1552	1600,7				4
ANC1555	1546,8				4
TIG0012	3236,1			3	
TIG0025	2502,9				4
TIG0030	2146,3				4
TIG0048	2904,8				4

Tabla N° 17. Cronograma para ejecución del proyecto.

Elaborado por: Jenny Guale.

5.7.1 Mapa para el plan de implementación del proyecto en etapas.

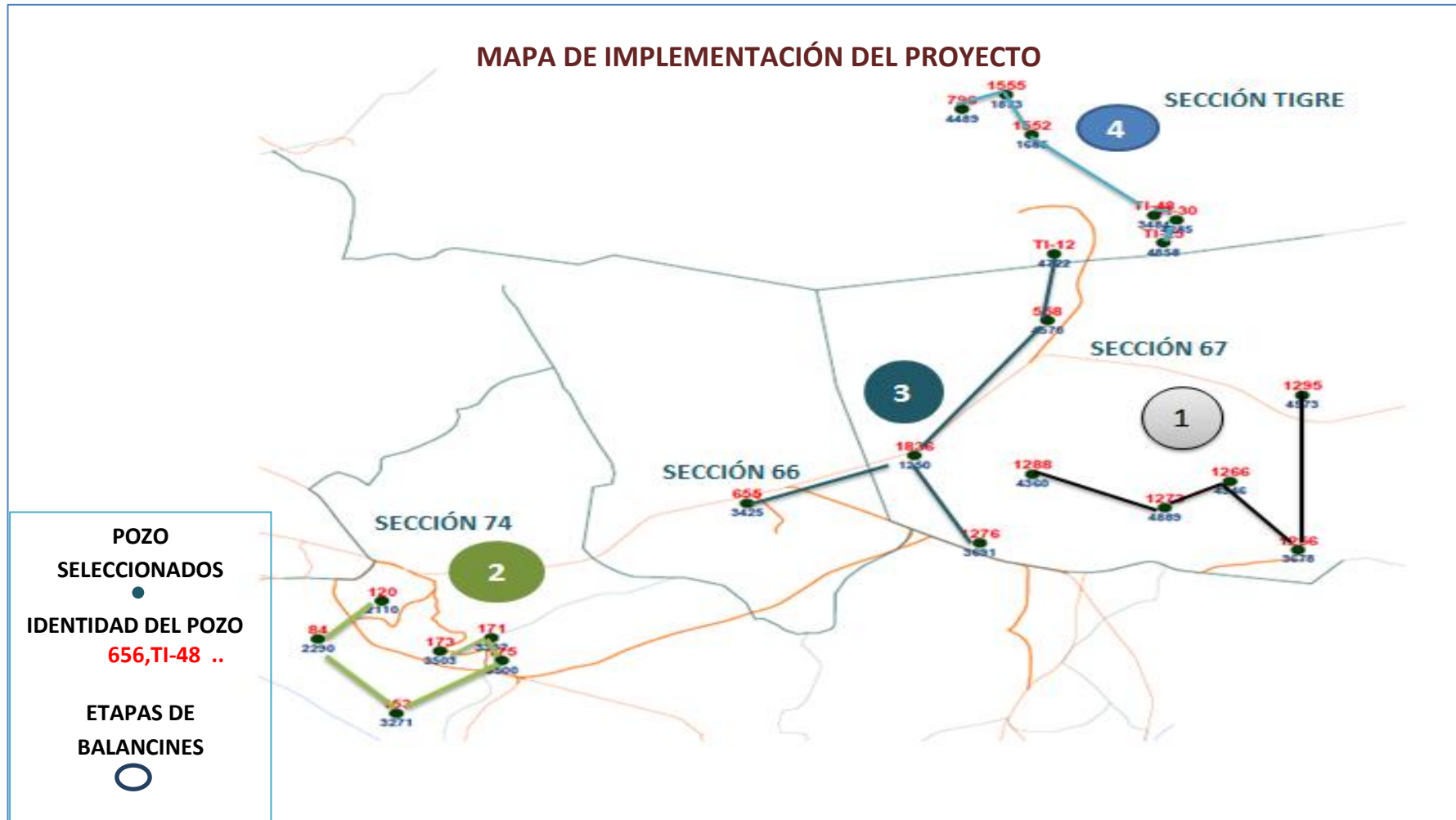


Fig. 35 Mapa de implementación del proyecto.

Elaborado por: Jenny Guale R. /Geographix.

Etapa 1.- Primer balancín portátil a trabajar con 5 pozos de la sección 67 con rangos de profundidad de 2500 a 3700' .

Etapa 2. Segundo balancín portátil a trabajar con 6 pozos de la sección 74 con rangos de profundidad de 1700 a 2900'.

Etapa 3. Tercer balancín portátil a trabajar con 1 pozo de la sección 66, 3 pozos de la sección 67 y 1 de la sección Tigre con rangos de profundidad de 1200 a 3800'.

Etapa 4. Cuarto balancín portátil a trabajar con 6 pozos de la sección Tigre con rangos de profundidad de 1600 a 3900'.

CAPÍTULO VI
ANÁLISIS ECONÓMICO.

6.1 Procedimiento para Análisis Económico.

En el presente estudio hay que recalcar que el proyecto para Optimización de Sistemas de Extracción no es productivo ni de desarrollo. El objetivo del proyecto es generar una corriente futura de ahorros, y no, precisamente, de ingresos.

Partiendo de esa premisa, para realizar una evaluación económica efectiva, se requiere plantear dos escenarios:

El escenario 1, que mostraría el desempeño económico de la compañía hacia un tiempo futuro sin implementar el proyecto, es decir, si las actividades continuaran tal como están, sin realizar inversiones ni cambios.

El escenario 2, que mostraría el desempeño económico de la compañía hacia un tiempo futuro si se realizaran todas las inversiones requeridas para llevar a cabo al proyecto, con los consiguientes ahorros en gastos operativos por Swab e incrementos en gastos operativos por Bombeo Mecánico.

El objetivo final del análisis económico sería generar dos flujos de caja, uno sin implementar el proyecto y otro implementando el proyecto, para compararlos y determinar si se da un beneficio económico y en qué tiempo.

En la Fig. 36 se muestra de forma esquematizada el procedimiento utilizado para evaluar la Factibilidad Económica del Proyecto.

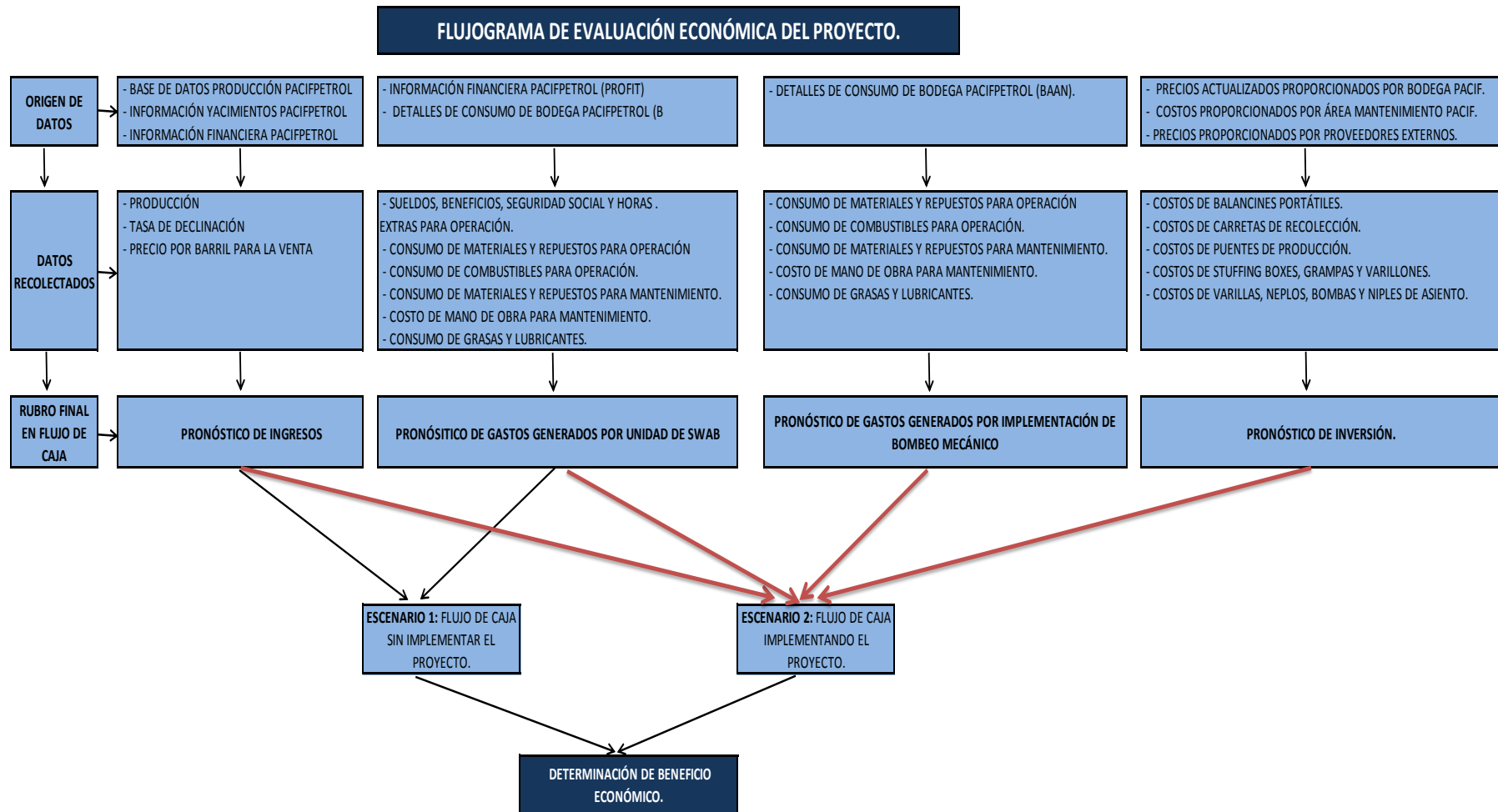


Fig. 36 Flujograma de evaluación económica del proyecto.

6.2 Pronóstico de Ingresos.

El pronóstico de ingresos se hizo asumiendo que la producción inicial de los pozos que entrarían en el proyecto es de 50 BPPD o 1500 BPP/mes. A esta producción se le aplicó una tasa de declinación de 0.25% mensual (declinación normal del campo) y se la proyectó a 48 meses. Por último, se multiplicó la proyección mensual en barriles estimada en 60 dólares que el Estado le paga a la Empresa por cada barril producido; así, se obtuvo el ingreso mensual respectivo. (Ver Tabla N° 18).

PERÍODO	PRODUCCIÓN DIARIA BPD (Declinación 0,25% mensual)	PRODUCCIÓN MENSUAL BPD (Declinación 0,25% mensual)	INGRESOS
1	50	1.500,00	90.000,00
2	49,88	1.496,25	89.775,00
3	49,75	1.492,51	89.550,56
4	49,63	1.488,78	89.326,69
5	49,50	1.485,06	89.103,37
6	49,38	1.481,34	88.880,61
7	49,25	1.477,64	88.658,41
8	49,13	1.473,95	88.436,76
9	49,01	1.470,26	88.215,67
10	48,89	1.466,59	87.995,13
11	48,76	1.462,92	87.775,14
12	48,64	1.459,26	87.555,71
13	48,52	1.455,61	87.336,82
14	48,40	1.451,97	87.118,48
15	48,28	1.448,34	86.900,68
16	48,16	1.444,72	86.683,43
17	48,04	1.441,11	86.466,72
18	47,92	1.437,51	86.250,55
19	47,80	1.433,92	86.034,93
20	47,68	1.430,33	85.819,84
21	47,56	1.426,75	85.605,29
22	47,44	1.423,19	85.391,28
23	47,32	1.419,63	85.177,80
24	47,20	1.416,08	84.964,85
25	47,08	1.412,54	84.752,44
26	46,97	1.409,01	84.540,56
27	46,85	1.405,49	84.329,21
28	46,73	1.401,97	84.118,39
29	46,62	1.398,47	83.908,09
30	46,50	1.394,97	83.698,32
31	46,38	1.391,48	83.489,07
32	46,27	1.388,01	83.280,35
33	46,15	1.384,54	83.072,15
34	46,04	1.381,07	82.864,47
35	45,92	1.377,62	82.657,31
36	45,81	1.374,18	82.450,66
37	45,69	1.370,74	82.244,54
38	45,58	1.367,32	82.038,93
39	45,46	1.363,90	81.833,83
40	45,35	1.360,49	81.629,24
41	45,24	1.357,09	81.425,17
42	45,12	1.353,69	81.221,61
43	45,01	1.350,31	81.018,55
44	44,90	1.346,93	80.816,01
45	44,79	1.343,57	80.613,97
46	44,67	1.340,21	80.412,43
47	44,56	1.336,86	80.211,40
48	44,45	1.333,51	80.010,87

Tabla N° 18 Pronóstico de Ingresos.
Elaborado por: Gual Ricardo Jenny.

6.3 Pronóstico de Inversiones.

Se considera inversión a todos aquellos desembolsos necesarios para crear la infraestructura.

En la Tabla N°19 se muestra el listado general de inversiones en equipos y materiales de superficie y subsuelo para la instalación de Bombeo Mecánico en 36 pozos de SW.

Tabla 19. Listado De Inversiones

Proyecto: "Ahorro Operativo"

Área: Zona Central del Campo Ancón

Proyecto: Cambio de sistema Swab a Bombeo Mecánico.

Pozos: Inversión para 36 pozos.

COSTO DE INVERSIÓN DEL PROYECTO	637648,43
--	------------------

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	CANTIDAD	PRECIO TOTAL	FUENTE DE INFORMACIÓN
EQUIPO DE SUPERFICIE					
Balancin portatil	und	23000	6	138000,00	Mantenimiento
Carreta de almacenamiento	und	10000	6	60000,00	Mantenimiento
Puente de producción	und	700,35	36	25.212,69	Mantenimiento
Stuffing box	und	600	36	21600,00	Consulta de stok de bodega
Grampa	und	500	36	18.000,00	Consulta de stok de bodega
				\$	262.812,69

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	CANTIDAD	PRECIO TOTAL	FUENTE DE INFORMACIÓN
EQUIPO DE FONDO					
Asiento 2 3/8" , 8RD, EUE,bomba de subsu	und	121,67	36	4.380,12	Consulta de stok de bodega
Tub perforado + tapón 2 3/8" x 8H	und	98,72	36	3.553,92	Consulta de stok de bodega
bomba de 8	und	2032,4	36	73166,04	Consulta de stok de bodega
varillas de subsuelo 5/8"x25' A/C	ft	3	61763,280	185.289,84	Consulta de stok de bodega
varillas de subsuelo 3/4"x25' A/C	ft	3,2	30420,72	97.346,30	Consulta de stok de bodega
neplo de varillas; 3/4"x10' Lng. ;acero al car	und	115,72	36	4.165,92	Consulta de stok de bodega
varillón pulido 1 1/4" x 3/4x	und	192,6	36	6.933,60	Consulta de stok de bodega
				\$	374.835,74

Tabla N°19 Listado de Inversión.

Elaborado por: Gual Ricardo Jenny.

Nota: La inversión total del proyecto será de \$637648.43 repartida en 6 etapas de \$106274.74 cada una.

6.4 Pronóstico de Gastos por SW.

Se considera gastos aquellos desembolsos necesarios para operar y mantener en funcionamiento la infraestructura productiva creada por la inversión. Inversamente a lo que ocurre con ésta, los gastos se componen de bienes y servicios que se consumen en forma inmediata. Pero financieramente, ambos son desembolsos y juegan el mismo rol, en la ecuación de flujo de caja.

En la tabla 20 se muestra el detalle de gastos mensuales generados por todas las unidades de SW en promedio para el año 2012.

DESCRIPCIÓN	MONTO MENSUAL	FUENTE DE INFORMACIÓN
OPERACIÓN Y PRODUCCION SWAB		
Aportes a la seguridad social	63.53,21	Inf. Financiera Pacifpetrol
Beneficios sociales e indem.	11.592,64	Inf. Financiera Pacifpetrol
Combustible	15.739,63	Detalle de consumo- BAAN
Consumo de Repuestos	16.840,19	Detalle de consumo- BAAN
Horas Extras	10.168,98	Inf. Financiera Pacifpetrol
Sueldos y salarios	20.814,49	Inf. Financiera Pacifpetrol
Alimentacion	160,36	Inf. Financiera Pacifpetrol
Capacitacion Personal	2.175,73	Inf. Financiera Pacifpetrol
MANTENIMIENTO		
Equipos pesados	15.323,31	Detalle de consumo- BAAN
Grasas y lubricantes	1.516,22	Detalle de consumo- BAAN
Alquiler de la unidad	8.516,93	
GASTOS DE OPERACIÓN DE SWAB.	109.201,68	

Tabla N° 20 Gastos mensuales de Swab (promedio 2012).

Elaborado por: Jenny Guale

Los gastos totales de operación por Swab son \$109 201,68 para 4 unidades. Tomando en cuenta que uno de los objetivos del proyecto es eliminar 1 unidad de SW, se calcula el costo por unidad dividiendo los \$109201,68 para 4. El costo por unidad es entonces de \$ **27300,42**.

La fuente de información de los consumos de materiales, combustibles, grasas lubricantes y repuestos, etc, del proceso de operaciones de cada sección del campo, fue el programa GSP, en el que se carga diariamente toda la información

operativa, financiera, logística, administrativa y ambiental del campo. (Ver Figs 37 y 38).



Fig. 37. Programa GSP
Fuente: Pacifpetrol

Fecha	#Egreso	SEC	BaaN	Descripcion	Cant	UNID	Total	Correccion
01/08/2012	EGR123049	1	B0009445	FRANEA ROJA DOBLE	-3.00	m	-14.40	E00056
01/08/2012	EGR123050	1	B0012187	RECARGA: DIOXIDO DE CARBONO(CO2)	-1.00	und	-49.80	E00056
01/08/2012	EGR123051	1	B0012876	LLAVE TUBO: 12", RIDGID	-1.00	und	-26.59	E00056
01/08/2012	EGR123051	2	B0012762	PASTA: INDICADOR DE AGUA, KOLO	-2.00	und	-12.35	E00056
01/08/2012	EGR123051	3	B0005954	PAKING RING: 1 1/4", PRENCE ST	-2.00	igo	-32.42	E00056
01/08/2012	EGR123052	1	B0003015	PULMON FRENO: T- 30, DOBLE, TS	-1.00	und	-95.47	E00056
01/08/2012	EGR123053	1	B0001881	LIMPIADOR: VINIL, 10 OZ, 296 M	-2.00	und	-9.85	E00056
01/08/2012	EGR123054	1	B0001936	BUJIA: UD 16, CHAMPION	-1.00	und	-3.14	E00056
01/08/2012	EGR123054	1	B0022021	REFRIGERANTE: ROJO, FREEZETONE	-1.00	gl	-2.95	E00056
01/08/2012	EGR123054	2	B0002513	FILTRO ACEITE: PH8A, FRAM	-1.00	und	-2.39	E00056
01/08/2012	EGR123055	1	B0001936	BUJIA: UD 16, CHAMPION	-1.00	und	-3.14	E00056
01/08/2012	EGR123055	1	B0022021	REFRIGERANTE: ROJO, FREEZETONE	-1.00	gl	-2.95	E00056
01/08/2012	EGR123055	2	B0002513	FILTRO ACEITE: PH8A, FRAM	-1.00	und	-2.39	E00056
01/08/2012	EGR123056	1	B0001936	BUJIA: UD 16, CHAMPION	-1.00	und	-3.14	E00056
01/08/2012	EGR123056	2	B0022021	REFRIGERANTE: ROJO, FREEZETONE	-1.00	gl	-2.95	E00056
01/08/2012	EGR123057	1	B0001936	BUJIA: UD 16, CHAMPION	-1.00	und	-3.14	E00056
01/08/2012	EGR123057	2	B0022021	REFRIGERANTE: ROJO, FREEZETONE	-1.00	gl	-2.95	E00056
01/08/2012	EGR123058	1	B0001936	BUJIA: UD 16, CHAMPION	-1.00	und	-3.14	E00056
01/08/2012	EGR123058	2	B0011484	TEFLON: 15M x 19MM x 0.10MM, A	-2.00	und	-2.50	E00056
01/08/2012	EGR123059	1	B0003321	SILICON: GRIS, 3.5 ONZAS, PERM	-2.00	und	-6.90	E00056

Total Consumo: 577,553.86

Resumen Excel Salir

Fig. 38. Detalle de consumo del GSP.
Fuente: Pacifpetrol

6.5 Pronóstico de Gastos por BM.

En base a detalles de consumo de bodega del año 2012 se estimó los gastos mensuales por Bombeo Mecánico para el total de 272 pozos del campo.

DESCRIPCIÓN	MONTO MENSUAL	FUENTE DE INFORMACIÓN
EXTRACCIÓN Y PRODUCCIÓN BM		
Combustible	1.913,71	Detalle de consumo –BAAN
Consumo de Repuestos	4.796,93	Detalle de consumo –BAAN
MANTENIMIENTO.		
Consumo de Repuestos	20.563,17	Detalle de consumo- BAAN
Grasas y lubricantes	3.419,10	Detalle de consumo- BAAN
Mantenimiento y Reparaciones	6.799,68	Detalle de consumo- BAAN
Mantenimiento Equipo y Talleres	1.108,78	
COSTO DIRECTO (PARA 272 POZOS)	38.601,37	

Tabla N° 21 Planilla de gastos de BM del año 2012

Fuente: Pacifpetrol.

En la Tabla 21 se puede observar que los gastos operativos totales de 272 pozos de Bombeo Mecánico son de \$ 38601,37. Esto quiere decir que el gasto mensual operativo por pozo es de \$141,92.

Si la implementación del proyecto se hiciera en 6 etapas de 6 pozos cada una, el pronóstico de gastos por Bombeo Mecánico sería según detalla la tabla 22.

GASTOS OPERATIVOS POR IMPLEMENTACIÓN DE BM	
ETAPA 1 (6 POZOS IMPLEMENTADOS).	851,50
ETAPA 2 (12 POZOS IMPLEMENTADOS).	1.703,00
ETAPA 3 (18 POZOS IMPLEMENTADOS).	2.554,50
ETAPA 4 (24 POZOS IMPLEMENTADOS).	3.406,00
ETAPA 5 (30 POZOS IMPLEMENTADOS).	4.257,50
ETAPA 6 HACIA ADELANTE (36 POZOS IMPLEMENTADOS).	5.109,00

Tabla N° 22 Pronóstico de gastos operativos por implementación de BM

Fuente: Pacifpetrol

La Fig. 39 ilustra gráficamente la diferencia de gastos que se tuvo entre Bombeo Mecánico y Swab para los rubros de combustible y consumo de repuestos en el año 2012.

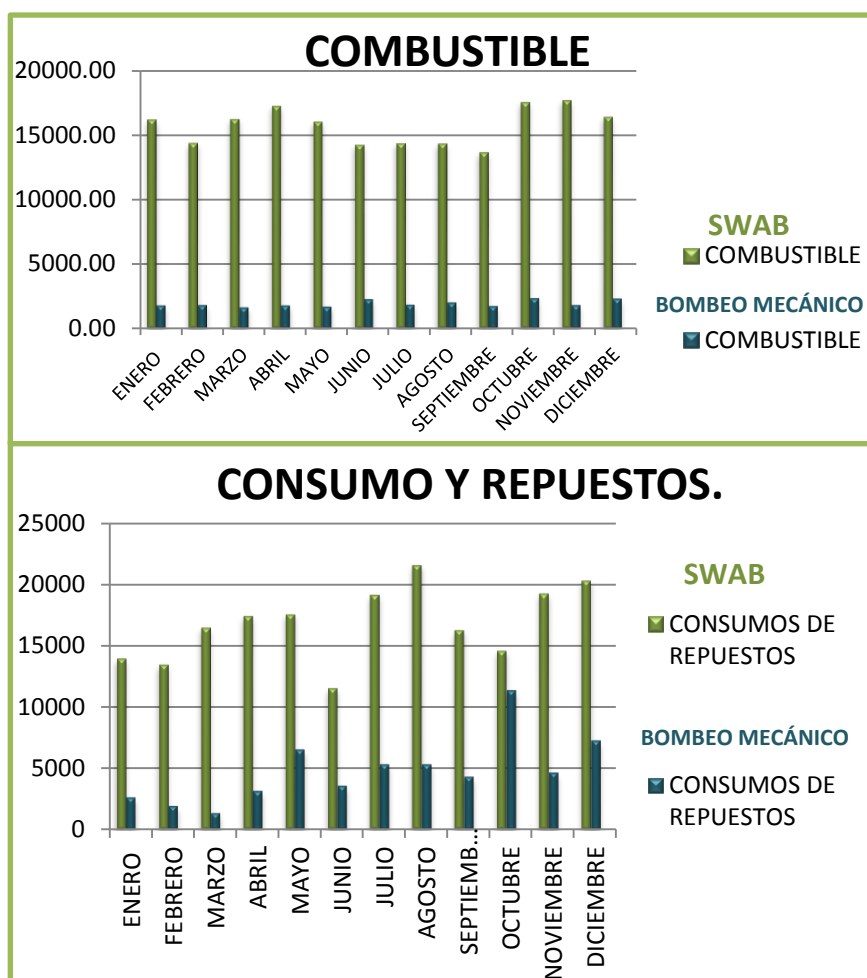


Fig. 39 Consumos mensuales de los sistemas a analizar para cambio de sistema.

Fuente: Pacifpetrol.

Nota: Para calcular el pronóstico de gastos por implementación de pozos de Bombeo Mecánico no se consideró rubros de Salarios, Beneficios, Horas Extras, Seguridad Social, Capacitación ni Alimentación, porque se tiene planeado utilizar al personal volante para operar y no contratar a nadie.

6.6 Resolución del flujo de caja de la situación actual.

El flujo de caja es una ecuación financiera, lo que significa que suma algebraicamente cantidades de dinero percibidas (efectivamente cobradas o pagadas).

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Desembolsos}.$$

Como puede apreciarse la fórmula es muy sencilla desde el punto de vista matemático, ya que se trata de una simple resta, o mejor aún de una suma algebraica.

Como se indicó en la sección 6.1, la forma más efectiva para constatar ahorro es resolver ecuaciones de flujo de caja futuros para dos escenarios; uno, en el que no se implemente; y otro, en el que si se implemente el proyecto; luego, compararlos.

6.6.1 Partición del Proyecto en Períodos.

Para proceder al análisis de un proyecto, se acostumbra a dividirlo en períodos. La duración de estos dependerá de las características del proyecto, del grado de precisión que se pretenda en la evaluación y de la confiabilidad que se tenga en la exactitud de los datos.

Una vez bien definidas las planillas de gastos e inversión, (Tablas N°19 y 20), se dividió el proyecto en períodos, para luego aplicar el flujo de caja.

La Compañía requiere optimizar el sistema de levantamiento artificial en la zona central del Campo donde considerara un horizonte de 4 años (48 meses). El estudio técnico del proyecto indica que se requiere de 36 pozos para cambio de sistema de levantamiento artificial. A partir del 4^{to} mes se iniciará el cambio de sistema.

6.6.2 Flujo de caja sin implementar el proyecto.

En el caso de que no se implementara el proyecto, la ecuación de flujo de caja tendrá dos únicos componentes:

FLUJO DE CAJA SIN PROYECTO = INGRESOS – GASTOS POR SW

Para el primer mes el flujo de caja será:

FLUJO DE CAJA SIN PROYECTO = (1500 bls * \$ 60 / bls) – (\$ 27300.42)

FLUJO DE CAJA SIN PROYECTO = \$ 62.699,58

La Tabla 23 muestra la resolución de la ecuación de flujo de caja sin implementar el proyecto para 48 períodos futuros equivalentes a 48 meses. A cada flujo de caja se le aplicó actualización. La actualización se utiliza para evaluar propuestas de inversiones de capital, mediante la determinación del valor presente de los flujos netos futuros de efectivo, descontando a la tasa de rendimiento requerida por la empresa.

El valor actual neto se entiende a la diferencia entre los ingresos y egresos actualizados al precio actual. Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado de flujo de caja futuro, originado por una inversión.

La tasa de interés que se usa para actualizar se denomina " tasa de descuento". La tasa de descuento va ser fijada por la persona que evalua el proyecto de inversión. En este caso el interés de la compañía Pacifpetrol es de un 15% anual, 1.25% mensual.

Para el cálculo del valor actual neto se utilizó una tasa de interés del 1.25% mensual. El flujo de caja sin la implementación del proyecto del Campo Ancón dió como resultado un valor actual neto de \$ 2088100.66 con una tasa de interés de 1.25% empleando la siguiente fórmula:

$$\text{VALOR ACTUAL NETO} = \frac{\text{FLUJO DE CAJA}}{(1 + \text{Tasa de interés})^{\text{No. del período}}}$$

Para el primer mes, el valor actualizado del flujo de caja será:

$$\text{VALOR ACTUAL NETO} = \frac{62699.58}{(1 + 0.0125)^1} = 61925.51$$

Finalmente se calculó el valor actual neto total sumando los valores actualizados de los 48 períodos. El VAN final fue de \$ 2765241.17 .Lo que quiere decir que todos los flujos de caja que se efectuarán en el futuro sin ejecutar el proyecto equivalen a que la compañía tenga \$ 2765241.17 en el tiempo 0.

PERÍODO	PRODUCCIÓN DIARIA BPD (Declinación 0,25% mensual)	PRODUCCIÓN MENSUAL BPD (Declinación 0,25% mensual)	INGRESOS	IGRESOS ACTUALIZADOS	GASTOS DE SWAB(\$)	GASTOS DE BOMBEO MECÁNICO (\$)	GASTOS DE OPERACIÓN (\$)	INVERSIÓN (\$)	EGRESOS	EGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO DE CAJA (\$)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (\$)	VALOR ACTUAL NETO
1	50	1.500,00	90.000,00	88.875,00	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	62.699,58	62.699,58	61.925,51
2	49,88	1.496,25	89.775,00	88.652,81	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	62.474,58	125.174,16	60.941,52
3	49,75	1.492,51	89.550,56	88.431,18	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	62.250,14	187.424,31	59.972,93
4	49,63	1.488,78	89.326,69	88.210,10	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	62.026,27	249.450,57	59.019,50
5	49,50	1.485,06	89.103,37	87.989,58	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	61.802,95	311.253,52	58.081,00
6	49,38	1.481,34	88.880,61	87.769,60	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	61.580,19	372.833,71	57.157,19
7	49,25	1.477,64	88.658,41	87.550,18	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	61.357,99	434.191,70	56.247,85
8	49,13	1.473,95	88.436,76	87.331,30	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	61.136,34	495.328,05	55.352,75
9	49,01	1.470,26	88.215,67	87.112,98	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	60.915,25	556.243,30	54.471,68
10	48,89	1.466,59	87.995,13	86.895,19	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	60.694,71	616.938,01	53.604,41
11	48,76	1.462,92	87.775,14	86.677,96	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	60.474,73	677.412,74	52.750,74
12	48,64	1.459,26	87.555,71	86.461,26	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	60.255,29	737.668,03	51.910,45
13	48,52	1.455,61	87.336,82	86.245,11	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	60.036,40	797.704,43	51.083,33
14	48,40	1.451,97	87.118,48	86.029,49	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	59.818,06	857.522,48	50.269,19
15	48,28	1.448,34	86.900,68	85.814,42	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	59.600,26	917.122,74	49.467,81
16	48,16	1.444,72	86.683,43	85.599,88	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	59.383,01	976.505,75	48.679,00
17	48,04	1.441,11	86.466,72	85.385,88	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	59.166,30	1.035.672,05	47.902,58
18	47,92	1.437,51	86.250,55	85.172,42	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	58.950,13	1.094.622,18	47.138,33
19	47,80	1.433,92	86.034,93	84.959,49	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	58.734,51	1.153.356,69	46.386,08
20	47,68	1.430,33	85.819,84	84.747,09	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	58.519,42	1.211.876,11	45.645,65
21	47,56	1.426,75	85.605,29	84.535,22	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	58.304,87	1.270.180,98	44.916,84
22	47,44	1.423,19	85.391,28	84.323,88	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	58.090,86	1.328.271,84	44.199,47
23	47,32	1.419,63	85.177,80	84.113,07	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	57.877,38	1.386.149,21	43.493,38

Tabla N° 23. Flujo de caja sin implementación del proyecto.

Elaborado por: Jenny Guale.

PERÍODO	PRODUCCIÓN DIARIA BPD (Declinación 0,25% mensual)	PRODUCCIÓN MENSUAL BPD (Declinación 0,25% mensual)	INGRESOS	IGRESOS ACTUALIZADOS	GASTOS DE SWAB(\$)	GASTOS DE BOMBEO MECÁNICO (\$)	GASTOS DE OPERACIÓN (\$)	INVERSIÓN (\$)	EGRESOS	EGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO DE CAJA (\$)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (\$)	VALOR ACTUAL NETO
24	47,20	1.416,08	84.964,85	83.902,79	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	57.664,43	1.443.813,65	42.798,37
25	47,08	1.412,54	84.752,44	83.693,04	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	57.452,02	1.501.265,67	42.114,29
26	46,97	1.409,01	84.540,56	83.483,80	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	57.240,14	1.558.505,81	41.440,97
27	46,85	1.405,49	84.329,21	83.275,09	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	57.028,79	1.615.534,60	40.778,22
28	46,73	1.401,97	84.118,39	83.066,91	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	56.817,97	1.672.352,56	40.125,90
29	46,62	1.398,47	83.908,09	82.859,24	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	56.607,67	1.728.960,24	39.483,84
30	46,50	1.394,97	83.698,32	82.652,09	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	56.397,90	1.785.358,14	38.851,87
31	46,38	1.391,48	83.489,07	82.445,46	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	56.188,65	1.841.546,79	38.229,85
32	46,27	1.388,01	83.280,35	82.239,35	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	55.979,93	1.897.526,72	37.617,62
33	46,15	1.384,54	83.072,15	82.033,75	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	55.771,73	1.953.298,45	37.015,03
34	46,04	1.381,07	82.864,47	81.828,66	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	55.564,05	2.008.862,50	36.421,92
35	45,92	1.377,62	82.657,31	81.624,09	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	55.356,89	2.064.219,39	35.838,15
36	45,81	1.374,18	82.450,66	81.420,03	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	55.150,25	2.119.369,64	35.263,57
37	45,69	1.370,74	82.244,54	81.216,48	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	54.944,12	2.174.313,76	34.698,05
38	45,58	1.367,32	82.038,93	81.013,44	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	54.738,51	2.229.052,26	34.141,43
39	45,46	1.363,90	81.833,83	80.810,91	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	54.533,41	2.283.585,67	33.593,59
40	45,35	1.360,49	81.629,24	80.608,88	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	54.328,83	2.337.914,50	33.054,38
41	45,24	1.357,09	81.425,17	80.407,36	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	54.124,75	2.392.039,25	32.523,68
42	45,12	1.353,69	81.221,61	80.206,34	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	53.921,19	2.445.960,44	32.001,34
43	45,01	1.350,31	81.018,55	80.005,82	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	53.718,14	2.499.678,58	31.487,24
44	44,90	1.346,93	80.816,01	79.805,81	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	53.515,59	2.553.194,17	30.981,25
45	44,79	1.343,57	80.613,97	79.606,29	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	53.313,55	2.606.507,72	30.483,24
46	44,67	1.340,21	80.412,43	79.407,28	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	53.112,01	2.659.619,73	29.993,10
47	44,56	1.336,86	80.211,40	79.208,76	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	52.910,98	2.712.530,71	29.510,69
48	44,45	1.333,51	80.010,87	79.010,74	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	52.710,45	2.765.241,17	29.035,90

Acontinuación de la Tabla N° 23 Flujo de caja sin implementación del proyecto.

2.765.241,17

2.088.100,66

6.6.3 Flujo de caja implementando el proyecto.

En el caso de que se implementara el proyecto, la ecuación de flujo de caja se vuelve un poco más compleja porque se deberá incluir: inversiones, gastos nuevos por implementación de pozos con BM y, eliminar los gastos de SW en un tiempo determinado.

$$\text{FLUJO DE CAJA CON PROYECTO} = \text{INGRESOS} - \text{GASTOS POR SW} - \text{GASTOS POR BM} - \text{INVERSIÓN}$$

Como se puede ver en la Tabla 24, que corresponde al flujo de caja en los mismos 48 períodos, pero, con el proyecto en implementación: la columna de ingresos no varía porque como se indicó, el proyecto no generará mayor producción; en la columna de Gastos por Swab, en el mes 7, los gastos se reducen de \$27300,42 a 0, debido a que en este período se saca de operación a la unidad de SW responsable de extraer los 50 bls que generan los ingresos. Por otro lado, en la columna de inversiones, se observa que a partir del período 4 hasta el 9 la compañía invierte \$ 637648.43 para crear la infraestructura que requerirá el proyecto: en el mes 10, la inversión se ha completado y vuelve a ser 0; por último, en la columna de gastos de operación por Bombeo Mecánico, a partir del período 4, cuando comienza la inversión, el gasto por Bombeo Mecánico se incrementa mensualmente \$,851.50 que es el costo de operación por cada 6 pozos de bombeo mecánico, hasta llegar a \$ 5109.01 y se estabilizará en ese valor, este es el costo de operación de los nuevos 36 pozos de Bombeo Mecánico.

Se actualizaron todos los valores de flujos de caja y se calculó el valor actual neto total sumando los valores actualizados de los 48 períodos. El VAN final implementando el proyecto fue de \$2'167192.47 . Lo que quiere decir que todos los flujos de caja que se efectuarán en el futuro sin ejecutar el proyecto equivalen a que la compañía tenga \$ 2'167192.47 en el tiempo 0 que es un número mayor a \$ 2088100.66 que era el VAN final sin implementar el proyecto. Esto demuestra la factibilidad económica de llevar a cabo el proyecto.

PERÍODO	PRODUCCIÓN DIARIA BPD (Declinación 0,25% mensual)	PRODUCCIÓN MENSUAL BPD (Declinación 0,25% mensual)	INGRESOS POR PRODUCCIÓN (\$) (\$)	INGRESOS ACTUALIZADOS	GASTOS DE SWAB(\$)	GASTOS DE BOMBEO MECÁNICO (\$)	GASTOS DE OPERACIÓN (\$)	INVERSIÓN (\$)	EGRESOS	EGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO DE CAJA (\$)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (\$)	VALOR ACTUAL NETO
1	50	1.500,00	90.000,00	88.875,00	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	62.699,58	61.915,84	62.699,58	61925,51
2	49,88	1.496,25	89.775,00	88.652,81	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	62.474,58	61.693,65	125.174,16	60941,52
3	49,75	1.492,51	89.550,56	88.431,18	-27.300,42	0,00	-27.300,42	0,00	-27300,42	-26959,16	62.250,14	61.472,02	187.424,31	59972,93
4	49,63	1.488,78	89.326,69	88.210,10	-27.300,42	-851,50	-28.151,92	-106.274,74	-134426,66	-132746,33	-45.099,97	-44.536,22	142.324,33	-42913,72
5	49,50	1.485,06	89.103,37	87.989,58	-27.300,42	-1.703,00	-29.003,42	-106.274,74	-135278,16	-133587,18	-46.174,79	-45.597,61	96.149,54	-43394,01
6	49,38	1.481,34	88.880,61	87.769,60	-27.300,42	-2.554,50	-29.854,92	-106.274,74	-136129,66	-134428,04	-47.249,05	-46.658,44	48.900,49	-43855,38
7	49,25	1.477,64	88.658,41	87.550,18	0,00	-3.406,00	-3.406,00	-106.274,74	-109680,74	-108309,73	-21.022,33	-20.759,55	27.878,16	-19271,51
8	49,13	1.473,95	88.436,76	87.331,30	0,00	-4.257,50	-4.257,50	-106.274,74	-110532,24	-109150,59	-22.095,48	-21.819,29	5.782,68	-20005,21
9	49,01	1.470,26	88.215,67	87.112,98	0,00	-5.109,01	-5.109,01	-106.274,74	-111383,74	-109991,45	-23.168,07	-22.878,47	-17.385,39	-20717,37
10	48,89	1.466,59	87.995,13	86.895,19	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	82.886,13	81.850,05	65.500,73	73203,45
11	48,76	1.462,92	87.775,14	86.677,96	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	82.666,14	81.632,81	148.166,87	72107,81
12	48,64	1.459,26	87.555,71	86.461,26	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	82.446,70	81.416,12	230.613,57	71028,54
13	48,52	1.455,61	87.336,82	86.245,11	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	82.227,81	81.199,96	312.841,39	69965,40
14	48,40	1.451,97	87.118,48	86.029,49	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	82.009,47	80.984,35	394.850,86	68918,14
15	48,28	1.448,34	86.900,68	85.814,42	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	81.791,67	80.769,28	476.642,53	67886,53
16	48,16	1.444,72	86.683,43	85.599,88	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	81.574,42	80.554,74	558.216,95	66870,33
17	48,04	1.441,11	86.466,72	85.385,88	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	81.357,71	80.340,74	639.574,67	65869,32
18	47,92	1.437,51	86.250,55	85.172,42	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	81.141,55	80.127,28	720.716,21	64883,27
19	47,80	1.433,92	86.034,93	84.959,49	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	80.925,92	79.914,35	801.642,13	63911,95
20	47,68	1.430,33	85.819,84	84.747,09	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	80.710,83	79.701,95	882.352,97	62955,14
21	47,56	1.426,75	85.605,29	84.535,22	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	80.496,28	79.490,08	962.849,25	62012,63
22	47,44	1.423,19	85.391,28	84.323,88	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	80.282,27	79.278,74	1.043.131,52	61084,21
23	47,32	1.419,63	85.177,80	84.113,07	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	80.068,79	79.067,93	1.123.200,31	60169,66

Tabla N° 24 Flujo de caja implementando el proyecto.

PERÍODO	PRODUCCIÓN DIARIA BPD (Declinación 0,25% mensual)	PRODUCCIÓN MENSUAL BPD (Declinación 0,25% mensual)	INGRESOS POR PRODUCCIÓN (\$) (\$)	INGRESOS ACTUALIZADOS	GASTOS DE SWAB(\$)	GASTOS DE BOMBEO MECÁNICO (\$)	GASTOS DE OPERACIÓN (\$)	INVERSIÓN (\$)	EGRESOS	EGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO DE CAJA (\$)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (\$)	VALOR ACTUAL NETO	
24	47,20	1.416,08	84.964,85	83.902,79	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	79.855,85	78.857,65	1.203.056,16	59268,78	
25	47,08	1.412,54	84.752,44	83.693,04	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	79.643,44	78.647,89	1.282.699,60	58381,36	
26	46,97	1.409,01	84.540,56	83.483,80	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	79.431,55	78.438,66	1.362.131,15	57507,20	
27	46,85	1.405,49	84.329,21	83.275,09	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	79.220,20	78.229,95	1.441.351,35	56646,11	
28	46,73	1.401,97	84.118,39	83.066,91	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	79.009,38	78.021,76	1.520.360,73	55797,89	
29	46,62	1.398,47	83.908,09	82.859,24	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	78.799,08	77.814,10	1.599.159,82	54962,34	
30	46,50	1.394,97	83.698,32	82.652,09	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	78.589,31	77.606,95	1.677.749,13	54139,29	
31	46,38	1.391,48	83.489,07	82.445,46	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	78.380,07	77.400,32	1.756.129,20	53328,53	
32	46,27	1.388,01	83.280,35	82.239,35	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	78.171,35	77.194,20	1.834.300,55	52529,90	
33	46,15	1.384,54	83.072,15	82.033,75	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	77.963,14	76.988,61	1.912.263,69	51743,20	
34	46,04	1.381,07	82.864,47	81.828,66	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	77.755,46	76.783,52	1.990.019,15	50968,26	
35	45,92	1.377,62	82.657,31	81.624,09	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	77.548,30	76.578,95	2.067.567,46	50204,91	
36	45,81	1.374,18	82.450,66	81.420,03	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	77.341,66	76.374,89	2.144.909,12	49452,97	
37	45,69	1.370,74	82.244,54	81.216,48	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	77.135,53	76.171,34	2.222.044,65	48712,26	
38	45,58	1.367,32	82.038,93	81.013,44	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	76.929,92	75.968,30	2.298.974,57	47982,63	
39	45,46	1.363,90	81.833,83	80.810,91	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	76.724,82	75.765,76	2.375.699,40	47263,91	
40	45,35	1.360,49	81.629,24	80.608,88	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	76.520,24	75.563,74	2.452.219,64	46555,93	
41	45,24	1.357,09	81.425,17	80.407,36	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	76.316,17	75.362,21	2.528.535,80	45858,54	
42	45,12	1.353,69	81.221,61	80.206,34	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	76.112,60	75.161,20	2.604.648,41	45171,58	
43	45,01	1.350,31	81.018,55	80.005,82	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	75.909,55	74.960,68	2.680.557,96	44494,88	
44	44,90	1.346,93	80.816,01	79.805,81	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	75.707,00	74.760,67	2.756.264,96	43828,30	
45	44,79	1.343,57	80.613,97	79.606,29	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	75.504,96	74.561,15	2.831.769,92	43171,69	
46	44,67	1.340,21	80.412,43	79.407,28	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	75.303,43	74.362,14	2.907.073,35	42524,90	
47	44,56	1.336,86	80.211,40	79.208,76	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	75.102,40	74.163,62	2.982.175,75	41887,78	
48	44,45	1.333,51	80.010,87	79.010,74	0,00	-5.109,01	-5.109,01	0,00	-5109,01	-5045,14	74.901,87	73.965,60	3.057.077,62	41260,18	
				4.024.715,52									-1005851,37	3.057.077,62	2167192,47

Acontinuación de la Tabla N° 24 Flujo de caja implementando el proyecto.

En la siguiente gráfica, se puede visualizar que el Bombeo Mecánico se encuentra en ventaja, desde el punto de vista económico con respecto al otro método de levantamiento artificial debido a los gastos operativos relativamente bajos. Es clara la tendencia de la curva en la Fig. 40. La producción mensual es 619.7 barriles por día y el costo de barril \$ 19.

El método de Swab tiene un costo operativo superior como podemos observar en la Fig. 40, (Ver descripción de la gráfica en el anexo V), tiene una producción diaria de 302.9 y su costo por barril es \$ 24; este, es uno de los métodos con mayor costo de producción, es preferible utilizar otro sistema de levantamiento como el de Bombeo Mecánico que es la mejor opción; por esta razón, se decidió hacer un estudio de pozos para realizar el análisis económico de los gastos que consume esta unidad, El método de Swab no desarrolla ingresos económicos a la Empresa.

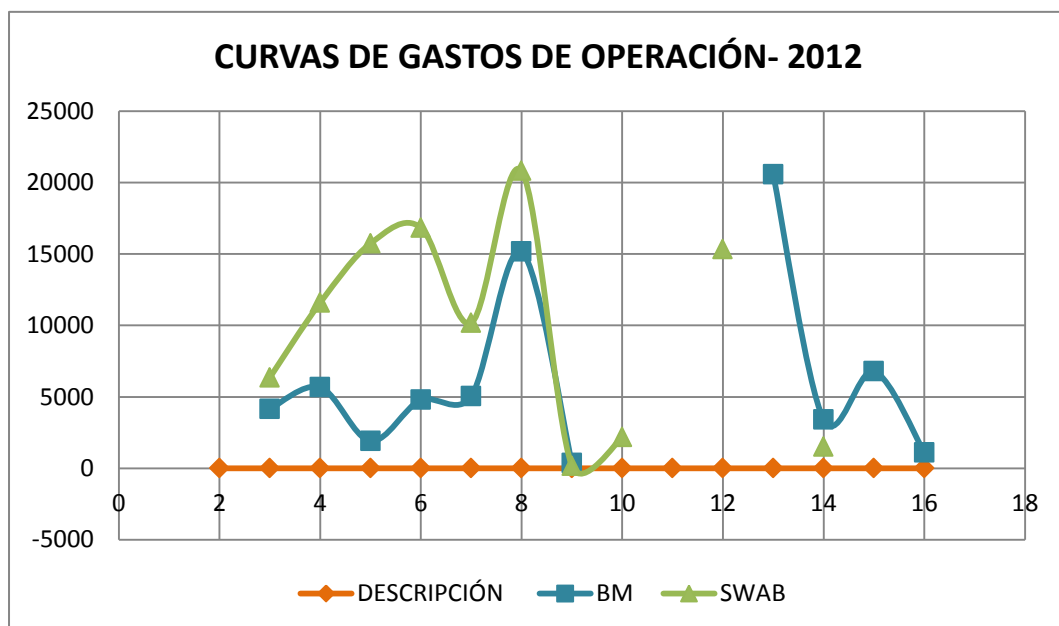


Fig. 40 Gastos mensuales de Bombeo Mecánico. Año 2012

6.6.4 Comparación entre flujos de caja.

Los valores de flujo de caja de los dos escenarios fueron tabulados y comparados para obtener ciertos indicadores económicos importantes en la evaluación del proyecto.(Ver Tabla N° 25)

PERÍODO	FLUJO DE CAJA EN LA SITUACIÓN ACTUAL (\$)	FLUJO DE CAJA IMPLEMENTANDO EL PROYECTO (\$)	BENEFICIO ECONÓMICO PERIÓDICO	BENEFICIO ECONÓMICO ACUMULADO
1	62.699,58	62.699,58	0,00	-
2	62.474,58	62.474,58	0,00	0,00
3	62.250,14	62.250,14	0,00	0,00
4	62.026,27	-45.099,97	-107.126,24	-107.126,24
5	61.802,95	-46.174,79	-107.977,74	-215.103,98
6	61.580,19	-47.249,05	-108.829,24	-323.933,22
7	61.357,99	-21.022,33	-82.380,32	-406.313,55
8	61.136,34	-22.095,48	-83.231,82	-489.545,37
9	60.915,25	-23.168,07	-84.083,33	-573.628,69
10	60.694,71	82.886,13	22.191,41	-551.437,28
11	60.474,73	82.666,14	22.191,41	-529.245,87
12	60.255,29	82.446,70	22.191,41	-507.054,45
13	60.036,40	82.227,81	22.191,41	-484.863,04
14	59.818,06	82.009,47	22.191,41	-462.671,63
15	59.600,26	81.791,67	22.191,41	-440.480,21
16	59.383,01	81.574,42	22.191,41	-418.288,80
17	59.166,30	81.357,71	22.191,41	-396.097,38
18	58.950,13	81.141,55	22.191,41	-373.905,97
19	58.734,51	80.925,92	22.191,41	-351.714,56
20	58.519,42	80.710,83	22.191,41	-329.523,14
21	58.304,87	80.496,28	22.191,41	-307.331,73
22	58.090,86	80.282,27	22.191,41	-285.140,31
23	57.877,38	80.068,79	22.191,41	-262.948,90
24	57.664,43	79.855,85	22.191,41	-240.757,49
25	57.452,02	79.643,44	22.191,41	-218.566,07
26	57.240,14	79.431,55	22.191,41	-196.374,66
27	57.028,79	79.220,20	22.191,41	-174.183,24
28	56.817,97	79.009,38	22.191,41	-151.991,83
29	56.607,67	78.799,08	22.191,41	-129.800,42
30	56.397,90	78.589,31	22.191,41	-107.609,00
31	56.188,65	78.380,07	22.191,41	-85.417,59
32	55.979,93	78.171,35	22.191,41	-63.226,17
33	55.771,73	77.963,14	22.191,41	-41.034,76
34	55.564,05	77.755,46	22.191,41	-18.843,35
35	55.356,89	77.548,30	22.191,41	3.348,07
36	55.150,25	77.341,66	22.191,41	25.539,48
37	54.944,12	77.135,53	22.191,41	47.730,89
38	54.738,51	76.929,92	22.191,41	69.922,31
39	54.533,41	76.724,82	22.191,41	92.113,72
40	54.328,83	76.520,24	22.191,41	114.305,14
41	54.124,75	76.316,17	22.191,41	136.496,55
42	53.921,19	76.112,60	22.191,41	158.687,96
43	53.718,14	75.909,55	22.191,41	180.879,38
44	53.515,59	75.707,00	22.191,41	203.070,79
45	53.313,55	75.504,96	22.191,41	225.262,21
46	53.112,01	75.303,43	22.191,41	247.453,62
47	52.910,98	75.102,40	22.191,41	269.645,03
48	52.710,45	74.901,87	22.191,41	291.836,45

Tabla N° 25 Análisis comparativo de flujo de caja.

Elaborado por: Guale Ricardo Jenny.

En la columna de beneficio económico periódico consta la diferencia entre el flujo de caja de cada período implementando el proyecto y sin implementar el proyecto. Este es un indicador del ahorro que se produce en cada período debido a la implementación del proyecto. Si estos valores son negativos como en los primeros

meses, la empresa cae en perjuicio económico, principalmente porque son meses de altos desembolsos debido a la inversión. A partir del mes 10 se ve valores positivos que indican un beneficio real en cada período igual a \$ 22191.41 debido a que la inversión cesa y la unidad de SW deja de operar.

En la columna de beneficio económico acumulado se puede ver el desempeño económico del proyecto en términos acumulados. Hasta el período 9 el perjuicio económico de la empresa se incrementa. En el mes 10 el perjuicio económico comienza a reducirse lentamente pero permanece negativo hasta el mes 34. En el mes 35 se comienza a tener valores positivos debido a que la acumulación de ahorros ha superado por primera vez a la acumulación de desembolsos y de ahí en adelante todo será beneficio. La máxima exposición del proyecto fue de \$ 573628.69 y se da en el período 9. El tiempo de repago del proyecto se da en el mes 35 como se ve en la Fig. 41.

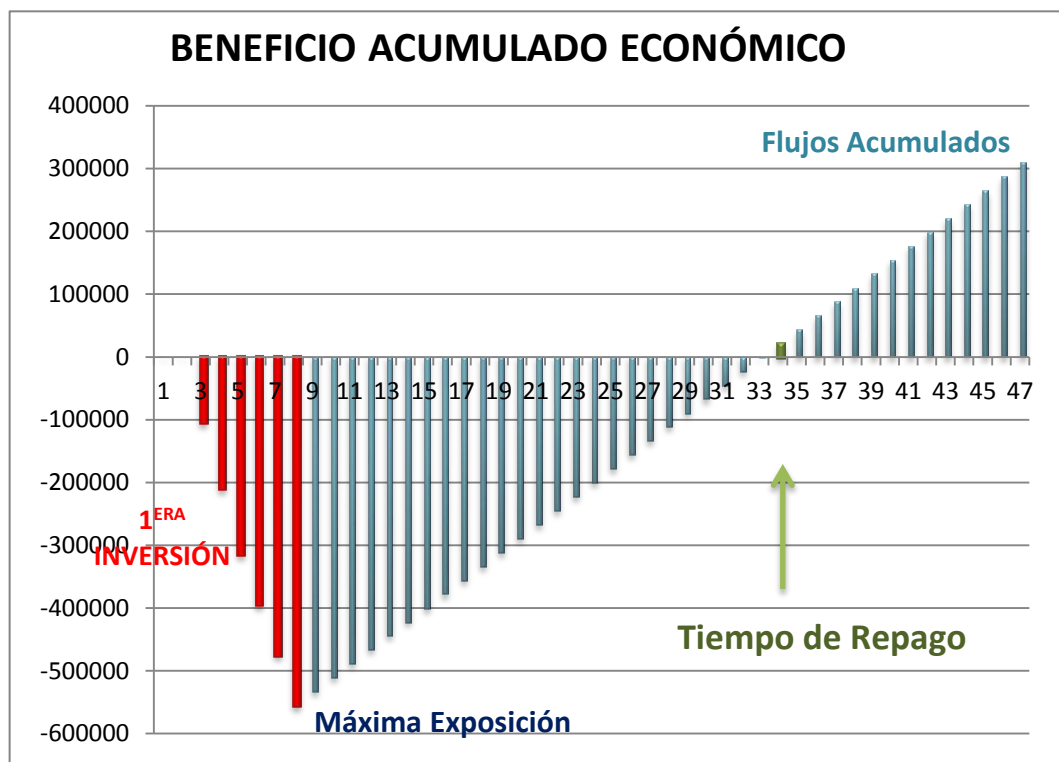


Fig. 41 Diagrama de indicadores de endeudamiento.
Elaborado por: Gual Ricardo Jenny.

6.6.5 Análisis comparativo de flujos de caja.

La comparación de las gráficas de los flujos de caja nos permite visualizar e interpretar la diferenciación entre la situación actual y la situación en realizar la implementación del proyecto en un futuro.

En la Fig. 42 podemos observar el comportamiento actual si no se realizaría ninguna campaña de optimización.

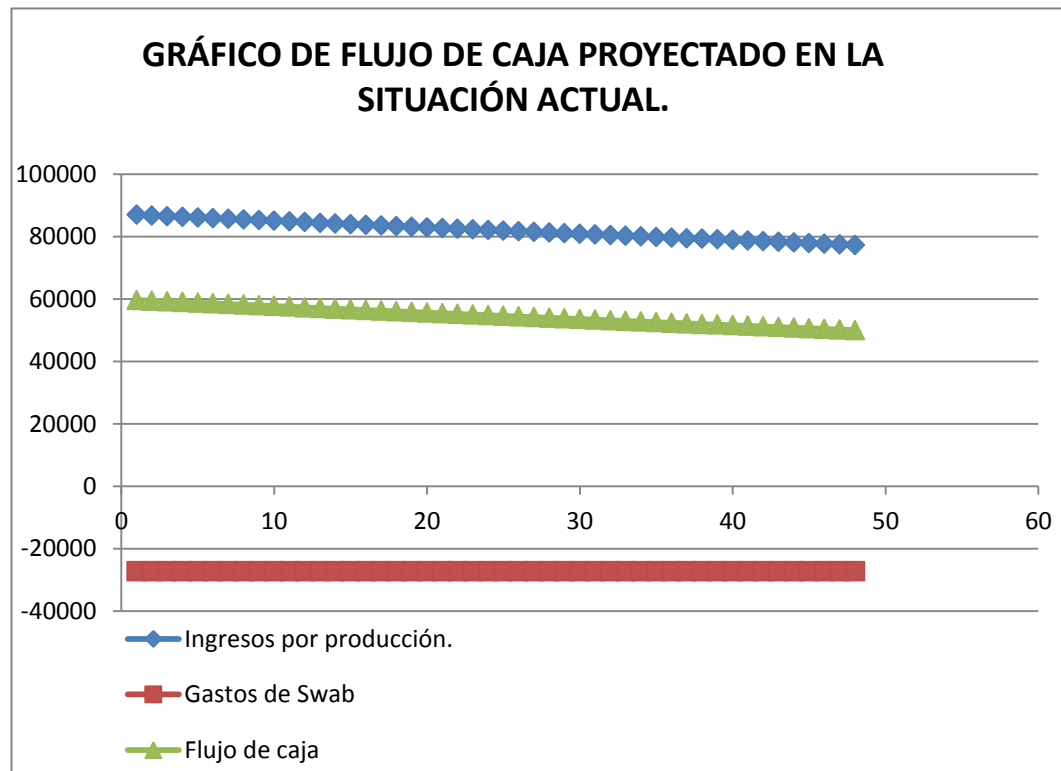


Fig. 42. Comportamiento del flujo de caja en la situación actual.

En cambio, implementando el proyecto podemos observar en la Fig. 43 la tendencia de la línea azul es igual al flujo de la situación actual; esto, se debe a que el cambio de SLA, beneficiará un ahorro operativo, mas no se incrementará la producción; es decir, que si se producía 50BPD actualmente, en la implementación del proyecto tendríamos los mismos 50BPD.

La tendencia roja indica los gastos de Swab; en los seis primeros meses tenemos los mismos gastos que en la situación actual; apartir del séptimo mes los gastos tienden a cero debido a que, en ese período, se eliminó la unidad.

La línea morada indica gastos primarios de Bombeo Mecánico que fueron necesarios para iniciar la implementación. En el primer período, la línea se mantiene constante hasta el tercer mes debido a que en esos períodos no es el arranque del proyecto; es decir, se mantiene en cero. La tendencia de la línea comienza a partir del cuarto mes cuando se inician los primeros gastos al cambiar los 6 primeros pozos de SW a BM; este costo es de \$ 851.50; la tendencia se incrementa hasta el noveno mes, período en el que culminan los 36 pozos seleccionados para el cambio de SLA.

La línea verde indica el comportamiento del flujo de caja donde podemos observar el beneficio económico comparándolo con la figura anterior.

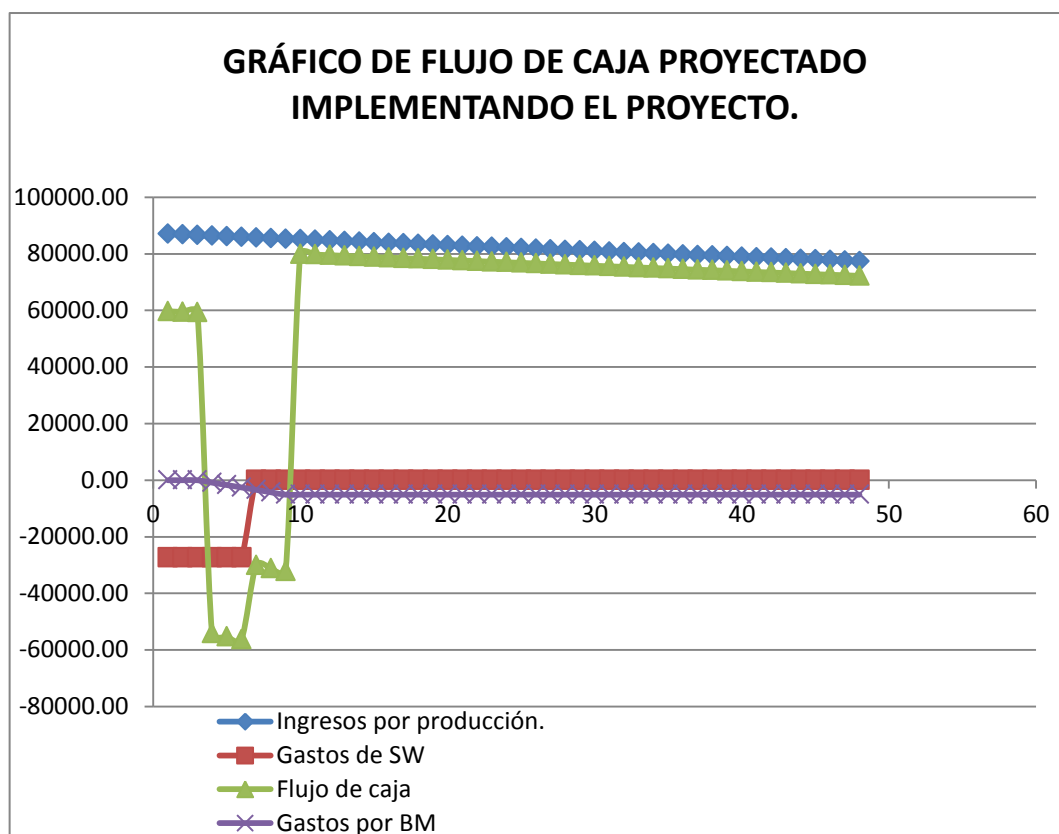


Fig. 43 Comportamiento del flujo de caja en la campaña de optimización.

Finalmente, en la Fig. 44 se proyecta la comparación de flujos de caja. Si no se implementara el proyecto, el ingreso a la empresa, a partir del décimo mes, sería \$60694.71; implementando la campaña de optimización tendremos una gran

diferencia en el ingreso que ascendería a \$ 82886.13; en el consiguiente beneficio económico periódico de \$22191.42.

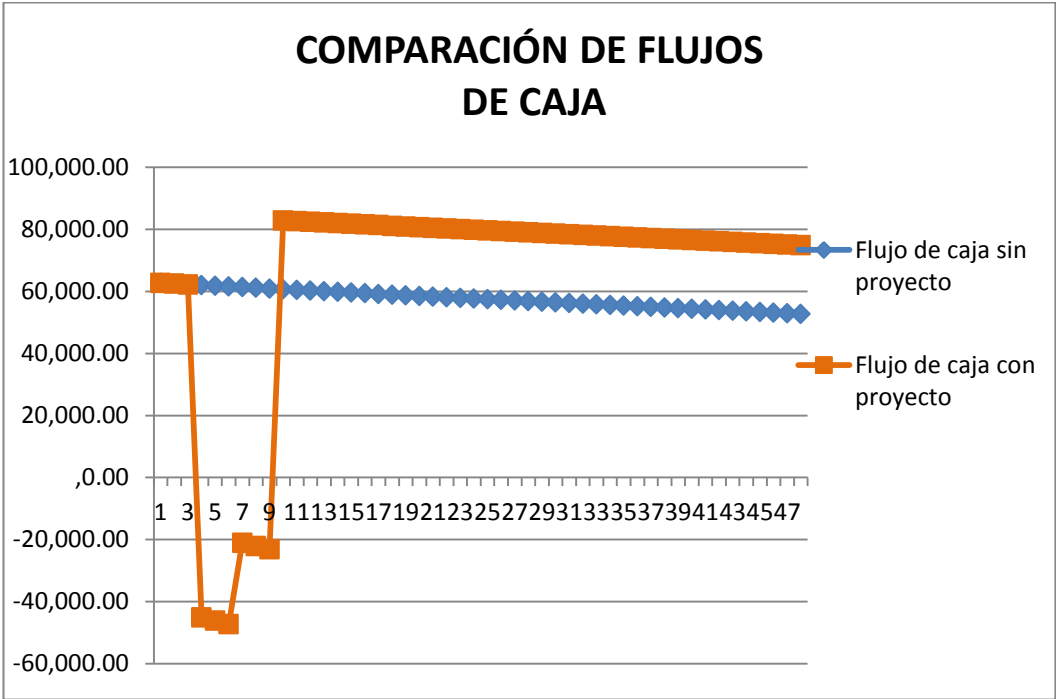


Fig. 44 Comparación de flujos de caja.

CAPÍTULO VII
CONCLUSIONES Y
RECOMENDACIONES.

7.1 CONCLUSIONES

- Los sistemas de levantamiento artificial actualmente en la zona Central del campo Ancón presenta un alto costo operativo, por: utilización de maquinarias pesadas, servicios de pulling, alto costo de combustibles, repuestos, y herramientas.
- No se realizó trabajos de mediciones de niveles de fluido en la zona central del Campo, a los pozos con potencial de 1 barril y ciclo 1 a 2 días por la producción de petróleo muy baja.
- Los niveles de fluidos cortos en el pozo ocasiona golpe de fluido, debido a que no se llena el barril de la bomba.
- Fueron evaluados 41 pozos pertenecientes a la sección Tigre, sección 66, sección 67 y sección 74, de las cuales 22 de ellos cumplieron con las condiciones requeridas para el cambio de sistema de Pistoneo a Bombeo Mecánico.
- La unidad de Pistoneo produce contaminación ambiental por la intervención continua en los pozos de cada una de las secciones de la zona Central.
- Embastonamientos continuas en las bomba de subsuelo por falta de lubricación de los Stuffing Box.
- Excesivo torque aplicado a la llave hidráulica al momento de manipular el control de tubing y cupla
- El uso de Herramienta Local para extraer el petróleo es altamente contaminante.

- No existe información para realizar el diseño API para determinar el cálculo del porcentaje de varillas para la selección aceptable del diseño de Bombeo Mecánico.
- En la auditoria mensual de enero a diciembre del 2012 se determinó un valor promedio de los costos operativos, para el Bombeo Mecánico es \$ 68997.57, comparándolo con el sistema de Pistoneo es \$ 109201.68 mensual para 4 unidades.

7.2 RECOMENDACIONES.

- Continuar con las evaluaciones a los pozos de Pistoneo en la zona Norte y Sur para desarrollar futuros proyectos.
- La selección de los pozos es necesario que tengan un rango de producción mayor o igual a 3 barriles por intervención y ciclo de trabajo de 2 días para obtener una operación aceptable en la bomba de subsuelo.
- Realizar un control periódico a las unidades de Bombeo Mecánico para evitar que la variación de Golpes por minuto afecte el funcionamiento de extracción .
- Efectuar mediciones de caudales de gas a los pozos seleccionados para que estos sean contabilizados en la producción de gas.
- En la operación de pulling, las varillas deben manipularse con cuidado para evitar cualquier golpe que pueda dañarlas, y antes de enroscar las varillas para ser bajadas al pozo, debe lubricarse el pin con una pequeña cantidad de grasa especial.
- Eliminar la extracción por Herramienta Local por su alto costo operativo.

- Colocar tanques en las locaciones de los pozos seleccionados para evitar pérdidas de presión en las líneas de transferencia.
- Utilizar el programa QRod para el diseño del equipo de Bombeo Mecánico.

BIBLIOGRAFÍA.

- Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico PDVSA CIE Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED). Código: © Primera
- EZEQUIEL ANDER-EGG. Grupo Editorial Lumen. Buenos. Métodos y Técnicas de Investigación Social III . Cómo Organizar Un Trabajo De Investigación .
- FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO PhD. "Fundamentos de Ingeniería de yacimiento". Editorial Universisad Surcolombiana, Primera edición.
- Editor-in-Chief HOWARD B. BRADLEY –Professional /Technical Training Consultant "Petroleum Engineering Handbook "–Vol. IV /Society of Petroleum Engineers.ISN I-55563-010-3.año 1987.
- JOE CLEGG- J.R. BLANN, "Exploration & producción departament American Petroleum Institute" Third edition, 1994.
- JUAN A. ROSBACO, "Evaluación de proyectos: Teoría general y su aplicación a la explotación de hidrocarburos" Segunda edición Buenos Aires : EUDEBA, 1988.
- KERMIT E. BROWN, "The Technology of Articial Lift" Methods.Volumen 2ª, The university of Tulsa.1980
- KLEBER H. QUIROGA, "Pruebas de Reacondicionamientos de pozos petrolíferos" Quito-1991.

- MARCELO ARTIGAS, Programa de Fortalecimiento de escuelas técnicas, "Exploración y producción de petróleo: Bombeo Mecánico", (2010). 1^{era} Edición.
- PATRICIO MALONE, FERNANDO FANTIN, FERNANDO TUERO. "Informe Geológico y de reservorios del Campo Ancón" .
- Pan American Energy – Unidad de Gestión Golfo San José – "Manual de Producción", Escuela de Petróleo de la Patagonea. 2002.
- Weatherford Sucker Rods. Choices in technology www.weatherford.com
- CPTDC China Petroleum Technology & Development Corporation A CNPC. Comprehensive Catalog of Chinese Petroleum Material And Equipment.2008-2010.

ANEXOS

ANEXO I

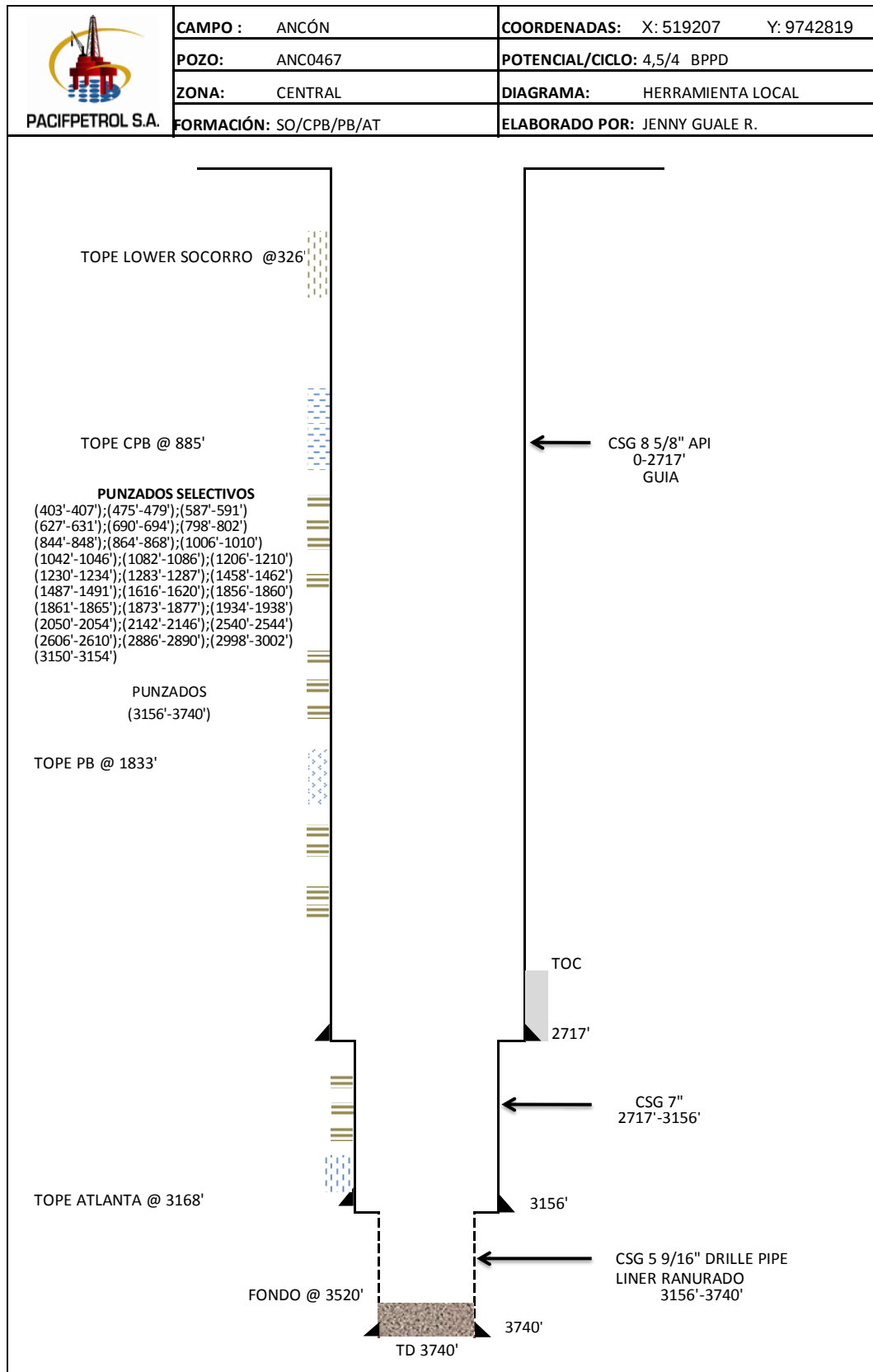
DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DE LOS

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

DEL BLOQUE 2.

ANEXO 1.1

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DE HERRAMIENTA LOCAL.

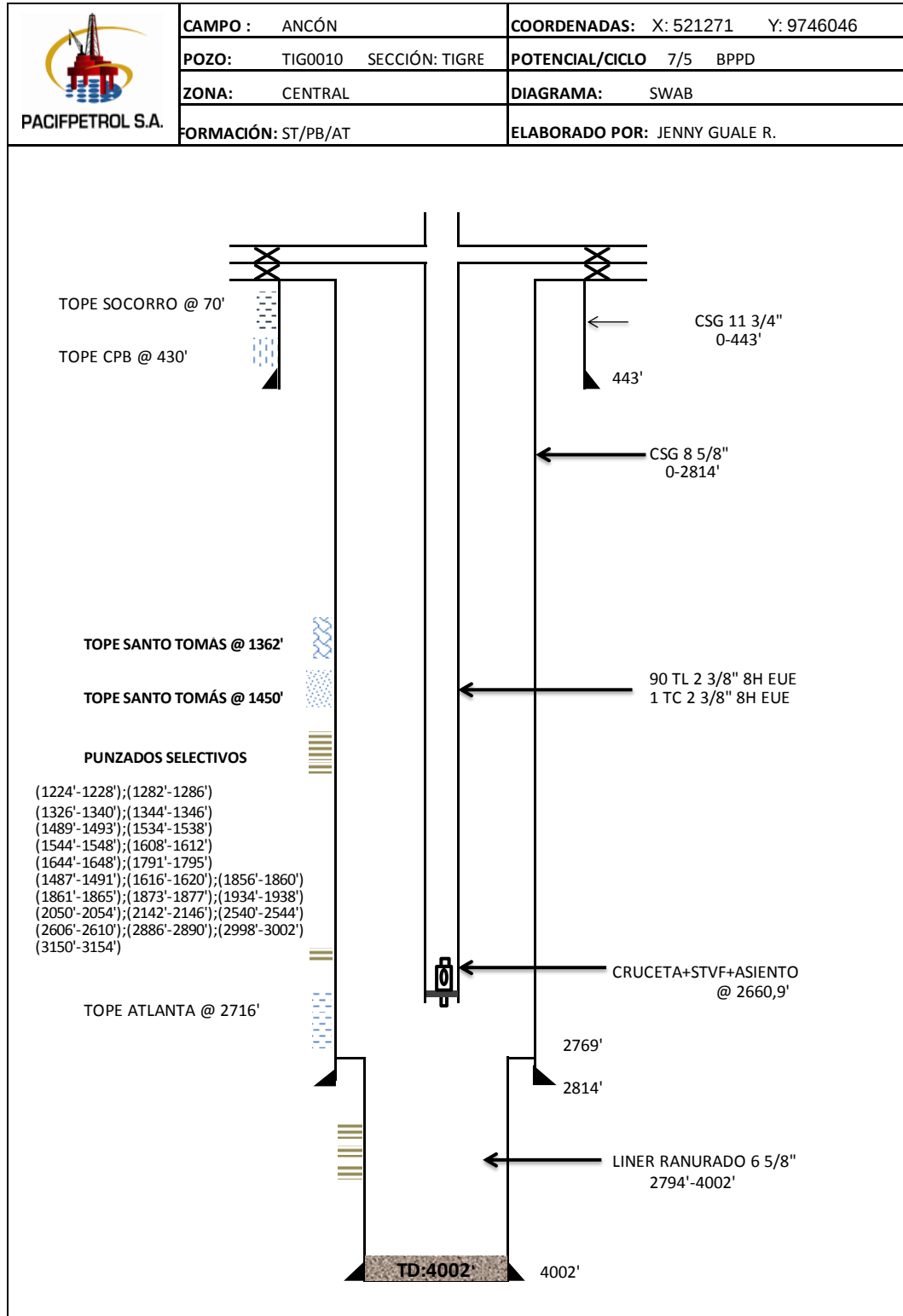


ANEXO 1.2

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DE SWAB O PISTONEO.

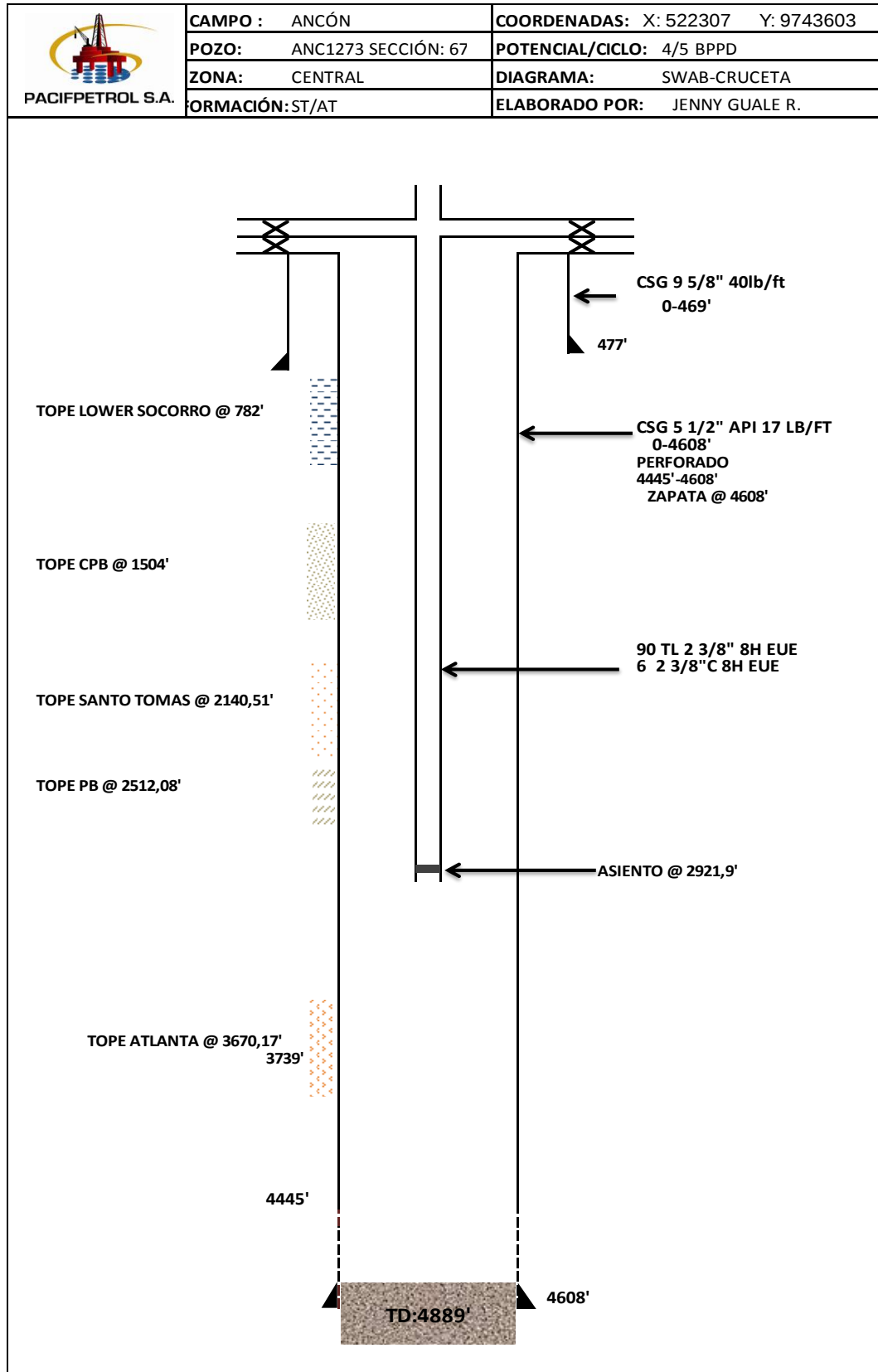
ANEXO 1.2.1 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN CON STADING

VALVE FIJO



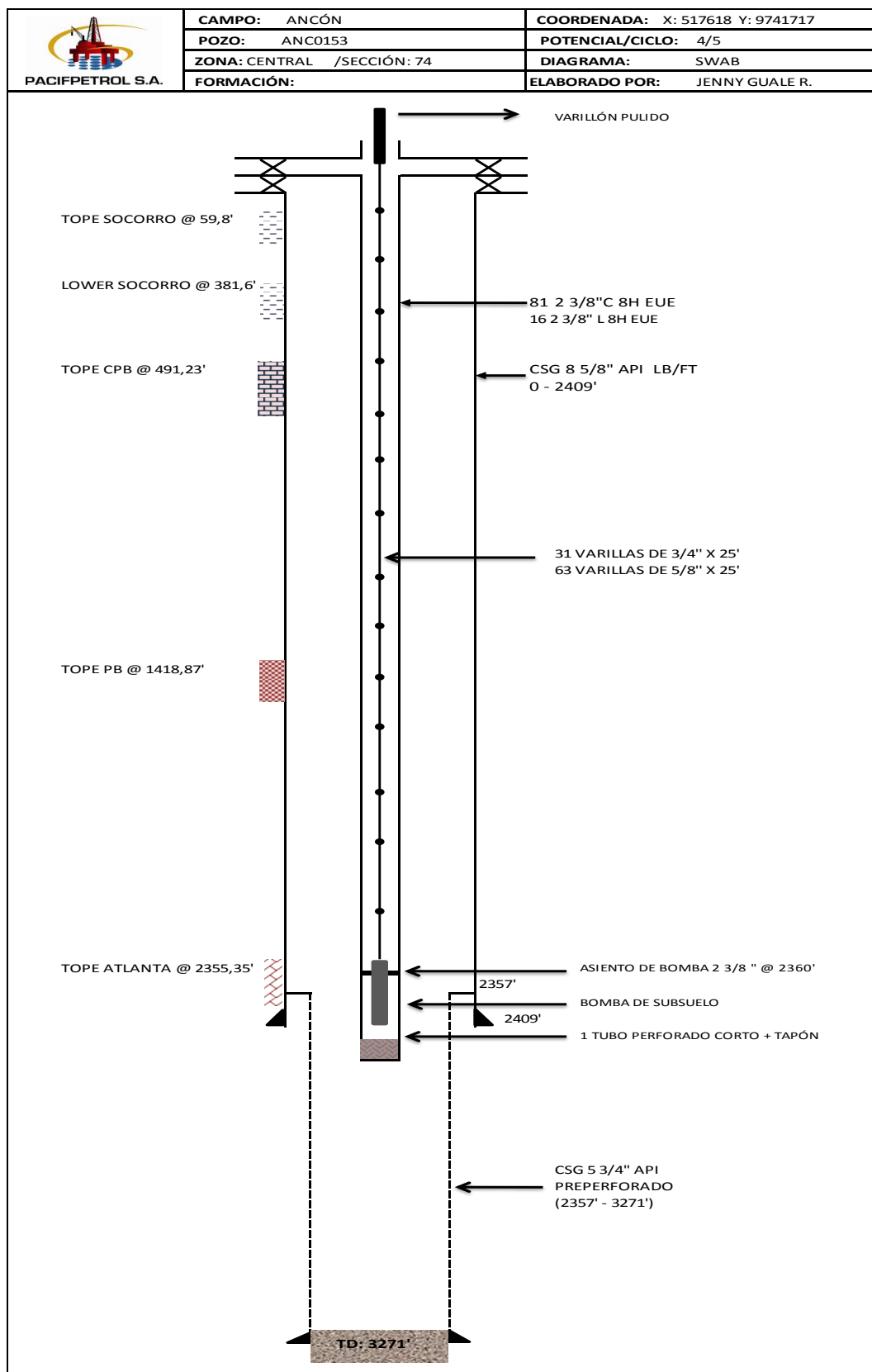
ANEXO 1.2.2

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DE SWAB –CRUCETA



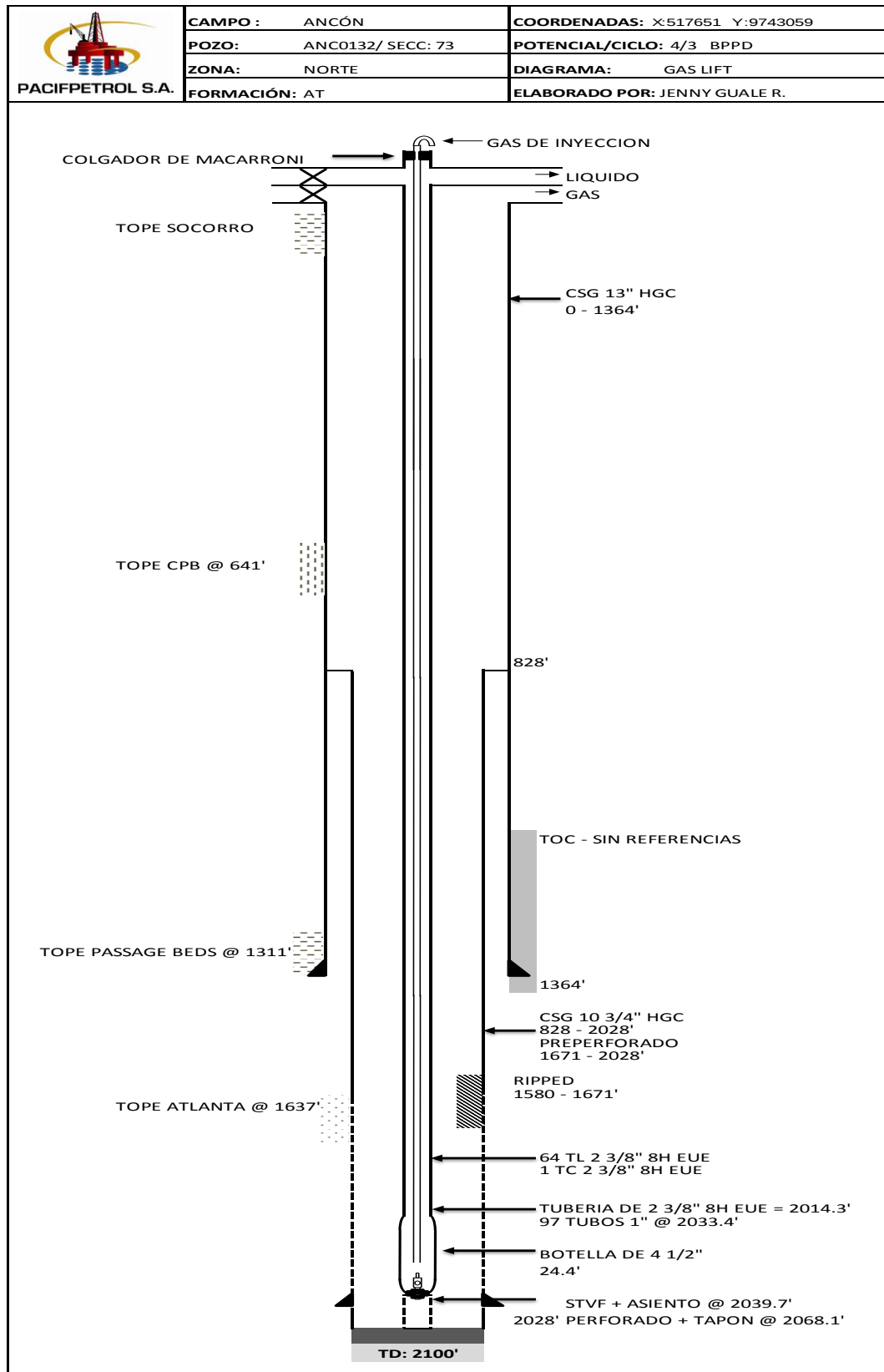
ANEXO 1.3

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DE BOMBEO MECÁNICO



ANEXO 1.4

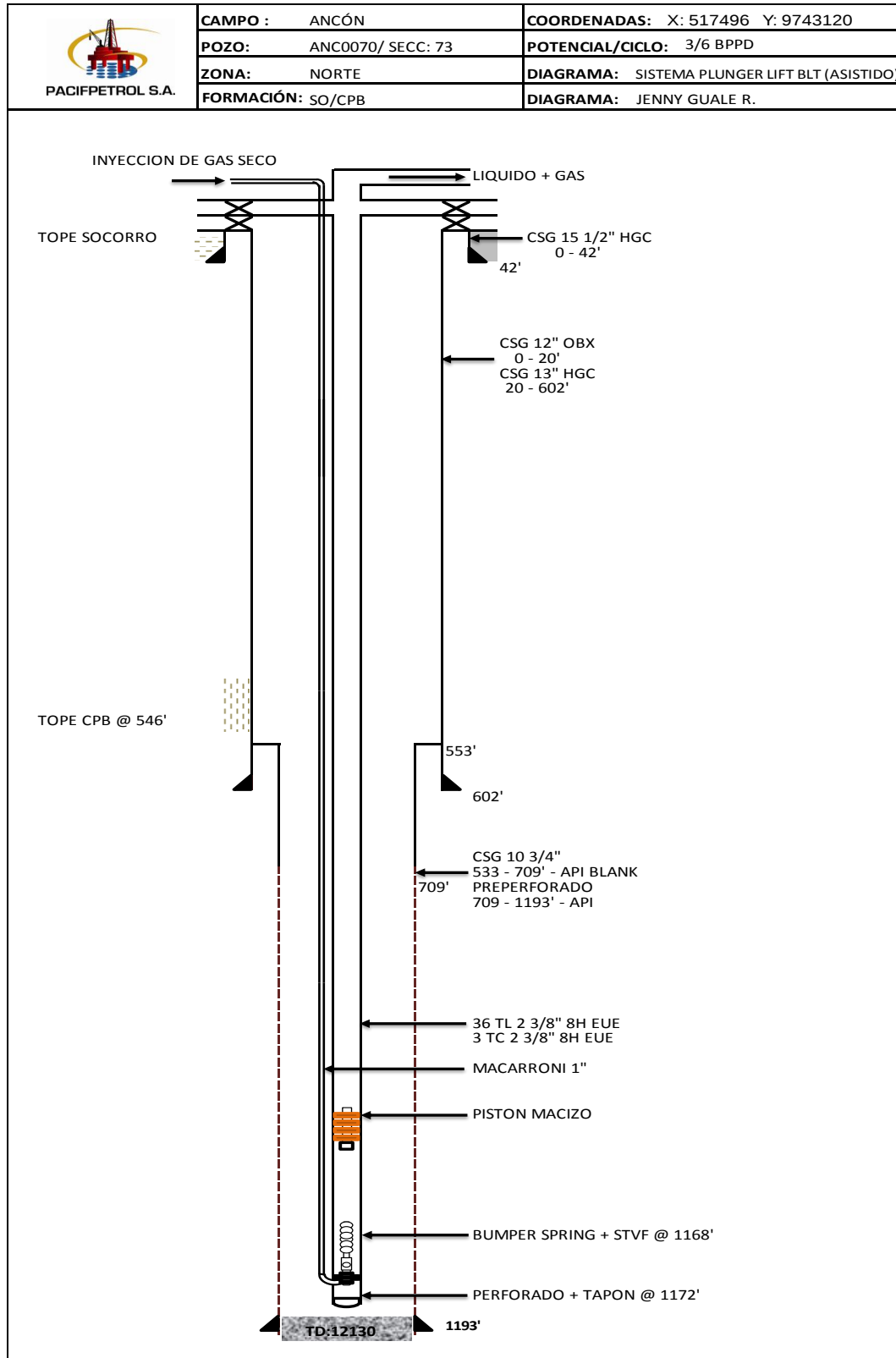
DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DE GAS LIFT



ANEXO 1.5

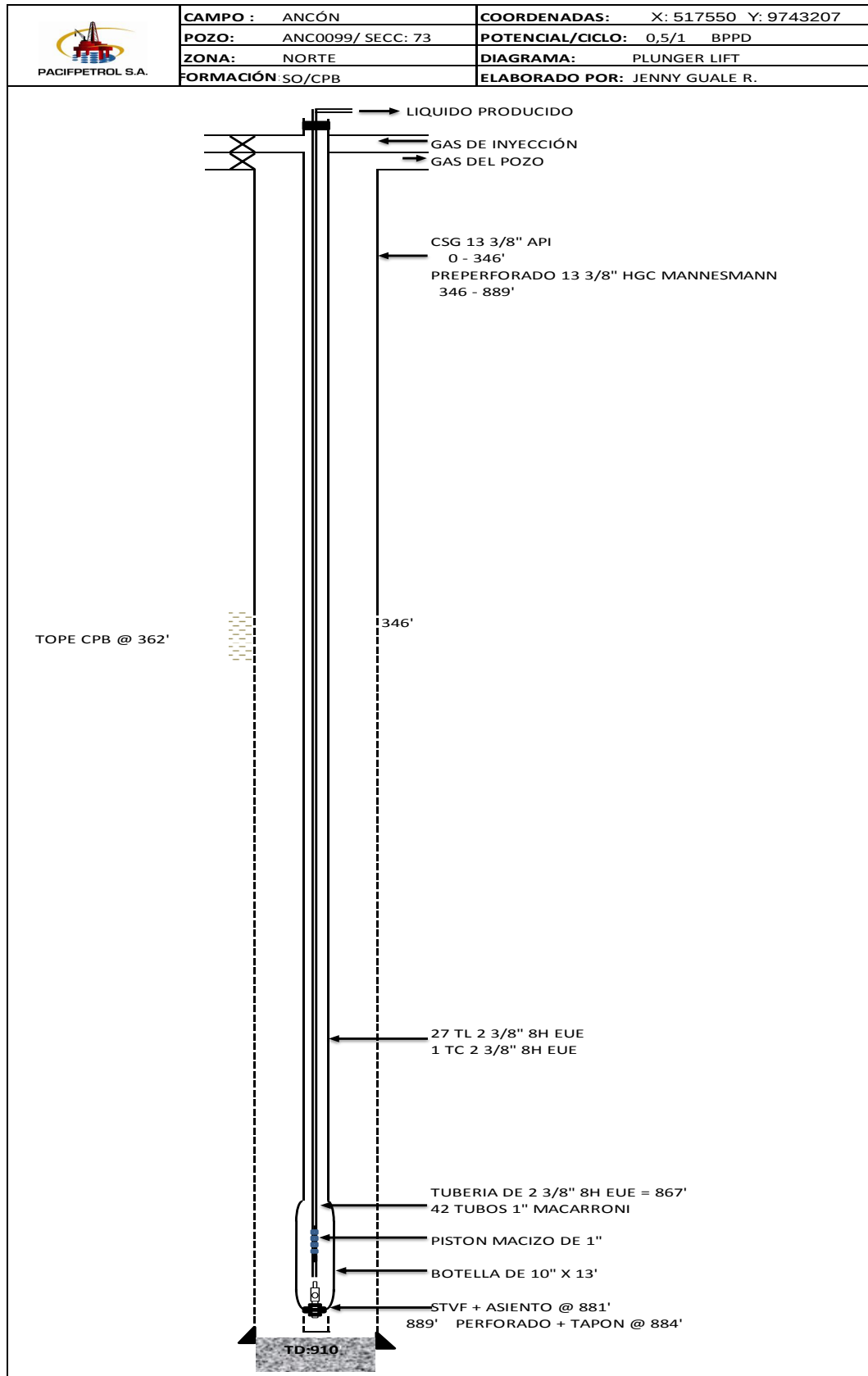
DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DE PLUNGER LIFT.

ANEXO 1.5.1 DIAGRAMA DE PLUNGER LIFT (ASISTIDO)



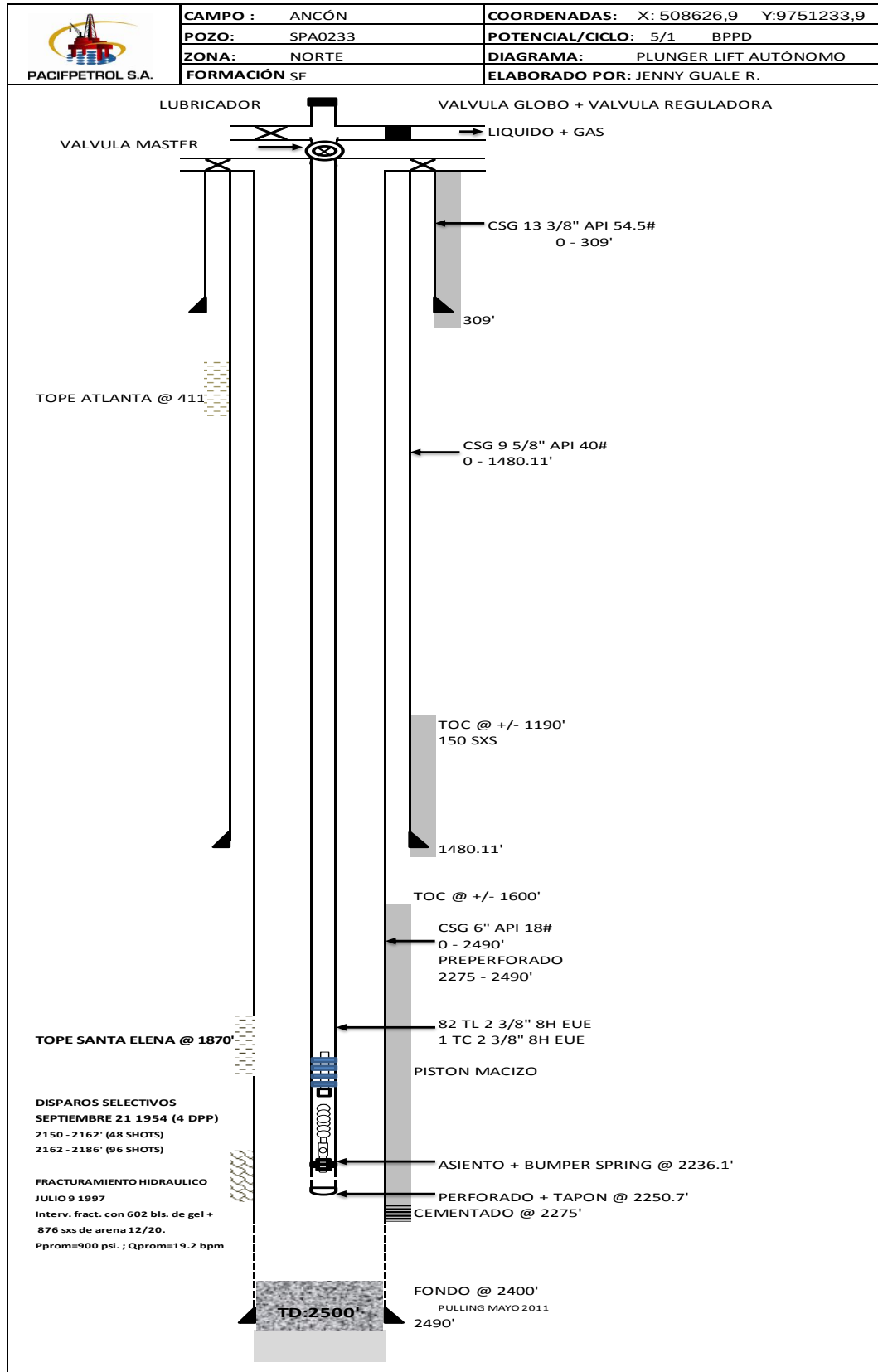
ANEXO 1.5.2

DIAGRAMA DE PLUNGER LIFT.



ANEXO 1.5.3

DIAGRAMA DE PLUNGER LIFT AUTÓNOMO



ANEXO II.

PLANILLAS DE DETALLES Y

CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO PARA

CAMBIO DE SISTEMA

ANEXO 2.1

PLANILLA DEL EQUIPO DE SUPERFICIE DEL BALANCÍN PORTÁTIL Y CARACTERÍSTICAS.



PLANILLA DE EQUIPO DE SUPERFICIE

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	CANTIDAD	PRECIO TOTAL	FUENTE DE INFORMACIÓN
EQUIPO DE SUPERFICIE					
Balancin portatil	und	23000	6	138000,00	Mantenimiento
Carreta de almacenamiento	und	10000	6	60000,00	Mantenimiento
Puente de producción	und	700,35	36	25.212,69	Mantenimiento
Stuffing box	und	600	36	21600,00	Consulta de stok de bodega
Grampa	und	500	36	18.000,00	Consulta de stok de bodega
				\$	262.812,69

CARACTERÍSTICAS

Stuffing Box
Compact – T Modelo SB 2" -7/8 X 1 1/4" 1 1/2"
Conexión if: 2 " 7/8 EUE M
Conexión sup: Tapa stuffing Box
Presión máx:2000 psi
Temp máx.: 120°C
Vástago: 1 ¼"- 1 ½ "



Copas de stuffing box

Goma de alta temperatura y cordón de cierre de 250 C grados.

Ahorra dinero y no remplace el empaque con tanta frecuencia.

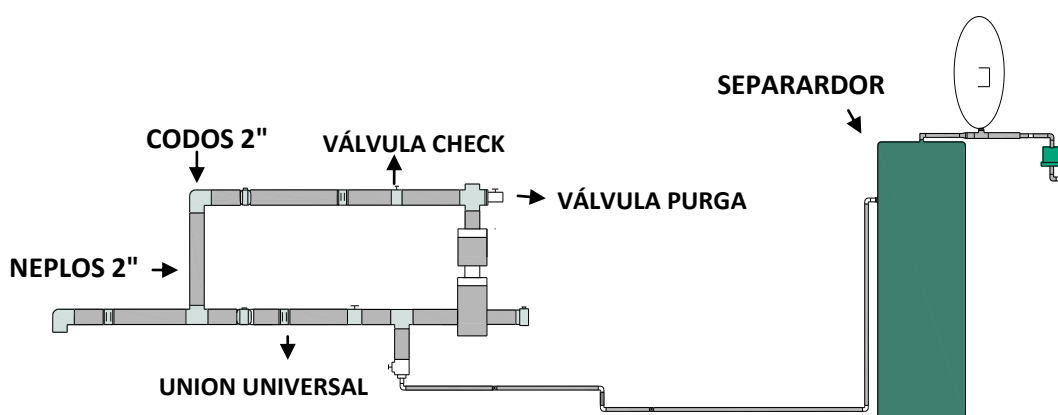
Previene los daños ambientales

Se adapta en todo de estilo de cono, la corona y tipo X de prensaestopas.

Ahorra cambios en la barra pulida debido al desgaste.



PUENTE DE PRODUCCIÓN



Elaborado por: Jenny Guale R./ AUTOCAD

PLANILLA DE PUENTE DE PRODUCCIÓN

ITEM	CÓDIGO	unidad de medida	DESCRIPCIÓN	Precio Unitario	Cantidad Estimada	Precio Total	Fuente de Información
1	B0012676	und	Valve check 2" , tipe y THRD 200 wog(red white- toyo 200 wg)	50	1	50,00	Consulta de stok de bodega
2	P0000935	und	Válvula de bola 2" roscada de bronce cromado, 150 PSI	77,28	4	309,12	Consulta de stok de bodega
3	P0002425	und	Valve ball 1/2", 1440 MIN CWP, CS Body, THR'D Full Port, Solid 316SS Ball&Stem, Levere	90	1	90,00	Consulta de stok de bodega
4	B0011449	und	Unión universal 2" 150psi A/C	8,24	3	24,72	Consulta de stok de bodega
5	P0000719	und	tee 2" 11H	8,00	1	8,00	Consulta de stok de bodega
6	B0011413	und	TEE: 2" 8H, 150LBS, ACERO AL CARBONO	4,87	1	4,87	Consulta de stok de bodega
7	P0000719	und	codo 90° de 2"	8,00	2	16,00	Consulta de stok de bodega
8	B0011410	und	Bushing 1"-1/2" ACERO/NEGRO	0,75	1	0,75	Consulta de stok de bodega
9		m	tubo de 2"	7,25	2,33	16,89	Consulta de stok de bodega
10		horas	mano de obra	10	18	180	Consulta de stok de bodega
COSTO TOTAL DE PUENTE DE PRODUCCION PARA 36 POZOS						700,35	25.212,69

CARACTERÍSTICAS

Válvula de retención	
Material: cast Steel	 
Estructura: check	
Connection forma: Flange	
Standard: ISO, CE, API, ASME	
Size: 2"	
Pressure rating class: 150lbs 1500 lbs	

ANEXO 2.2

PLANILLA DE EQUIPO DE FONDO Y CARACTERÍSTICAS

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	CANTIDAD	PRECIO TOTAL	FUENTE DE INFORMACIÓN
EQUIPO DE FONDO					
Asiento 2 3/8" , 8RD, EUE, bomba de subsuelo.	und	121,67	36	4.380,12	Consulta de stok de bodega
Tub perforado + tapón 2 3/8" x 8H	und	98,72	36	3.553,92	Consulta de stok de bodega
bomba de 8	und	2032,39	36	73166,04	Consulta de stok de bodega
varillas de subsuelo 5/8"x25' A/C	ft	3	61763,280	185.289,84	Consulta de stok de bodega
varillas de subsuelo 3/4"x25' A/C	ft	3,2	30420,72	97.346,30	Consulta de stok de bodega
neplo de varillas; 3/4"x10' Lng. ;acero al carbono	und	115,72	36	4.165,92	Consulta de stok de bodega
varillón pulido 1 1/4" x 3/4x	und	192,6	36	6.933,60	Consulta de stok de bodega
				\$	374.835,74

CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO DE SUBSUELO

Bomba RWAC	
La bomba más utilizada en el Campo es RWAC Se les usa para pozos con arena, pozos gaseosos. R: tipo de bomba insertable W: tipo de barril de pared fina A: anclaje superior C: tipo de copas.	

Varillas de subsuelo 3/4" y 5/8"	
El grado de varillas de bombeo (Sucker rod) utilizadas en el Campo es; grade rods D; son para cargas pesadas en pozos no corrosivos o inhibido eficazmente AISI 4142 cromo-molibdeno de aleación de acero	

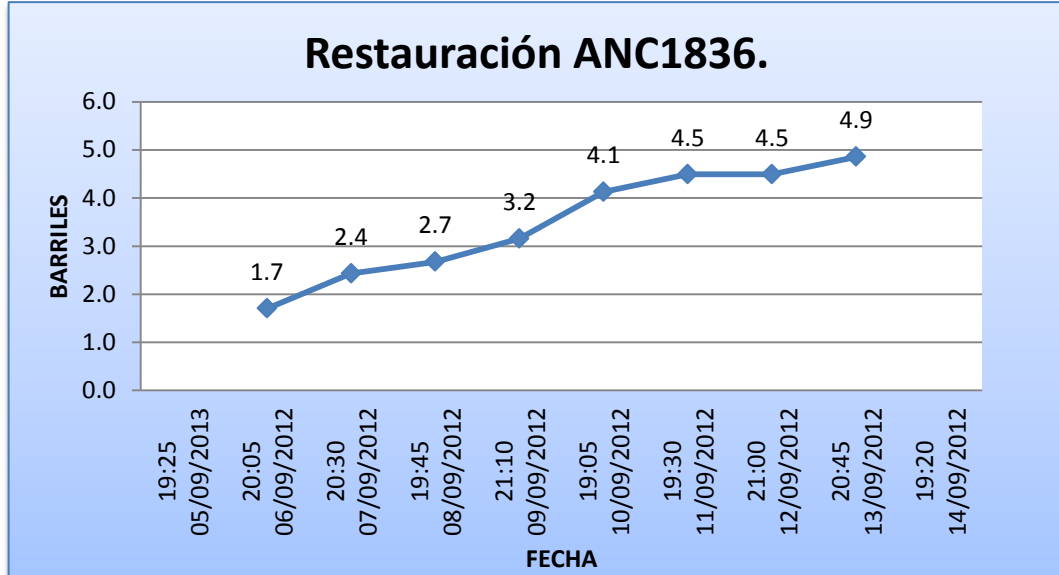
ANEXO III

MODELO TIPO PARA CAMBIO DE SISTEMA

ANEXO 3.1
RESULTADOS DE UN POZO CANDIDATO
RESTAURACIÓN DE NIVEL DEL POZO ANC1836

ANC1836 (3/5)									
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING	NIVEL	CAP	Prof. Instalación	BLS OIL	BLS AGUA	COMENTARIO
06/09/2012	20:05	1	5	1130	1200	1200	1,7	0,0	el último de día de la restauración se midió de nivel 130', csg=5", con 5 bls de petróleo y 1/2 de agua.
07/09/2012	20:30	2	5	1100	1200	1200	2,4	0,0	
08/09/2012	19:45	3	5	1090	1200	1200	2,7	0,0	
09/09/2012	21:10	4	5	1070	1200	1200	3,2	0,0	
10/09/2012	19:05	5	5	1030	1200	1200	4,1	0,0	
11/09/2012	19:30	6	5	1015	1200	1200	4,5	0,0	
12/09/2012	21:00	7	5	990	1175	1200	4,5	0,6	
13/09/2012	20:45	8	5	970	1170	1200	4,9	0,7	

CURVA DE RESTAURACIÓN



ANEXO 3.2

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN ACTUAL Y FUTURA DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN ACTUAL DEL POZO ANC1836

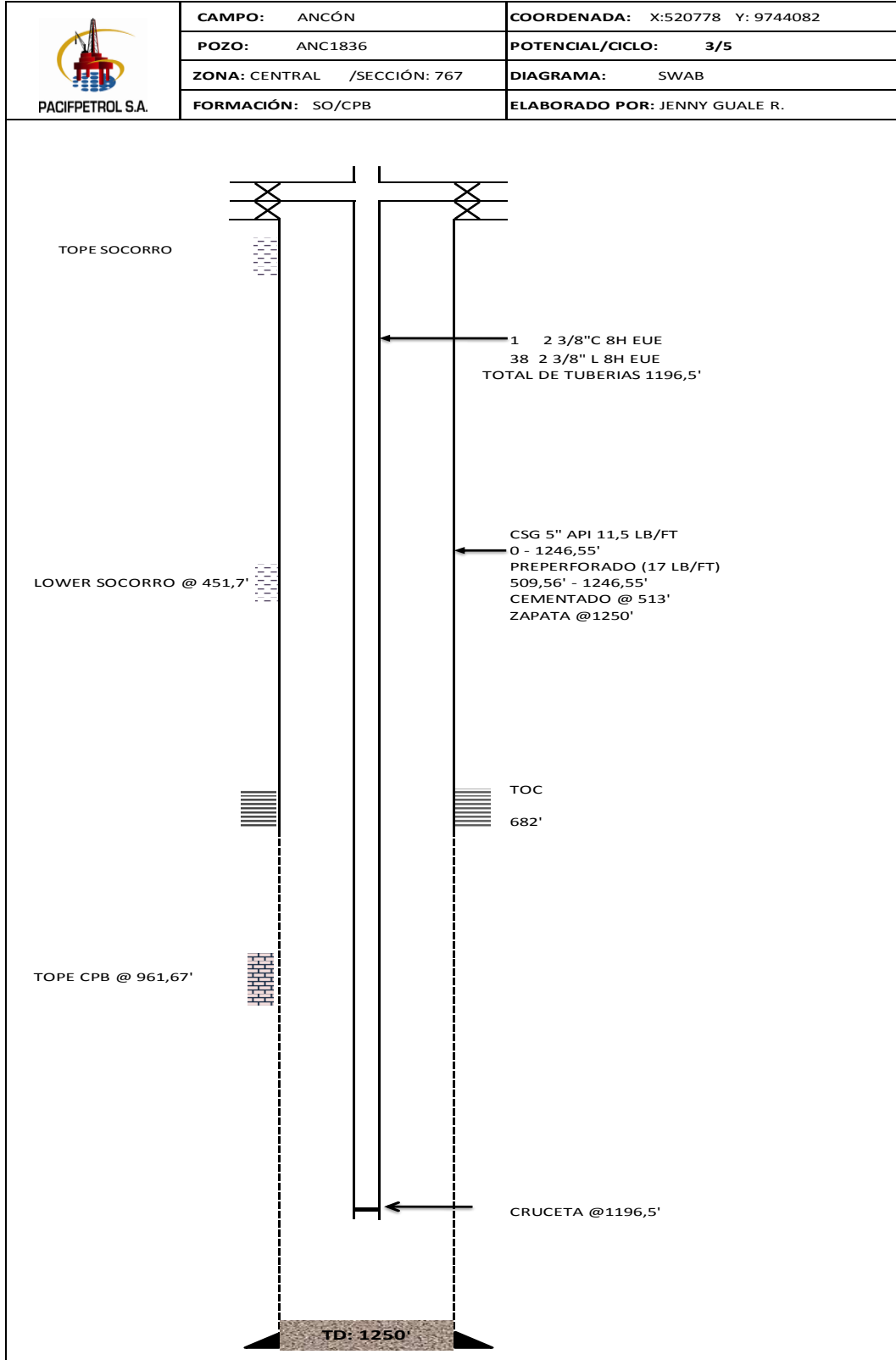
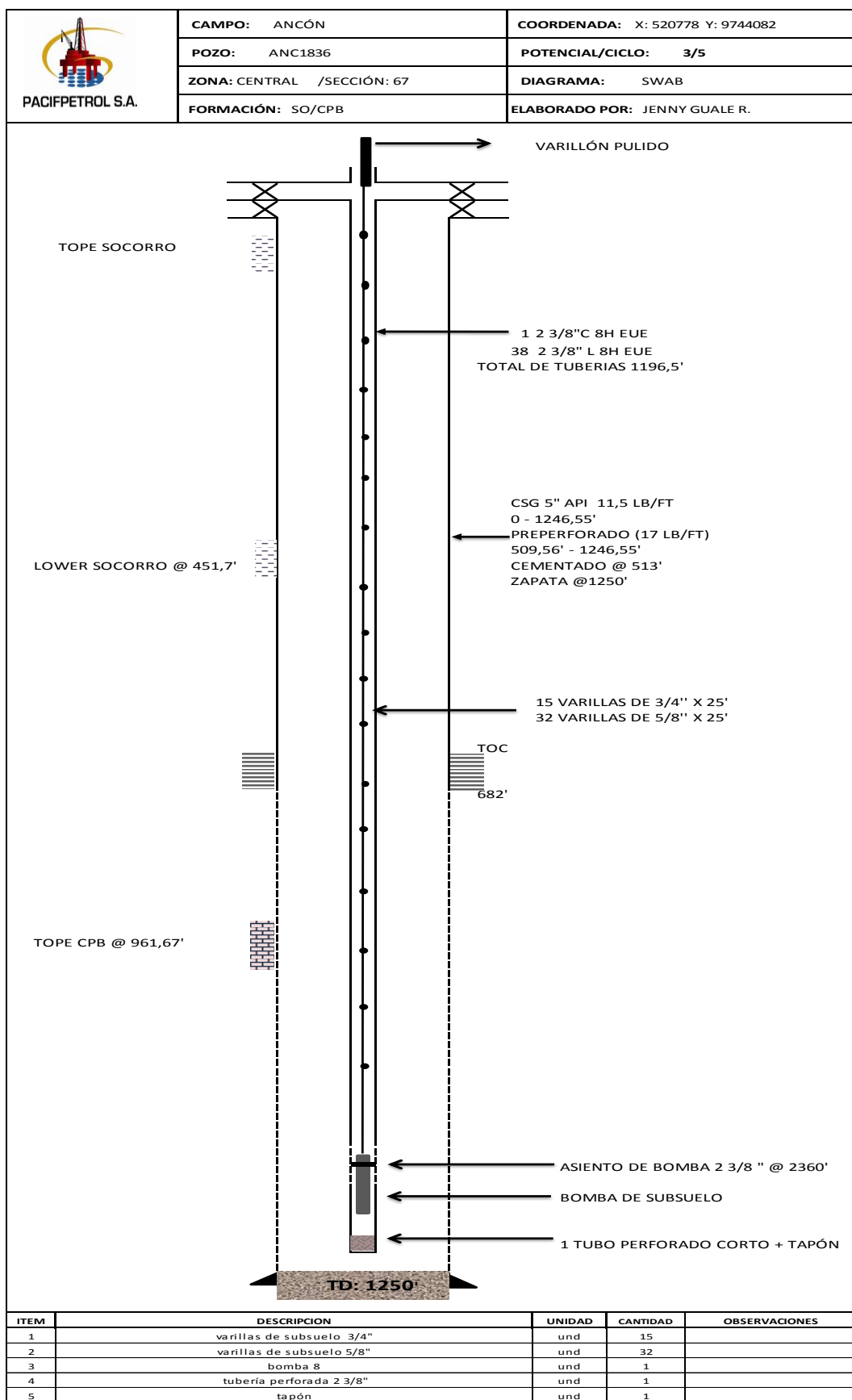


DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN FUTURA DE POZO ANC1836



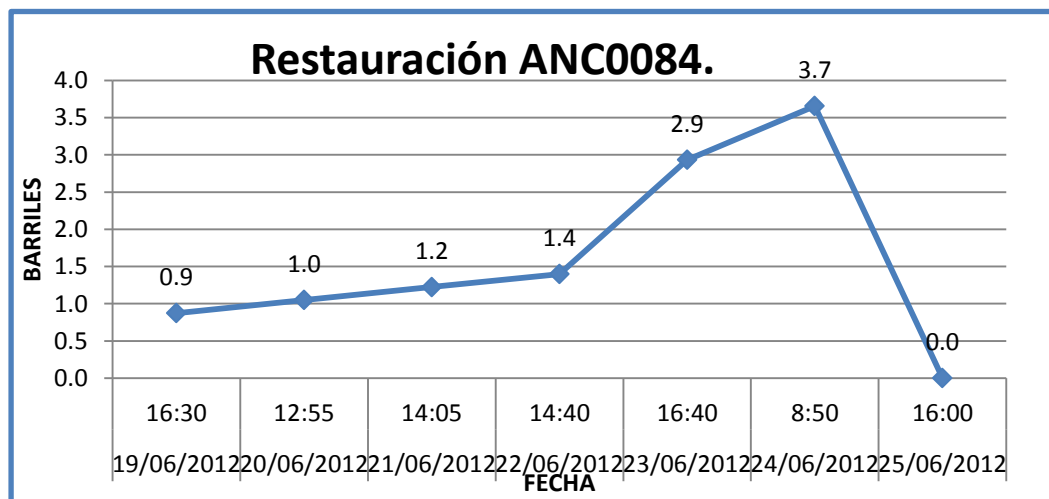
ANEXO IV
RESULTADOS DE RESTAURACIONES DE
NIVEL

POZO: ANC0084

ANC0084 (3/7)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING 1	Φ CASING 2	NIVEL	CAP	Prof. Instalación	BLS
	FECHA - HORA		in	in	ft	ft	ft	
19/06/2012	16:30	1	6	8,625	1745	1770	1770	0,9
20/06/2012	12:55	2	6	8,625	1740	1770	1770	1,0
21/06/2012	14:05	3	6	8,625	1735	1770	1770	1,2
22/06/2012	14:40	4	6	8,625	1730	1770	1770	1,4
23/06/2012	16:40	5	6	8,625	1700	1770	1770	2,9
24/06/2012	8:50	6	6	8,625	1690	1770	1770	3,7

El pozo tiene CSG de 8 5/8" de 0 -1778', y de 1713'-2290' tiene CSG de 6". Se midió 80' = 3.7 bls de petróleo con un ciclo de trabajo de 6 días.

Curva de restauración

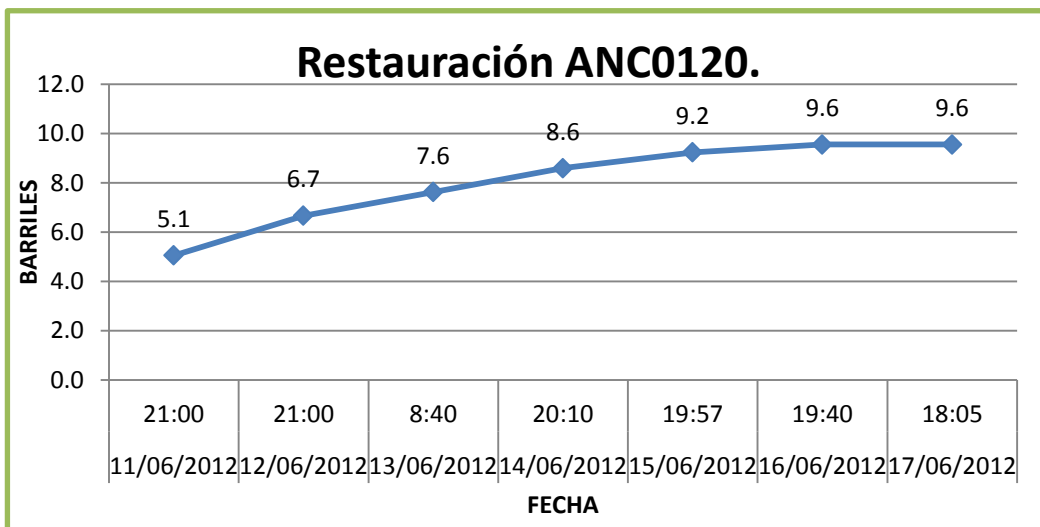


POZO: ANC0120

ANC0120 (4/4)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING 1	Φ CASING 2	NIVEL	CAP	Prof. Instalación	BLS
			in	in	ft	ft	ft	
11/06/2012	21:00	1	8,625	5,75	1800	1870	1890	5,1
12/06/2012	21:00	2	8,625	5,75	1750	1870	1890	6,7
13/06/2012	8:40	3	8,625	5,75	1720	1870	1890	7,6
14/06/2012	20:10	4	8,625	5,75	1690	1870	1890	8,6
15/06/2012	19:57	5	8,625	5,75	1670	1870	1890	9,2
16/06/2012	19:40	6	8,625	5,75	1660	1870	1890	9,6
17/06/2012	18:05	7	8,625	5,75	1660	1870	1890	9,6

Su máximo nivel es 210' = 9.6 bls. Normalmente, se recupera 4 bls cada 4 días pero para esta restauración se alargó su ciclo de trabajo a 7 días y acumuló 9 bls.

Curva de restauración

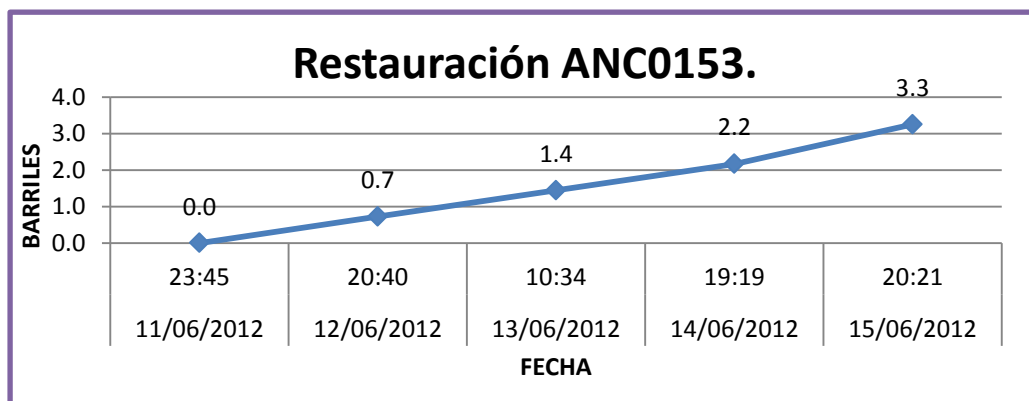


POZO: ANC0153

ANC0153 (4/5)							
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING 1	NIVEL	CAP	Prof. Instalación	BLS
			in	ft	ft	ft	
11/06/2012	23:45	1	8,625	2300	2300	2357	0,0
12/06/2012	20:40	2	8,625	2290	2300	2357	0,7
13/06/2012	10:34	3	8,625	2280	2300	2357	1,4
14/06/2012	19:19	4	8,625	2270	2300	2357	2,2
15/06/2012	20:21	5	8,625	2255	2300	2357	3,3

El nivel se encuentra en csg 8 5/8" desde 0-2409' alcanzando 45' de nivel de fluido en este caso se recupero 3 bls de petróleo.

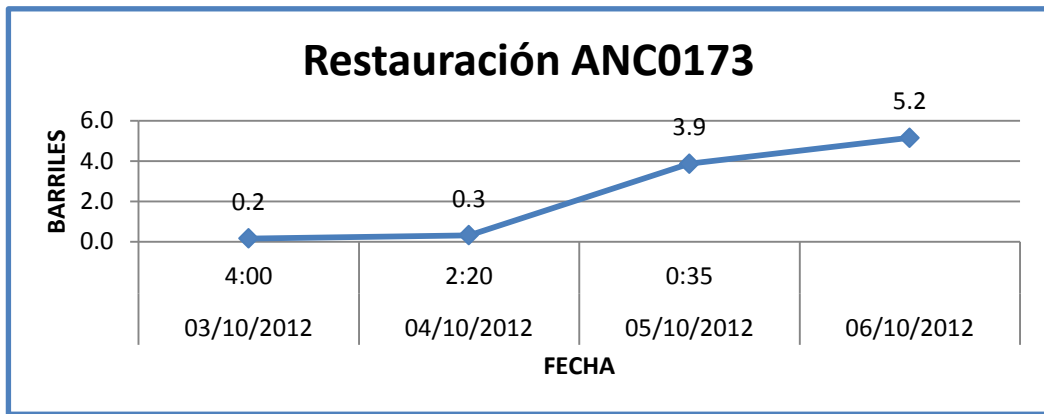
Curva de restauración



POZO: ANC0173

ANC0173 (8/4)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING	NIVEL	CAP	Prof. Instalación	BLS OIL	BLS AGUA
			in	ft	ft	ft		
03/10/2012	4:00	1	5,758	2949	2954	2954	0,2	0,0
04/10/2012	2:20	2	5,758	2944	2954	2954	0,3	0,0
05/10/2012	0:35	3	5,758	2834	2954	2954	3,9	0,0
06/10/2012		4	5,758	2794	2954	2954	5,2	0,0

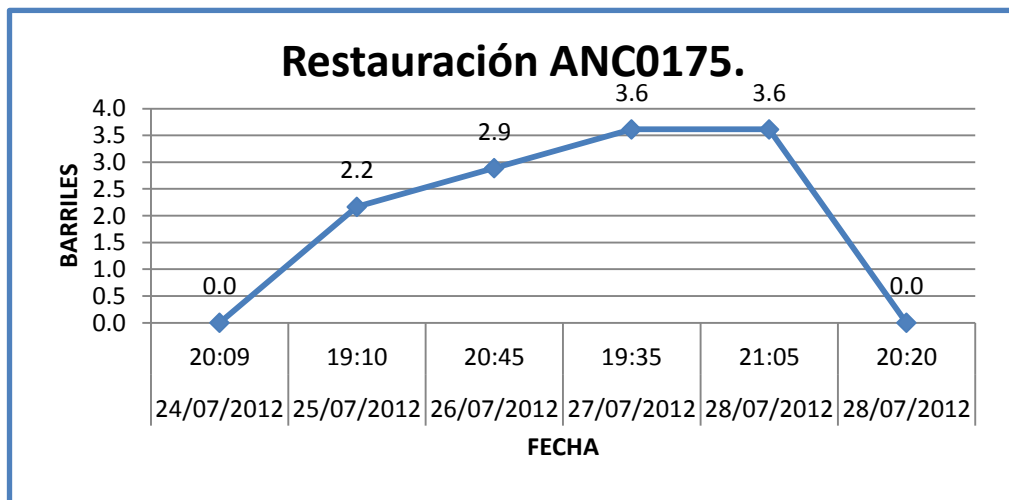
El ciclo de trabajo de restauración de nivel de este pozo fue por 3 días. En el cual se recuperó 5 barriles, alcanzando un nivel del fluido a 160'.

Curva de restauración**POZO: ANC0175**

ANC0175 (4.5/5)							
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING	NIVEL	CAP	Prof. Instalación	BLS
			in	ft	ft	ft	
24/07/2012	20:09	1	8,625	2370	2370	2370	0,0
25/07/2012	19:10	2	8,625	2340	2370	2370	2,2
26/07/2012	20:45	3	8,625	2330	2370	2370	2,9
27/07/2012	19:35	4	8,625	2320	2370	2370	3,6
28/07/2012	21:05	5	8,625	2320	2370	2370	3,6
28/07/2012	20:20	0	8,625	2370	2370	2370	0,0

El ciclo de esta restauración de este pozo fue por 5 días. En el cual se recuperó 3.6 barriles, alcanzando un nivel estatico del fluido de 50'

Curva de restauración.

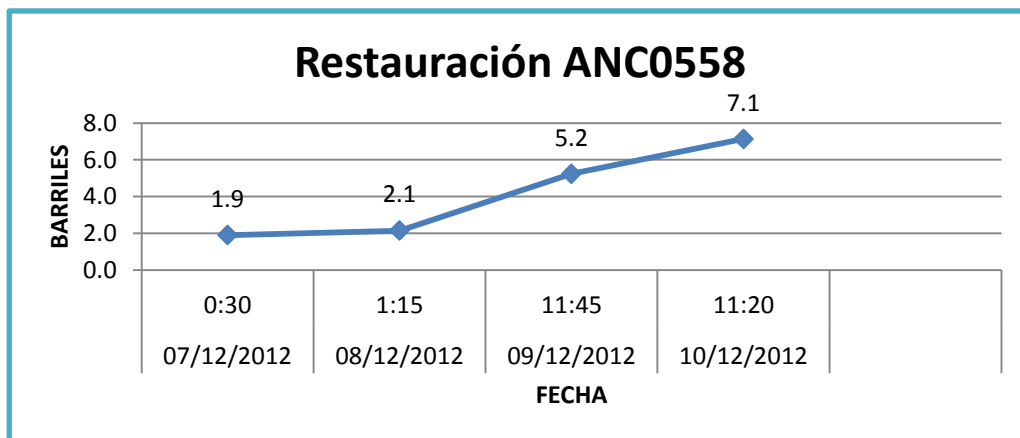


POZO:ANC0558

ANC0558 (10/4)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING	NIVEL	CAP	Prof. Instalación	BLS OIL	BLS AGUA
			in	ft	ft	ft		
07/12/2012	0:30	1	7	3615	3655	3915	1,9	12,4
08/12/2012	1:15	2	7	3610	3655	3915	2,1	12,4
09/12/2012	11:45	3	7	3545	3655	3915	5,2	12,4
10/12/2012	11:20	4	7	3535	3685	3915	7,1	10,9

El ciclo de trabajo del pozo fue de 4 días, en la restauración se recupero 7 bls de petróleo.

Curva de restauración

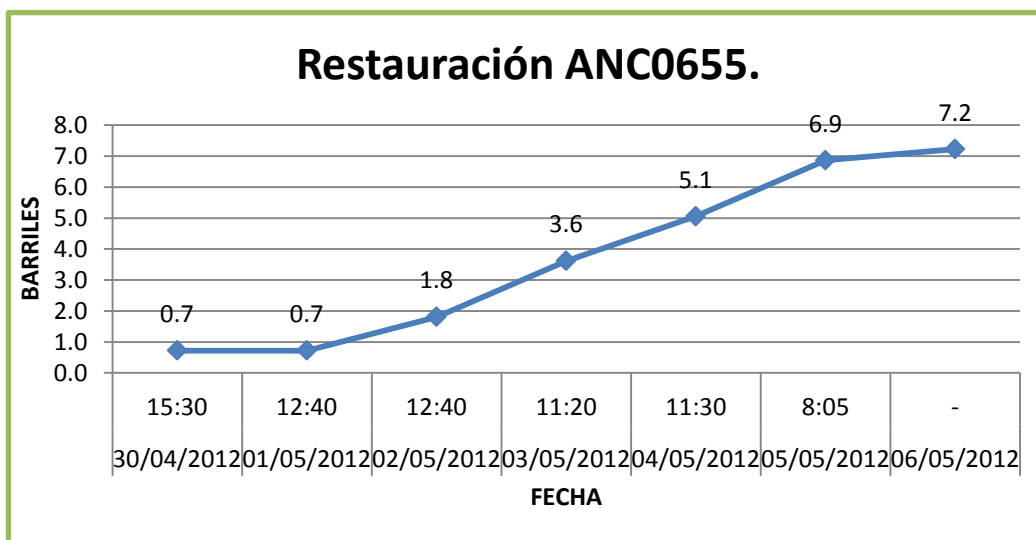


POZO: ANC0655

ANC0655 (4/4)							
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING	NIVEL	CAP	Prof. Instalación	BLS
			in	ft	ft	ft	
30/04/2012	15:30	1	8,625	2230	2240	2240	0,7
01/05/2012	12:40	2	8,625	2230	2240	2240	0,7
02/05/2012	12:40	3	8,625	2215	2240	2240	1,8
03/05/2012	11:20	4	8,625	2190	2240	2240	3,6
04/05/2012	11:30	5	8,625	2170	2240	2240	5,1
05/05/2012	8:05	6	8,625	2145	2240	2240	6,9
06/05/2012	8:00	7	8,625	2140	2240	2240	7,2

Para esta restauración se duplicó el ciclo de 4 a 8 días. Después de los 8 días, el pozo acumuló 7.2 bls,

Curva de restauración

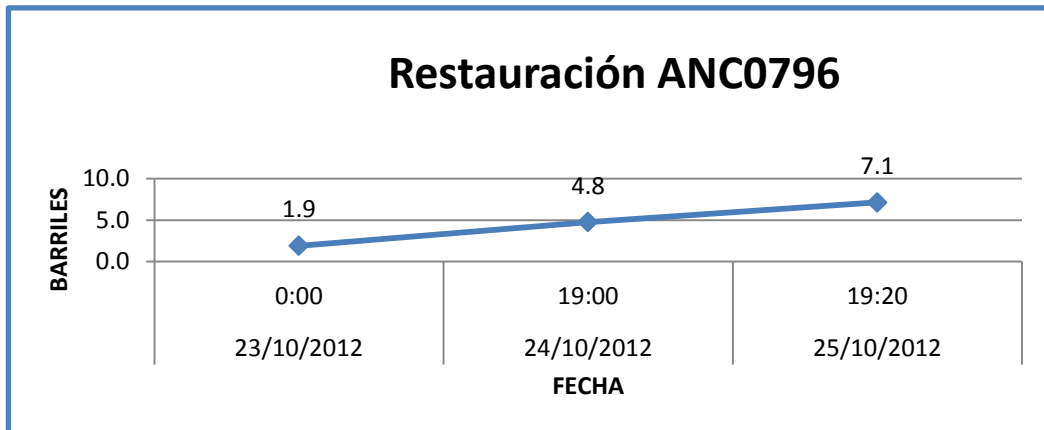


POZO: ANC0796

ANC0796(9/4)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING	NIVEL	CAP	Prof. Instalación	BLS OIL	BLS AGUA
			in	ft	ft	ft		
23/10/2012	0:00	1	7	3787	3827	3887	1,9	2,9
24/10/2012	19:00	2	7	3727	3827	3887	4,8	2,9
25/10/2012	19:20	3	7	3657	3807	3887	7,1	3,8

El ciclo de trabajo de este pozo fue de 3 días como podemos observar en la tabla acumulo 7 barriles de petróleo.

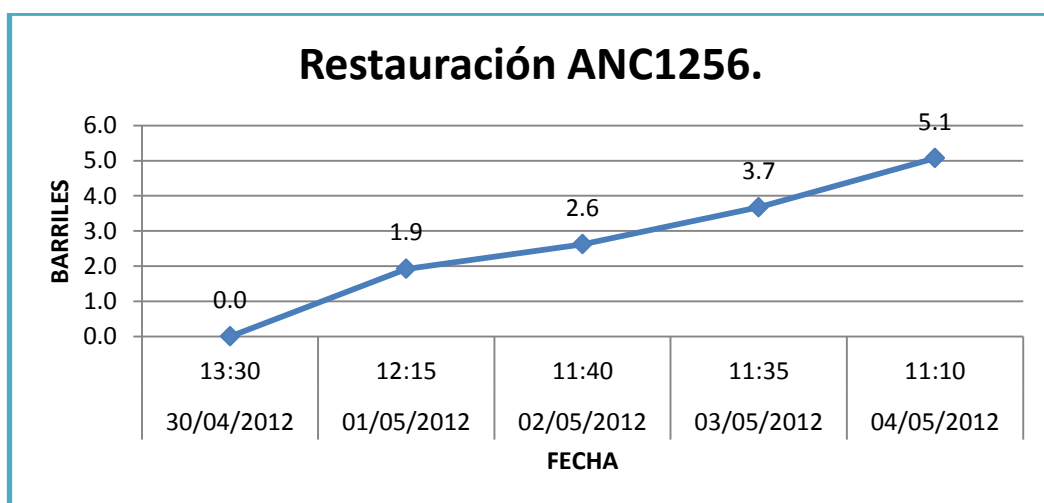
Curva de restauración



POZO: ANC1256

ANC1256 (3/3)							
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING	NIVEL	CAP	Prof. Instalación	BLS
			in	ft	ft	ft	
30/04/2012	13:30	1	6	2595	2595	2595	0,0
01/05/2012	12:15	2	6	2540	2595	2595	1,9
02/05/2012	11:40	3	6	2520	2595	2595	2,6
03/05/2012	11:35	4	6	2490	2595	2595	3,7
04/05/2012	11:10	5	6	2450	2595	2595	5,1

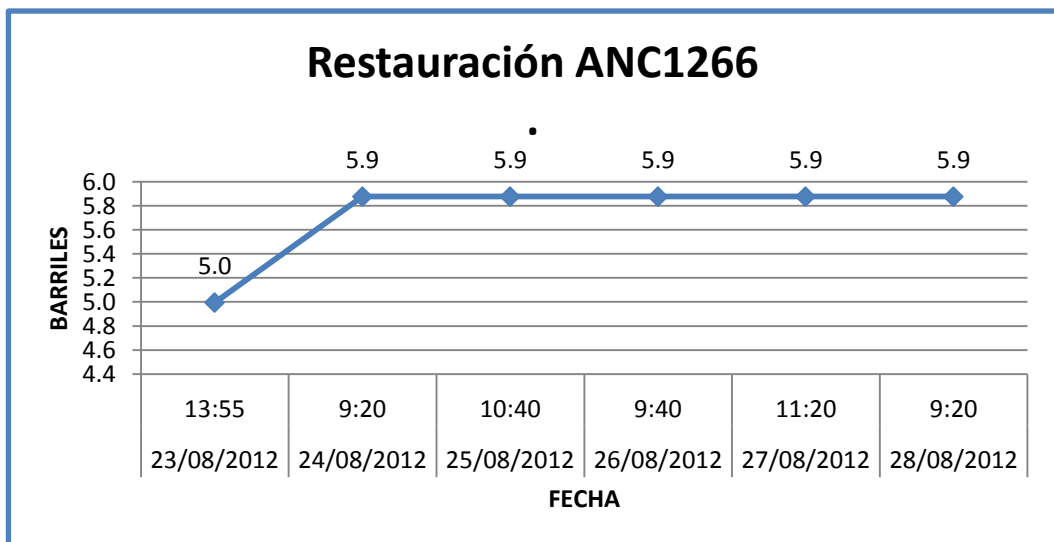
Para la restauración se duplicó el ciclo de 3 a 6 días. Después de 5 días, el pozo acumuló 5 bls



POZO: ANC1266

ANC1266 (3/3)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING	NIVEL	CAP	Prof. Instalación	BLS OIL	BLS AGUA
			in	ft	ft	ft		
23/08/2012	13:55	1	5,5	3605	3775	3775	5,0	0,0
24/08/2012	9:20	2	5,5	3575	3775	3775	5,9	0,0
25/08/2012	10:40	3	5,5	3575	3775	3775	5,9	0,0
26/08/2012	9:40	4	5,5	3575	3775	3775	5,9	0,0
27/08/2012	11:20	5	5,5	3575	3775	3775	5,9	0,0
28/08/2012	9:20	6	5,5	3575	3775	3775	5,9	0,0

Este pozo tiene un buen nivel de fluido de 200' aporta un buen volumen de bls .puede ser alpicable para BM.cuando intervino la unidad saco 4 bls 3 de petróleo y 1 agua

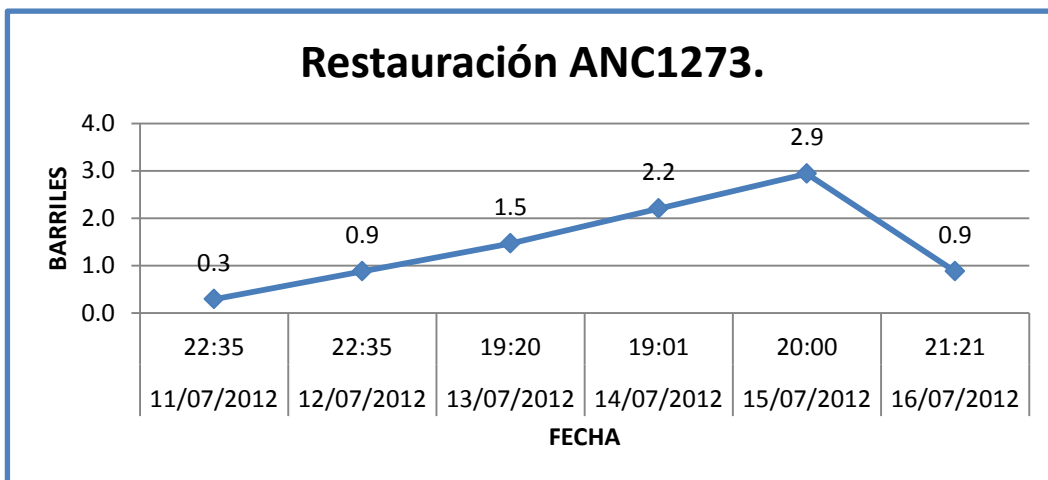


POZO:ANC1273

ANC1273 (4/5)							
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING	NIVEL	CAP	Prof. Instalación	BLS
			in	ft	ft	ft	
11/07/2012	22:35	1	5,5	2911	2921	2921	0,3
12/07/2012	22:35	2	5,5	2891	2921	2921	0,9
13/07/2012	19:20	3	5,5	2871	2921	2921	1,5
14/07/2012	19:01	4	5,5	2846	2921	2921	2,2
15/07/2012	20:00	5	5,5	2821	2921	2921	2,9

A los cinco días acumuló 100' = 2.9 bls, ese día lo intervino SW y reportó que recuperó 3 bls de petróleo. La curva de restauración de nivel indica que no ha llegado a su nivel máximo a los 5 días y que se podría extender su ciclo.

Curva de restauración

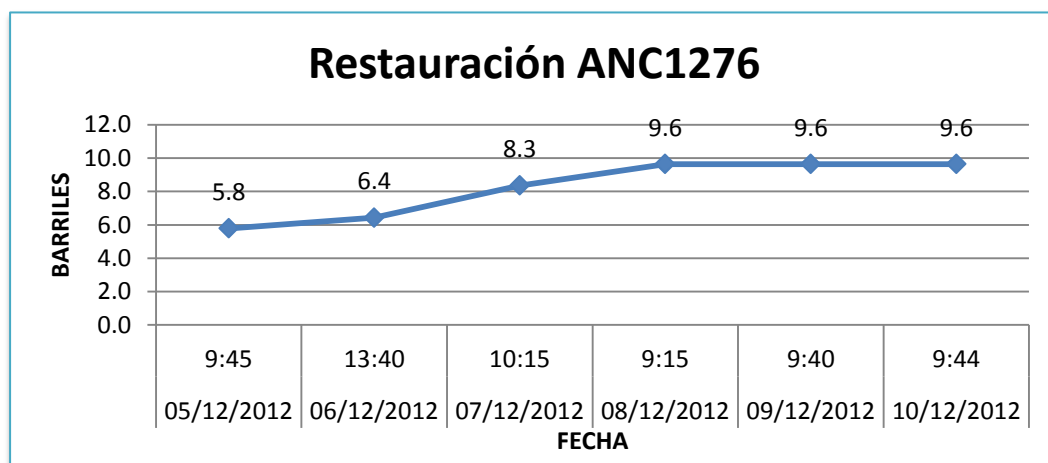


POZO:ANC1276

ANC1276(3/4)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING in	NIVEL ft	CAP ft	Prof. Instalación ft	BLS OIL	BLS AGUA
05/12/2012	9:45	1	11,5	2290	2335	2335	5,8	0,0
06/12/2012	13:40	2	11,5	2285	2335	2335	6,4	0,0
07/12/2012	10:15	3	11,5	2270	2335	2335	8,3	0,0
08/12/2012	9:15	4	11,5	2260	2335	2335	9,6	0,0
09/12/2012	9:40	5	11,5	2260	2335	2335	9,6	0,0
10/12/2012	9:44	6	11,5	2260	2335	2335	9,6	0,0
11/12/2012	8:00	7	11,5	2260	2335	2335	9,6	0,0

El pozo aporó 9.6 barriles de petróleo alcanzando un nivel de 75'

Curva de Restauración

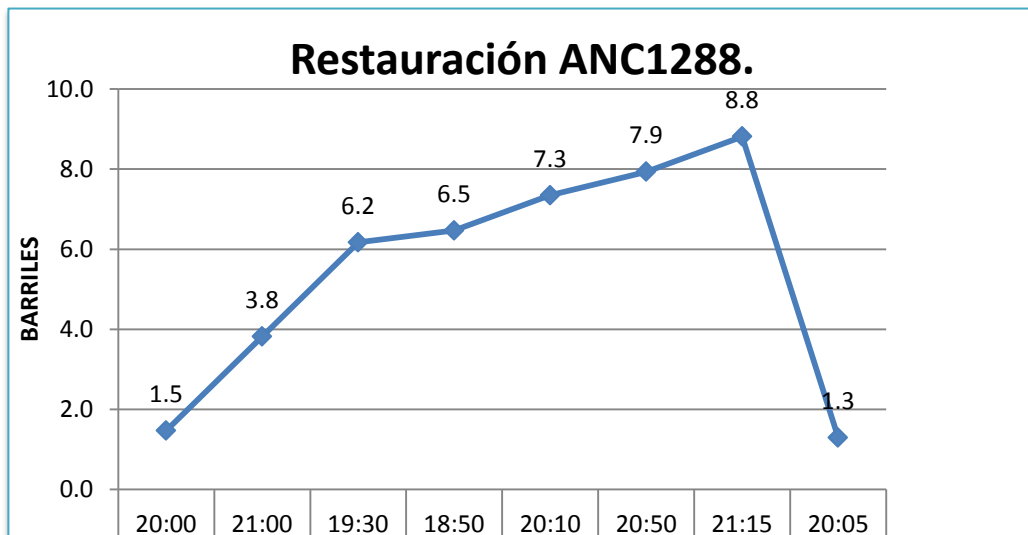


POZO:ANC1288

ANC1288 (6/8)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING	NIVEL	CAP	Prof. Instalación	BLS OIL	BLS AGUA
			in	ft	ft	ft		
04/09/2012	20:00	1	5,5	3634	3684	3684	1,5	0,0
05/09/2012		2	5,5	3554	3684	3684	3,8	0,0
06/09/2012		3	5,5	3474	3684	3684	6,2	0,0
07/09/2012		4	5,5	3464	3684	3684	6,5	0,0
08/09/2012		5	5,5	3434	3684	3684	7,3	0,0
09/09/2012		6	5,5	3414	3684	3684	7,9	0,0
10/09/2012		7	5,5	3384	3684	3684	8,8	0,0
11/09/2012		8	5,5	3640	3684	3684	1,3	0,0

El ciclo de trabajo fue de 7 días el pozo alcanzo un nivel de 300' se recupero 8 bls de petróleo.

Curva de restauración.

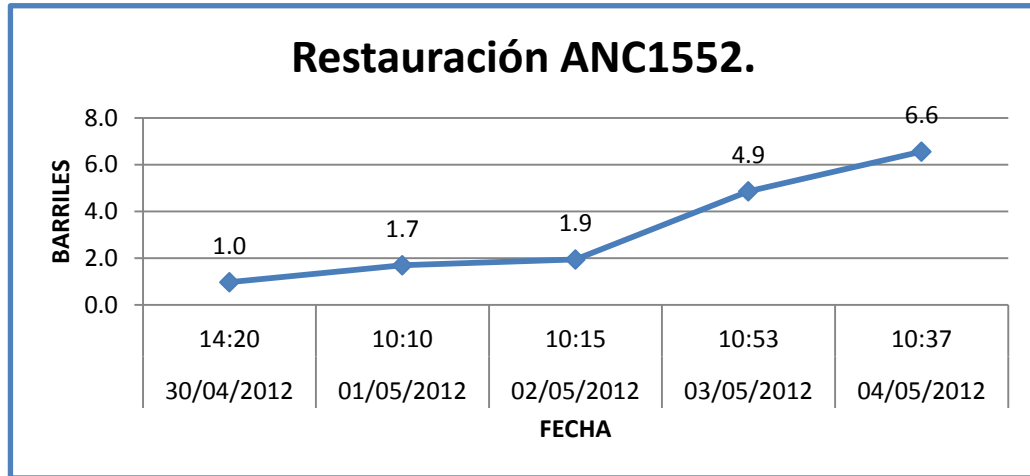


POZO:ANC1552

ANC1552 (6/3)							
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING	NIVEL	CAP	Prof. Instalación	BLS
			in	ft	ft	ft	
30/04/2012	14:20	1	5	1600	1640	1640	1,0
01/05/2012	10:10	2	5	1570	1640	1640	1,7
02/05/2012	10:15	3	5	1560	1640	1640	1,9
03/05/2012	10:53	4	5	1440	1640	1640	4,9
04/05/2012	10:37	5	5	1370	1640	1640	6,6

Para la restauración se duplicó el ciclo de 3 a 6 días. Después de 5 días, el pozo acumuló 6 bls. La unidad de swab Reportó 6 bls.

Curva de Restauración

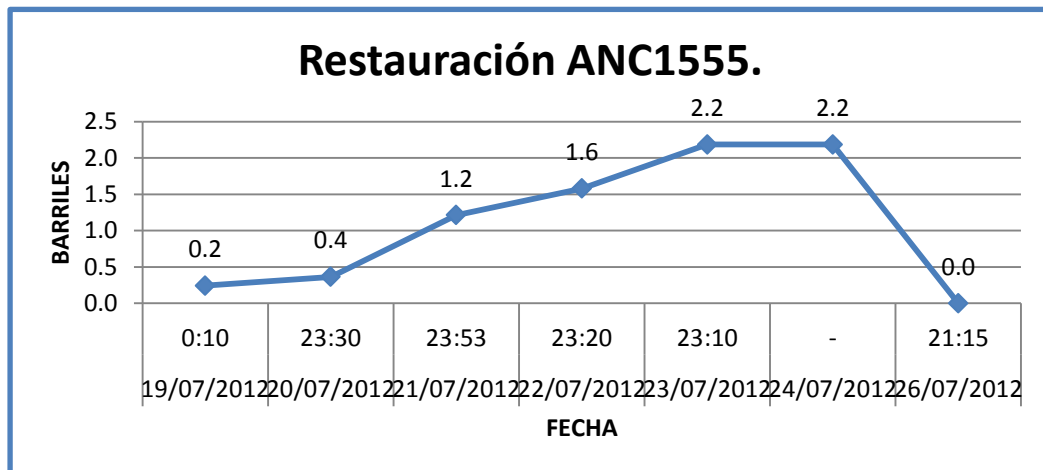


POZO:ANC1555

ANC1555 (3/4)							
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING	NIVEL	CAP	Prof. Instalación	BLS
			in	ft	ft	ft	
19/07/2012	0:10	1	5	1530	1540	1540	0,2
20/07/2012	23:30	2	5	1525	1540	1540	0,4
21/07/2012	23:53	3	5	1490	1540	1540	1,2
22/07/2012	23:20	4	5	1475	1540	1540	1,6
23/07/2012	23:10	5	5	1450	1540	1540	2,2
24/07/2012	-	6	5	1450	1540	1540	2,2

Para la restauración se duplicó el ciclo de 4 a 8 días. Aunque se tiene solo lecturas sólo hasta e 6° día, se pudo ver que el pozo acumuló unos 90' = 2.2 bls. El pozo se intervino posteriormente recuperando 3 bls. El pozo no acumula.

Curva de Restauración de nivel

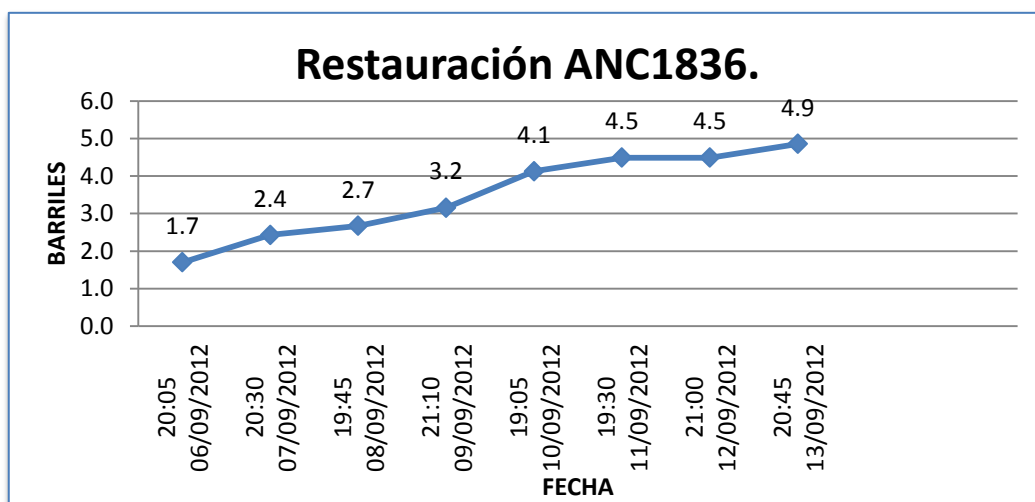


POZO: ANC1836

ANC1836 (3/5)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING	NIVEL	CAP	Prof. Instalación	BLS OIL	BLS AGUA
06/09/2012	20:05	1	5	1130	1200	1200	1,7	0,0
07/09/2012	20:30	2	5	1100	1200	1200	2,4	0,0
08/09/2012	19:45	3	5	1090	1200	1200	2,7	0,0
09/09/2012	21:10	4	5	1070	1200	1200	3,2	0,0
10/09/2012	19:05	5	5	1030	1200	1200	4,1	0,0
11/09/2012	19:30	6	5	1015	1200	1200	4,5	0,0
12/09/2012	21:00	7	5	990	1175	1200	4,5	0,6
13/09/2012	20:45	8	5	970	1170	1200	4,9	0,7

El ciclo de resaturación se alargó a 8 días el último día de la restauración se midió de nivel 130' , csg=5", con 5 bls de petróleo y 1/2 de agua.

Curva de Restauración de nivel

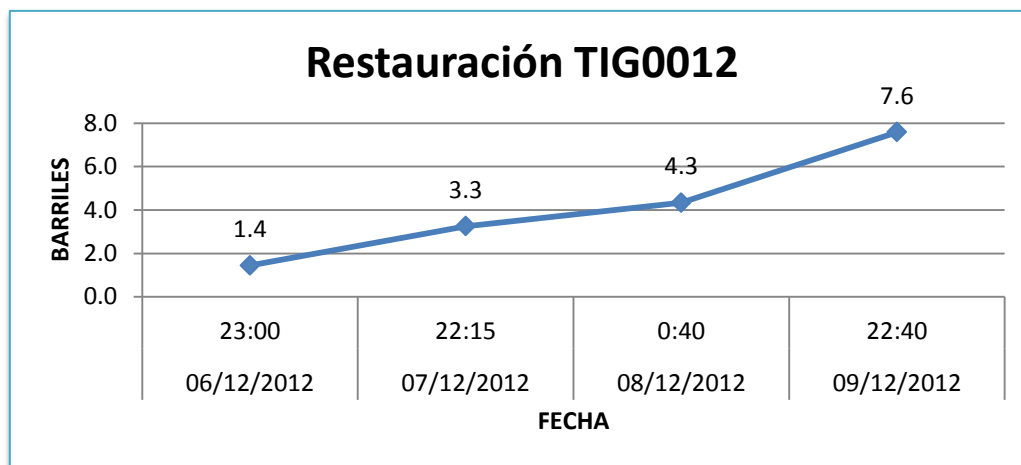


POZO: TIG0012

TIG0012(3/2)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING	NIVEL	CAP	Prof. Instalación	BLS OIL	BLS AGUA
			in	ft	ft	ft		
06/12/2012	23:00	1	8,625	3213	3233	3233	1,4	0,0
07/12/2012	22:15	2	8,625	3188	3233	3233	3,3	0,0
08/12/2012	0:40	3	8,625	3163	3223	3233	4,3	0,7
09/12/2012	22:40	4	8,625	3118	3223	3233	7,6	0,7

El pozo TIG0012 se realizó la restauración con ciclo de trabajo de 4 días, el pozo recuperó 7 barriles de petróleo y ½ de agua.

Curva de restauración de nivel.

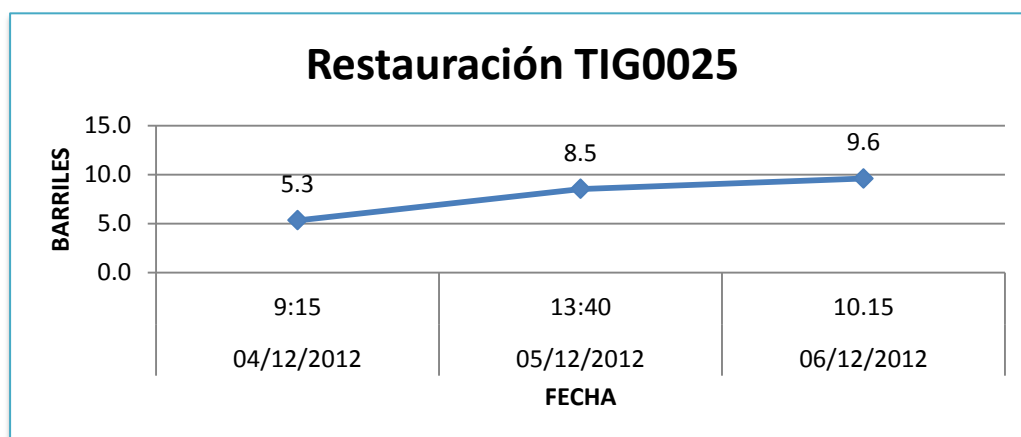


POZO: TIG0025

TIG0025 (4/2)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING	NIVEL	CAP	Prof. Instalación	BLS OIL	BLS AGUA
			in	ft	ft	ft		
04/12/2012	9:15	1	6,625	2378	2503	2503	5,3	0,0
05/12/2012	13:40	2	6,625	2303	2503	2503	8,5	0,0
06/12/2012	10:15	3	6,625	2278	2503	2503	9,6	0,0

Este pozo en 3 días de trabajo recuperó 9 barriles de petróleo con un nivel de 225'

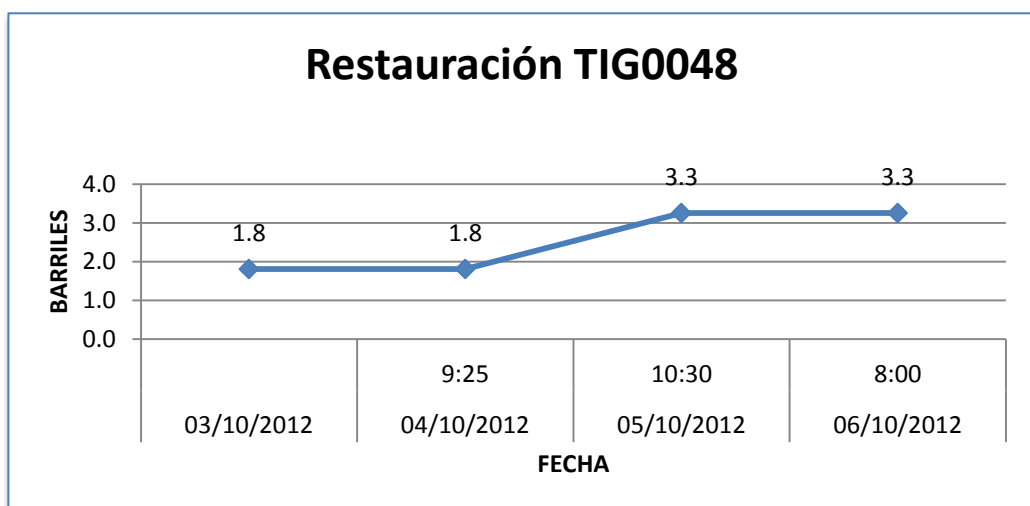
Curva de restauración de nivel.



POZO:TIG0048

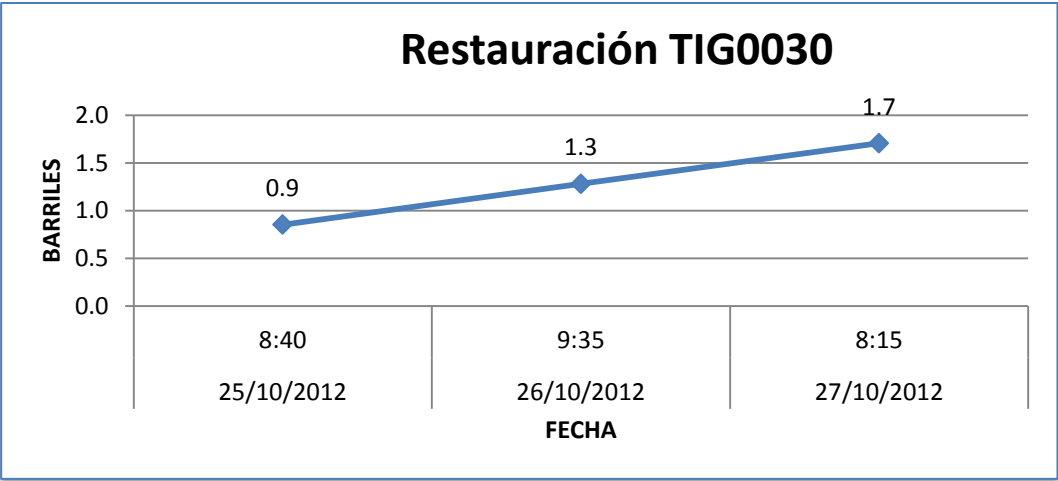
TIG0048 (3/2)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING	NIVEL	CAP	Prof. Instalación	BLS OIL	BLS AGUA
			in	ft	ft	ft		
03/10/2012		1	8,625	2878	2903	2903	1,8	0,0
04/10/2012	9:25	2	8,625	2878	2903	2903	1,8	0,0
05/10/2012	10:30	3	8,625	2858	2903	2903	3,3	0,0
06/10/2012	8:00	4	8,625	2858	2903	2903	3,3	0,0

El nivel de fluido se encuentre en el csg 8 5/8" acumulo 3 barriles de petróleo alcanzando un nivel de 45'.

Curva de restauración de nivel**POZO: TIG0030**

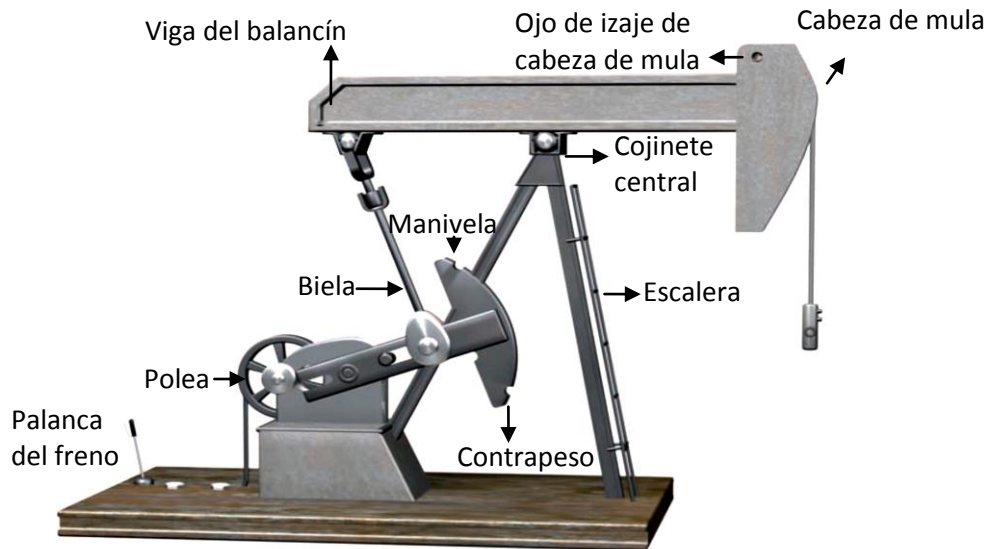
TIG0030 (5/4)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING	NIVEL	CAP	Prof. Instalación	BLS OIL	BLS AGUA
			in	ft	ft	ft		
25/10/2012	8:40	2	6,625	1880	1900	2145	0,9	10,4
26/10/2012	9:35	3	6,625	1880	1910	2145	1,3	10,0
27/10/2012	8:15	4	6,625	1880	1920	2145	1,7	9,6

Curva de Restauración de nivel.



ANEXO V
GASTOS DE OPERACIÓN DE SWAB Y
BOMBEO MECÁNICO, 2012.

ANEXO 5.1 **SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO MECÁNICO**



Fuente: "2- Exploración y producción de petróleo: Bombeo Mecánico, pag 10".

PLANILLA DE GASTOS DE BOMBEO MECÁNICO

DESCRIPCIÓN	MONTO MENSUAL	FUENTE DE INFORMACIÓN
EXTRACCION Y PRODUCCION BM		
Aportes a la seguridad social	4.142,53	Reportes profit
Beneficios sociales e indem.	5.669,21	Reportes profit
Combustible	1.913,71	Detalle de consumo -BAAN
Consumo de Repuestos	4.796,93	Detalle de consumo -BAAN
Horas Extras	5.048,09	Reportes profit
Sueldos.salarios.demas remune.	15.166,79	Reportes profit
Alimentacion	369,58	Reportes profit
MANTENIMIENTO.		
Consumo de Repuestos	20.563,17	Detalle de consumo- BAAN
Grasas y lubricantes	3.419,10	Detalle de consumo- BAAN
Mantenimiento y Reparaciones	6.799,68	Detalle de consumo- BAAN
Mantenimiento Equipo y Talleres	1108,78	Detalle de consumo- BAAN
GASTOS DE OPERACIÓN BM.	68.997,57	

GASTOS MENSUALES DE EXTRACCIÓN DE CRUDO DE BM DEL 2012

BOMBEO MECÁNICO		
MES	COMBUSTIBLE	CONSUMOS DE REPUESTOS
ENERO	1780,99	2655,45
FEBRERO	1809,3	1933,51
MARZO	1630,9	1373,99
ABRIL	1788,2	3162,5
MAYO	1695,2	6543,63
JUNIO	2253,5	3587,3
JULIO	1830,7	5339,77
AGOSTO	2001,65	5348,84
SEPTIEMBRE	1727,2	4315,84
OCTUBRE	2333,31	11363
NOVIEMBRE	1816,9	4669,2
DICIMBRE	2296,7	7270,14
PROMEDIO	1913,7125	4796,93

MANTENIMIENTO BOMBEO MECÁNICO			
MES	CONSUMOS DE REPUESTOS	GRASAS Y LUBRICANTES	MANT EQUIPOS Y TALLERES
ENERO	11363,22	3758,858	2560,85
FEBRERO	20650,1	3161,75	915,23
MARZO	24218,17	3682,81	515,12
ABRIL	23005,97	3132,17	1795,11
MAYO	29908,45	3844,37	488,64
JUNIO	29684,49	3658,72	1733,53
JULIO	25259,91	3822,26	1592,86
AGOSTO	12903,92	3286,2	917,3
SEPTIEMBRE	15406,43	2895,81	1332,63
OCTUBRE	18660,45	3858,11	766,59
NOVIEMBRE	16056,33	2730,03	543,51
DICIMBRE	19640,56	3198,15	143,98
PROMEDIO	20563,16667	3419,103167	1108,779167

ANEXO 5.2
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR SWAB.



PLANILLA DE GASTOS DE SWAB

DESCRIPCIÓN	MONTO MENSUAL	FUENTE DE INFORMACIÓN
OPERACIÓN Y PRODUCCION SWAB		
Aportes a la seguridad social	6.353,21	Reportes Profit
Beneficios sociales e indem.	11.592,64	Reportes Profit
Combustible	15.739,63	Detalle de consumo- BAAN
Consumo de Repuestos	16.840,19	Detalle de consumo- BAAN
Horas Extras	10.168,98	Reportes Profit
Sueldos.salarios.demas remune.	20.814,49	Reportes Profit
Alimentacion	160,36	Reportes Profit
Capacitacion Personal	2.175,73	Reportes Profit
MANTENIMIENTO		
Equipos pesados	15.323,31	Detalle de consumo- BAAN
Grasas y lubricantes	1.516,22	Detalle de consumo- BAAN
Alquiler de la unidad	8.516,93	
GASTOS DE OPERACIÓN DE SWAB.	109.201,68	

GASTOS MENSUALES DE EXTRACCIÓN DE CRUDO DE SW DEL 2012.

SWAB		
MES	COMBUSTIBLE	CONSUMOS DE REPUESTOS
ENERO	16251,94	13996,83
FEBRERO	14428,33	13506,46
MARZO	16283,14	16524,06
ABRIL	17286	17455,7
MAYO	16082,2	17605,14
JUNIO	14292	11587,31
JULIO	14409	19197,71
AGOSTO	14373,96	21609,04
SEPTIEMBRE	13713	16304,79
OCTUBRE	17582	14640,99
NOVIEMBRE	17730	19307,24
DICIEMBRE	16444	20347,04
PROMEDIO	15739,63083	16840,1925

MANTENIMIENTO DE EQUIPO PESAD EQUIPENINSULA		
MES	CONSUMOS Y REPUESTOS	GRASAS Y LUBRICANTES
ENERO	21208,54	1438,16
FEBRERO	18922,68	1852,88
MARZO	20693,08	1437
ABRIL	18761,94	1634,72
MAYO	20950,59	1513,53
JUNIO	10899,37	1433,76
JULIO	17407,57	1433,55
AGOSTO	19634,64	1278,82
SEPTIEMBRE	10624,01	1454,19
OCTUBRE	7684,79	1127,75
NOVIEMBRE	6347,99	1153,83
DICIEMBRE	10744,57	2436,4
PROMEDIO	15323,31417	1516,215833

DESCRIPCIÓN	BM	SWAB	DIFERENCIA
EXTRACCION Y PRODUCCION			
Aportes a la seguridad social	4.142,53	6.353,21	2.210,68
Beneficios sociales e indem.	5.669,21	11.592,64	5.923,43
Combustible	1.913,71	15739,63	12043,26
Consumo de Repuestos	4.796,93	16840,1925	12.043,26
Horas Extras	5.048,09	10.168,98	5.120,89
Sueldos.salarios.demas remune.	15.166,79	20.814,49	5.647,70
Alimentacion	369,58	160,36	-209,22
Capacitacion Personal		2.175,73	2175,73
MANTENIMIENTO.			
Equipos pesados		15323,31417	15.323,31
Consumo de Repuestos	20.563,17		-20.563,17
Grasas y lubricantes	3.419,10	1516,215833	-1.902,89
Mantenimiento y Reparaciones	6.799,68		-6799,68
Mantenimiento Equipo y Talleres	1108,78		-1.108,78
Alquiler de la unidad		8.516,93	8.516,93
GASTOS DE OPERACIÓN	68.997,57	109.201,68	

NOTA: El gasto mensual de consumo de las operaciones de Swab y Bombeo Mecánico fueron filtrados mediante la tabla modelo que se muestra a continuación cabe recalcar que estos datos fueron obtenidos del programa GSP (Tabla 41-42

FECHA	DESCRIPCION COD	CANT	UNID	TOTAL	DESCRIP. CTA CONTABLE	DESCRIP. DIMENSION 1	DEPARTAMENTO	AFI	DESTINO	GRUPO	REFERENCIA
02/01/2012	DIESEL 2 PETROLERO	-21	gl	-62,4	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		CAM308	EQUIPOS PESADOS	PAPELETA # 1598 / CAM308
02/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA # 1595 / ENCENDER MOTORES UNCE
02/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA # 1595 / ENCENDER MOTORES UNCO
02/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA # 1596 / ENCENDER MOTORES UNCE
02/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA # 1596 / ENCENDER MOTORES UNCO
02/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA # 1596 / ENCENDER MOTORES
03/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA # 1597 / ENCENDER MOTORES
03/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA # 1597 / ENCENDER MOTORES UNCE
03/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA # 1597 / ENCENDER MOTORES UNN
04/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA # 1598 / ENCENDER MOTORES
04/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA # 1598 / ENCENDER MOTORES UNCE
04/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA # 1598 / ENCENDER MOTORES
05/01/2012	DIESEL 2 PETROLERO	-27	gl	-80,23	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		CAM308	EQUIPOS PESADOS	PAPELETA # 1602 / cam308
05/01/2012	DIESEL 2 PETROLERO	-26	gl	-77,26	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		CAM304	EQUIPOS PESADOS	PAPELETA # 1602 / CAM304
05/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA # 1599 / ENCENDER MOTORES UNCO
05/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA # 1599 / ENCENDER MOTORES UNCE
05/01/2012	GASOLINA EXTRA	-5	gl	-13,74	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		VEH286	VEHICULOS LIVIANOS	PAPELETA # 1599 / ENCENDER MOTORES UNN
05/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA # 1599 / ENCENDER MOTORES UNN
06/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA # 1601 / ENCENDER MOTORES UNCE
06/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA # 1601 / ENCENDER MOTORES
06/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA # 1601 / ENCENDER MOTORES UNN
08/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA No 1603 - (07-ENERO-2012) - ENCENDER MOTORES VEH274
08/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA No 1603 - (07-ENERO-2012) - ENCENDER MOTORES VEH286
08/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA No 1603 - (07-ENERO-2012) - ENCENDER MOTORES VEH285
08/01/2012	DIESEL 2 PETROLERO	-22	gl	-65,37	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		CAM304	EQUIPOS PESADOS	PAPELETA No 1602 - (07-ENERO-2012) - CAM304
09/01/2012	DIESEL 2 PETROLERO	-21	gl	-62,4	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		CAM308	EQUIPOS PESADOS	PAPELETA No 1604 - (08-ENERO-2012) - CAM308
10/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA No 1604 - (08-ENERO-2012) - ENCENDER MOTORES VEH274
10/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		SISTEMAS	DEPARTAMENTOS	PAPELETA No 1604 - (08-ENERO-2012) - ENCENDER MOTORES VEH286
10/01/2012	DIESEL 2 PETROLERO	-18	gl	-53,49	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		CAM304	EQUIPOS PESADOS	PAPELETA No 1605 - (09-ENERO-2012) - CAM304
11/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA No 1605 - (09-ENERO-2012) - ENCENDER MOTORES VEH286
11/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA No 1605 - (09-ENERO-2012) - ENCENDER MOTORES VEH274
11/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	TO MANTENIMIENTO VEHICUL		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA No 1605 - (09-ENERO-2012) - ENCENDER MOTORES
11/01/2012	GASOLINA EXTRA	-5	gl	-13,74	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		VEH285	VEHICULOS LIVIANOS	PAPELETA No 1605 - (09-ENERO-2012) - VEH285
12/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		PRODUCCION	DEPARTAMENTOS	PAPELETA No 1606 - (10-ENERO-2012) - ENCENDER MOTORES
12/01/2012	GASOLINA EXTRA	-1	gl	-2,75	Combustible	EXTRACCION Y PRODUCCION	DPTO PRODUCCION BM		MANTENIMIENTO	DEPARTAMENTOS	PAPELETA No 1606 - (10-ENERO-2012) - ENCENDER MOTORES

Tabla Modelo de consumo mensual del Campo Ancón.

