



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL
SISTEMA PLUNGER LIFT EN EL CAMPO PACOA BLOQUE-I**

**TESIS DE GRADO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:
INGENIERO EN PETRÓLEO**

AUTORES:

**MICHEL SALOMÓN PIZARRO RAMÍREZ
CHRISTIAN GEOVANNY PALLASCO PERERO**

TUTOR:

ING. HÉCTOR ROMÁN FRANCO

LA LIBERTAD - ECUADOR

2012

**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL
SISTEMA PLUNGER LIFT EN EL CAMPO PACOA BLOQUE-I**

**TESIS DE GRADO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:
INGENIERO EN PETRÓLEO**

AUTORES:

**MICHEL SALOMÓN PIZARRO RAMÍREZ
CHRISTIAN GEOVANNY PALLASCO PERERO**

TUTOR:

ING. HÉCTOR ROMÁN FRANCO

LA LIBERTAD - ECUADOR

2012

DECLARACIÓN EXPRESA

Declaramos, que la responsabilidad del contenido de este trabajo de investigación corresponde exclusivamente a: CHRISTIAN GEOVANNY PALLASCO PERERO y MICHEL SALOMÓN PIZARRO RAMÍREZ, además expresamos que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional, y que hemos dispuesto de las referencias bibliográficas incluidas en este estudio.

Por medio de la presente declaración, cedemos los derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

CHRISTIAN PALLASCO PERERO

MICHEL PIZARRO RAMÍREZ

CERTIFICACIÓN

Yo, Ing. WALTER YCAZA OLVERA, Tutor de tesis de los estudiantes, CHRISTIAN GEOVANNY PALLASCO PERERO y MICHEL SALOMÓN PIZARRO RAMÍREZ, egresados de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, certifico previo a la revisión de los contenidos de la investigación y desarrollo del trabajo de titulación, los mismos que se apegan a la reglamentación prevista por los organismos de estudios de tercer nivel, que cumplen con los requisitos científicos, y con los parámetros del método de investigación y su proceso; por lo tanto, solicito se dé el trámite legal correspondiente.

La Libertad, 04 de mayo de 2012.

Atentamente.

Ing. Héctor Román Franco
C.I.: 0906140975
TUTOR

CERTIFICADO DEL GRAMATÓLOGO

CERTIFICO

Que, he revisado la redacción y ortografía del trabajo de graduación con el tema: **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA PLUNGER LIFT EN EL CAMPO PACOA BLOQUE-I”**, elaborado por los egresados **MICHEL SALOMÓN PIZARRO RAMÍREZ y CHRISTIAN GEOVANNY PALLASCO PERERO**, para optar por el grado de **INGENIEROS EN PETRÓLEO**, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Que, he realizado las correcciones correspondientes en el trabajo de titulación en mención.

Por lo expuesto, autorizo a los peticionarios, a hacer uso de este certificado, como considere conveniente a sus intereses.

La Libertad, 03 de mayo del 2012

Lcdo. Luis R. Villota Guevara, M.Sc.

C.I. 1201663463

DEDICATORIA

A mis padres Fernando y Luz, por el incondicional apoyo y confianza que me permitieron culminar con satisfacción esta etapa de mi vida , en especial a mi mamita Luz, por ser la luz que ilumina cada segundo de mi existencia, y por ser el principal motivo de cada paso que doy en mi vida.

A mis hermanos, Fernando y Jean Pierre, por las ganas que me brindan día a día, y para demostrarles que con esfuerzo y aplicación es posible lograr lo que nos proponamos.

A mis tíos y demás familiares, por siempre tener la disposición de brindarme su apoyo en el momento indicado.

A las maravillosas personas, que siempre han estado conmigo, en especial a quienes regresaron a mi vida, por el amor, ternura, apoyo, dedicación y amistad, por darme felicidad y equilibrio, por hacer de mí una mejor persona.

Con todo cariño, Christian Pallasco Perero

Dedico este trabajo, fruto del mi responsabilidad, esfuerzo y dedicación, con todo mi cariño, amor filial y gratitud propia a *MIS PADRES*, por el constante apoyo brindado durante todo el transcurso de mi vida académica.

PADRES

Salomón Pizarro Alejandro

Eugenia Ramírez Silvestre

Y mi segunda madre Isabel Quimí Torres.

A Dios, por ser la fuente espiritual de vida, brindarme las fuerzas necesarias y dotarme del valor incondicional para lograr culminar con éxito este proyecto y pronto permitirme cumplir una nueva etapa de mis sueños.

Esto es solamente uno de los tantos escalones que se me presentan en la vida. La constancia y la fe puesta en Dios hacen que llegemos muy lejos.

A toda mi familia, por el sustento brindado en la toma de decisiones y aspiraciones durante cada etapa de mi vida.

Con cariño, Michel Salomón Pizarro

AGRADECIMIENTO

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A Dios, por permitirnos salir adelante frente a cada dificultad, y por darnos la dicha de contar con personas que nos motivan a superarnos siempre y a culminar con éxito las metas propuestas.

A nuestros padres y demás familiares, por ser el motor principal para alcanzar nuestros logros.

Al ingeniero Walter Ycaza Olvera, por sus consejos oportunos y su respaldo permanente hasta el último momento.

Al ingeniero Juan Pablo Freire, Pierre Herzog, y Héctor Román por su constante colaboración, motivación, asesoría y por la orientación recibida en cada etapa de nuestro estudio.

A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (A.R.C.H.), por permitirnos a través de ellos realizar en su totalidad y con satisfacción nuestro estudio en el Campo Pacoa.

A nuestra Alma Máter, a las autoridades y a cada uno de los ingenieros de la Carrera de Ingeniería en Petróleos por los valiosos conocimientos impartidos.

Christian Pallasco Perero

Michel Salomón Pizarro

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

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

Ing. Alamir Álvarez Loor
**DIRECTOR DE LA CARRERA
INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

Ing. Carlos Portilla
PROFESOR DE ÁREA

Ing. Héctor Román Franco
TUTOR DE TESIS

Milton Zambrano Cardona
SECRETARIO- PROCURADOR GENERAL

RESUMEN

El presente trabajo tiene por objeto realizar un estudio de factibilidad que permita implementar el Sistema Plunger Lift en pozos del Campo Pacoa, lograr optimizar la producción de crudo, reducir costos de producción y recuperar la inversión a corto plazo. Este estudio consta de 6 capítulos.

En el Capítulo I, se presenta el marco conceptual de la investigación, introducción, antecedentes, planteamiento del problema, justificación, objetivos generales y específicos, hipótesis de la investigación y la metodología a aplicar para este estudio.

El Capítulo II consta de la descripción del Campo Pacoa, su ubicación geográfica, geología estructural, litología de los pozos, producción acumulada de petróleo y agua, reservas, mecanismos de empuje y los diferentes sistemas de extracción.

En el Capítulo III se analiza la información técnica de los pozos candidatos al sistema Plunger Lift, historiales de producción, completación de pozos, pruebas de restauración de presión, volúmenes de gas y producción actual de fluidos con un único criterio de selección; se opta por aquellos pozos que mejor se ajusten a las condiciones de operación del sistema a emplear.

En el Capítulo IV, se realiza el análisis y evaluación de los pozos escogidos, mediante el uso del Software Casing S.A, con el fin de realizar una simulación del comportamiento de los pozos, para evaluar las características requeridas del sistema a implementar, definir el rango de aplicación, y establecer parámetros de operación.

En el Capítulo V se procede a realizar un análisis técnico para demostrar la viabilidad del nuevo sistema, y un análisis económico mediante los indicadores financieros como, la tasa interna de retorno (TIR), el valor actual neto (VAN), y la relación beneficio – costo; los que permitirán determinar la rentabilidad y viabilidad del estudio propuesto.

Finalmente en el Capítulo VI, se presentan las conclusiones y recomendaciones derivadas del presente estudio.

PRESENTACIÓN

En general, los campos maduros se caracterizan por tener una larga vida productiva y mostrar una declinación constante en la producción. Estos campos aportan un 70% de la producción mundial.

En los últimos años en la industria petrolera se ha notado una falta de interés en la explotación de dichos campos por varios factores como el bajo índice de productividad y una agotada energía en los pozos que reflejan una baja rentabilidad para su explotación.

Con las proyecciones actuales de un alto precio y una demanda creciente del hidrocarburo, se hace más viable económicamente invertir en estos campos y así extender su vida útil. El interés por aumentar el rendimiento en costos y optimizar la producción de petróleo, significa hacer una mejor inversión, que invertir en la exploración de nuevos yacimientos petrolíferos, dado a que ya se cuenta con infraestructura inicial, información de campo, programas y métodos adecuados que permiten realizar una eficiente recuperación del crudo en pozos de un campo maduro.

Para optimizar la producción de estos pozos, es necesario un método asequible, eficaz y fácil de usar en un levantamiento artificial. El sistema de extracción de petróleo Plunger Lift, es un método rentable, con bajo costo inicial, poco mantenimiento, y no requiere de una fuente externa de energía en la mayoría de los casos, siendo la mejor alternativa para optimizar costos y producción en los pozos de petróleo y gas que tienen características de flujo marginal.

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO I MARCO CONTEXTUAL DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Introducción	2
1.2 Antecedentes	4
1.3 Planteamiento del Problema	5
1.3.1 Formulación del Problema	5
1.3.2 Sistematización del Problema	5
1.4 Justificación	6
1.5 Objetivos	7
1.5.1 Objetivo General	7
1.5.2 Objetivos Específicos	7
1.6 Hipótesis de la Investigación	7
1.6.1 Variables de la Hipótesis	7
1.7 Metodología	8
1.7.1 Diseño de la Investigación	8
1.7.2 Metodología de la Investigación	9
1.7.3 Técnicas e instrumentos de recolección de datos	9
1.7.4 Técnicas de Procesamiento y Análisis de datos	10
1.8 Operacionalización de las Variables	12

CAPÍTULO II DESCRIPCIÓN DEL CAMPO PACOA

2.1 Antecedentes	15
2.2 Ubicación Geográfica	16
2.3 Geología	17
2.3.1 Geología Estructural	17
2.4 Estratigrafía	19

2.5 Petrofísica.....	20
2.5.1 Propiedades de la roca.....	20
2.5.2 Propiedades de los fluidos.....	21
2.5.3 Registros Eléctricos.....	22
2.6 Mecanismos de Empuje.....	23
2.7 Estado Actual del Campo.....	24
2.7.1 Estado Actual de los Pozos.....	25
2.7.2 Pozos que producen con Bombeo Mecánico.....	29
2.7.2.1 Componentes Principales.....	30
2.7.3 Pozos que producen por Pistoneo (Swab).....	33
2.7.4 Pozos Cerrados.....	34
2.7.5 Pozos a Flujo Natural.....	35
2.8 Facilidades de Producción.....	37
2.9 Sistema de levantamiento Artificial Plunger Lift.....	39
2.9.1 Introducción al Sistema Plunger Lift.....	39
2.9.2 Modelo Dinámico del Sistema Plunger Lift.....	43

CAPÍTULO III SELECCIÓN DE POZOS PARA IMPLEMENTAR EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL “PLUNGER LIFT”

3.1 Selección de Pozos Candidatos.....	45
3.1.1 Datos Técnicos del Pozo.....	46
3.1.2 Historial de Producción.....	47
3.2. Estimación de Reservas.....	49
3.2.1 Reservas Remanentes.....	49
3.3 Análisis Y Resultados de la Selección de pozos.....	49
3.3.1 Análisis de pozos.....	49
3.3.1.1 Análisis Pacoa 01.....	50

3.3.1.2 Análisis Pacoa 04	50
3.3.1.3 Análisis Pacoa 05	51
3.3.1.4 Análisis Pacoa 09	51
3.3.1.5 Análisis Pacoa 10	52
3.3.1.6 Análisis Pacoa 12	52
3.3.1.7 Análisis Pacoa 36	53
3.3.1.8 Análisis Pacoa 41	53
3.3.1.9 Análisis Pacoa 42	53
3.3.1.10 Análisis Pozo Matachivato	54
3.4 Resultado de los Pozos	56

CAPÍTULO IV DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

ARTIFICIAL “PLUNGER LIFT”

4.1 Análisis y evaluación del sistema Plunger Lift.....	59
4.2 Presión de casing necesaria.....	61
4.3 Volumen de gas producido en cada Ciclo.....	62
4.4 Cálculos y Resultados	64
4.4.1 Instalación de Pozos Candidatos.....	67
4.5 Diseño del sistema Plunger Lift.....	72
4.5.1 Diseño del equipo de subsuelo	72
4.5.1.1 Resorte de fondo	72
4.5.1.2 Tope o asiento de bomba	73
4.5.1.3 Pistón Viajero.....	73
4.5.2 Diseño del Equipo Superficial	75
4.5.2.1 Lubricador	75
4.5.2.2 Válvula Motora	76
4.5.2.3 Drypot	77
4.5.2.4 Controlador	77
4.5.2.5 Magnalatch Solenoide.....	78
4.5.2.6 Accesorios (Panel Solar, Sensor)	78
4.6 Optimización del Sistema.....	79
4.7 Problemas Operativos	80
4.7.1 Daño al Controlador.....	80

4.7.2 Daño del pistón	80
4.7.3 Rotura del empaque lubricador.....	80
4.7.4 Dependencia de la unidad de swab para arrancar un pozo.....	81
4.7.5 Problemas de hermeticidad en instalaciones de superficie.....	81
4.7.6 Disminución de diámetro.....	81
4.7.7 Taponamiento en línea de flujo.....	81

CAPÍTULO V ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

5.1 Análisis Técnico	83
5.1.1 Sistema Plunger Lift en los pozos del campo Pacoa	83
5.1.1.1 Antecedentes derivados del Análisis Técnico de los Pozos.....	85
5.1.1.2 Beneficios para el Medio Ambiente.....	86
5.1.2 Proceso Técnico para una correcta instalación del Sistema Plunger Lift en los Pozos Elegidos.....	87
5.1.2.1 Pasos para la evaluación técnica del sistema Plunger Lift.....	87
5.1.3 Factibilidad para implementar el sistema Plunger Lift.....	91
5.1.3.1 Elaboración de tablas de curvas de declinación	91
5.1.3.2 Índice de Productividad.....	91
5.1.3.3 IPR - Caída de presión(Inflow Performance Relationships)	92
5.1.3.4 Ecuación y curva de Vogel para yacimientos Saturados	92
5.1.4 Ventajas y Desventajas del Sistema Plunger Lift.....	97
5.1.5 Gráficas Comparativas de sistemas de extracción	98
5.2 Análisis Económico.....	101
5.2.1 Costo de una completación con Plunger Lift.....	101
5.2.2 Costos de Reacondicionamiento	102
5.2.3 Tasa Interna de Retorno	102
5.3 Análisis de la TIR (Tasa Interna de Retorno), por Pozo.....	103
5.3.1 Valor Actual Neto	105
5.3.2 Análisis del VAN (Valor Actual Neto), por Pozo.....	106
5.4 Análisis Beneficio – Costo (B/C)	107
5.5 Viabilidad del Proyecto	109
5.6 Tiempo de recuperación de la inversión	110

5.7 Análisis del Pri (Período del tiempo de recuperación), por Pozo	112
5.8 Análisis de Sensibilidad	113

CAPÍTULO VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones	116
6.2 Recomendaciones	118

BIBLIOGRAFÍA	119
---------------------------	-----

APÉNDICE	122
-----------------------	-----

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA # 1.1 Ubicación del campo Pacoa	17
FIGURA # 1.2 Columna estratigráfica del campo Pacoa	19
FIGURA # 1.3 Reservorio por gas en solución	23
FIGURA # 1.4 Producción de petróleo por día en función del método de extracción	28
FIGURA # 1.5 Sistemas de extracción de crudo del campo Pacoa en función del total pozos	28
FIGURA # 1.6 Equipo de bombeo mecánico	29
FIGURA # 1.7 Unidad de swab utilizada en el campo Pacoa	34
FIGURA # 1.8 Instalación de superficie para pozos a flujo natural	36
FIGURA # 1.9 Líneas de flujo – Estación Norte del campo Pacoa	37
FIGURA # 1.10 Líneas de flujo – Estación Central del campo Pacoa	38
FIGURA # 1.11 Líneas de flujo – Estación Sur del campo Pacoa	38
FIGURA # 1.12 Sistema de extracción Plunger Lift	40
FIGURA # 1.13 Producción promedio de los pozos del campo Pacoa	48
FIGURA # 1.14 Análisis y evaluación de pozos – sistema Plunger Lift por tubing	68

FIGURA # 1.15 Análisis y evaluación de Pozos – Sistema Plunger Lift por tubing	68
FIGURA # 1.16 Varios tipos de resortes de fondo	73
FIGURA # 1.17 Asiento de Bomba	73
FIGURA # 1.18 PistónMini Flex	74
FIGURA # 1.19 PistónDuo Flex	74
FIGURA # 1.20 PistónFiberSeal	75
FIGURA # 1.21 PistónMulti Flex	75
FIGURA # 1.22 Lubricador	76
FIGURA # 1.23 Válvula Motora.....	76
FIGURA # 1.24 Drypot.....	77
FIGURA # 1.25 Controladores de Presión y Tiempo	77
FIGURA # 1.26 MagnalatchSelenoide	78
FIGURA # 1.27 Panel Solar.....	78
FIGURA # 1.28 Sensor	79
FIGURA # 1.29 Índice de Productividad IPR – PACOA 05.....	94
FIGURA # 1.30 Índice de Productividad IPR – PACOA 42.....	95
FIGURA # 1.31 Índice de Productividad IPR – POZO MATA-CHIVATO	96
FIGURA # 1.32 Ganancia de Producción – Pacoa 05	99
FIGURA # 1.33 Ganancia de Producción – Pacoa 42	99
FIGURA # 1.34 Ganancia de Producción – Pozo Mata-Chivato	100
FIGURA # 1.35 Comparación de la Producción de Petróleo por año en función a los sistemas de extracción	100
FIGURA # 1.36 Recuperación de la inversión - Pacoa 05.....	111
FIGURA # 1.37 Recuperación de la inversión – Pacoa 42	111
FIGURA # 1.38 Recuperación de la inversión - Pozo Mata-Chivato	112

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA N°1.1 Producción obtenida de los márgenes de comercialización en los primeros 6 años de producción	15
TABLA N°1.2 Sumario de los niveles productores - campo Pacoa	18
TABLA N°1.3 Sumario Petrofísico del campo Pacoa	21
TABLA N°1.4 Sumario de información PVT – campo Pacoa	22
TABLA N°1.5 Evaluación Petrofísica y de Registros Eléctricos	22
TABLA N°1.6 Características de los yacimientos con empuje de gas en solución	24
TABLA N°1.7 Categoría de pozos del campo Pacoa	25
TABLA N°1.8 Estado actual de los pozos del campo Pacoa	27
TABLA N°1.9 Producción por método de extracción del campo Pacoa ..	27
TABLA N°1.10 Resistencia mínima de la tubería de producción a la tensión en libras.....	32
TABLA N°1.11 Pozos Cerrados del campo Pacoa	35
TABLA N°1.12 Producción del pozo a Flujo Natural del campo Pacoa ..	36
TABLA N°1.13 Capacidad total de almacenamiento en el campo Pacoa	39
TABLA N°1.14 Datos Técnicos de los 10 pozos del campo Pacoa seleccionados	46
TABLA N°1.15 Parámetros requeridos para el sistema Plunger Lift.....	54
TABLA N°1.16 Parámetros requeridos para el sistema Plunger Lift, datos de restauración de presión	55
TABLA N°1.17 Parámetros requeridos considerados para la implementación sistema Plunger Lift	56
TABLA N°1.18 Parámetros requeridos considerados para la implementación sistema Plunger Lift	57

TABLA N° 1.19 Análisis pozo Pacoa 05 – plungerlift. xls.....	65
TABLA N° 1.20 Análisis pozo Pacoa 42 – plungerlift. xls	66
TABLA N° 1.21 Análisis pozo Matachivato – plungerli ft.xls	67
TABLA N° 1.22 Análisis y evaluación de pozos - Soft ware Casing S.A de Plunger Lift.....	70
TABLA N° 1.23 Cálculos de GLR (relación gas-liquido) y carga por ciclo POZO-05	71
TABLA N° 1.24 Cálculos de GLR (relación gas-liquido) y carga por ciclo POZO-42	71
TABLA N° 1.25 Cálculos de GLR (relación gas-liquido) y carga por ciclo POZO- MATACHIVATO	72
TABLA N° 1.26 Comparación de producciones, consumo y volumen de gas quemado por mes del campo Pacoa y de los pozos seleccionados a Plunger Lift.....	84
TABLA N° 1.27 Volumen de gas requerido para cada sistema de extracción y porcentajes	84
TABLA N° 1.28 Costos de equipo y barril de petróleo producido – campo Pacoa.....	86
TABLA N° 1.29 Parámetros indicadores de pozos elegidos a Plunger Lift	88
TABLA N° 1.30 Datos Técnicos y Resultados obtenidos del Pozo Pacoa-05.....	94
TABLA N° 1.31 Datos Técnicos y Resultados obtenidos del Pozo Pacoa-42.....	95
TABLA N° 1.32 Datos Técnicos y Resultados obtenidos del Pozo MATA-CHIVATO	96
TABLA N° 1.33 Interpretación teórica del Valor Acto al Neto	105
TABLA N° 1.34 Relación Beneficio/Costo en tres escenarios	108

TABLA N° 1.35 Período del Tiempo de Recuperación de la Inversión en tres escenarios distintos	113
TABLA N° 1.36 Análisis de Sensibilidad en los tres escenarios	114

SIMBOLOGÍA

IP o J =	Índice de productividad
IPR =	Inflow performance relationship – Caída de presión
BHT =	Temperatura del fondo del pozo
MD =	Profundidad medida
TVD =	Profundidad vertical verdadera
ID =	Diámetro interno
OD=	Diámetro externo
%BSW =	Basic sediment of water - Corte de agua
GOR =	Relación gas petróleo
SCF =	Pies cúbicos estándar
Mscf =	Miles de pies cúbicos estándar
STB =	Barriles a condiciones estándar
Psi =	Libra por pulgada cuadrada
Psia =	Libra por pulgada cuadrada absoluta
Psig =	Libra por pulgada cuadrada manométrica
SG =	Gravedad específica
°API =	Grados API
o =	Petróleo
g=	Gas
w=	Agua
l=	Líquido
cp =	Centipoise
inch =	Pulgadas
ft =	Pies
lb =	Libras
sec =	Segundo
min =	Minuto
cm =	Centímetro
Bbl o bbl =	Barriles
BPPD=	Barriles de petróleo por día
BAPD=	Barriles de agua por día

BFPD=	Barriles de fluido por día
MMBls=	Millones de barriles
Ho=	Espesor
Φ =	Porosidad
PHIE =	Porosidad efectiva
K=	Permeabilidad
Rw=	Resistividad del agua
Rt=	Resistividad total
P =	Presión (psi, psia, psig)
\bar{P}_r =	Presión promedio de reservorio (psi, psia, psig)
P_b =	Presión de burbuja (psi, psia, psig)
R =	Saturación de gas en petróleo (SCF/STB)
R_{sb} =	Gas en solución al punto de burbuja (SCF/STB)
R_{si} =	Saturación crítica de gas (SCF/STB)
P_{wf} =	Presión de fondo fluyente (psi, psia, psig)
Q o q =	Tasa de producción, caudal (STBD)
M_o =	Peso molecular del petróleo
v =	Velocidad del fluido (ft/sec)
ρ =	Densidad (lb/ft ³)
μ =	Viscosidad absoluta (cp)
q =	Tasa de flujo volumétrico (ft ³ /sec)
dP =	Diferencial de Presión (psi)
dL =	Diferencial de Longitud (ft)
g =	Aceleración gravitacional
A =	Área transversal del diámetro interno de la tubería
L =	Longitud (ft)
f =	Factor de fricción
m_o =	Flujo másico total por unidad de volumen líquido (lb/bbl)
At=	Área interna del tubing en pie ² .
Aa=	Área transversal del anular en pie ² .
Pc=	Presión media del casing.
PI =	Presión mínima de tubing en psi.
Pp =	Presión necesaria para elevar el pistón.
Pih =	Presión para elevar 1 barril de Fluido en el tubing.
Pif =	Pérdida de carga por barril.
W =	Volumen de la carga de líquido (colchón) en barriles.
K =	Término de fricción del gas.
P_{cmin} =	Es la presión mínima de casing para que el taco de fluido llegue a la superficie.

P_{cmax} =	Es el valor de presión necesario para iniciar el movimiento del taco de líquido en el momento de la apertura del pozo.
S=	Gravedad Específica del líquido a elevar.
L=	Altura de un barril en el tubing (ft).
P_{lh} =	Presión debida a la fricción del líquido en el tubing (psi/bbl).
f_1 =	Coefficiente de fricción según DarcyWeisbach
V=	Velocidad (ft/seg).
d=	Diámetro interior del tubing (in)
k=	Factor debido a la fricción del gas en el tubing.
f_g =	Coefficiente de fricción según DracyWeisbach.
G_g =	Gravedad Específica del gas.
T=	Temperatura promedio del tubing (°F)
Z=	Factor de compresibilidad del gas.
R=	Constante universal del gas. $53.3 \left[\frac{(lbf)(ft)}{(^{\circ}R)(lbm)} \right]$
A_a =	Área anular
A_t =	Área sección interior de tubing.
V_t =	Volumen tubing = $(A_t) (D) (\pi e^3)$
T=	Temperatura promedio tubing (°R)
Z=	Factor de compresibilidad del gas
S_w =	Saturación de agua
S_o =	Saturación del petróleo
S_g =	Saturación de gas
P_i =	Presión inicial
B_{oi} =	Factor volumétrico del petróleo
R_s =	Razón de solubilidad
FR=	Factor de recobro
N_p =	Petróleo producido
q_b =	Caudal de burbuja
q_l =	Caudal del líquido
Q_{max} =	Caudal máximo
Q_v =	Caudal de Vogel
VAN =	Valor actual neto
TIR=	Tasa interna de retorno
C/B =	Costo / beneficio
TRI =	Tiempo de recuperación de inversión

CAPÍTULO I
MARCO CONTEXTUAL DE
LA INVESTIGACIÓN

1.1 Introducción

En la industria del petróleo se realizan proyectos de suma importancia como la implementación de sofisticada tecnología para sistemas de levantamiento artificial en campos maduros, que requieren de un estudio minucioso y detallado con el fin de establecer su factibilidad.

En nuestro País se utilizan varios tipos de levantamiento artificial en campos maduros donde se requiera mantener o aumentar la producción. El método más antiguo de levantamiento artificial es el de bombeo mecánico; en el campo Pacoa, el 2% del número total de los pozos están produciendo a flujo natural, el 33% por pistoneo, y el 65% por Bombeo Mecánico.

En la actualidad existen nuevos métodos y tecnologías para producir petróleo en campos maduros de una manera más eficiente, económica y rentable, como el Sistema PlungerLift.

El sistema PlungerLift o sistema de bombeo neumático, es una alternativa económica tanto para el bombeo mecánico como para el flujo natural, y puede reducir significativamente las pérdidas de gas, eliminar o reducir la frecuencia de tratamientos futuros del pozo y mejorar la productividad del mismo.

El sistema de bombeo neumático intermitente de gas, usa la acumulación de la presión de gas dentro del pozo, para empujar un émbolo (pistón) de acero y la columna de líquido que está sobre él de forma ascendente en la tubería del pozo hasta la superficie, por esto, se realizan estudios como el presente desarrollo de investigación, a fin de aplicar el sistema PlungerLift en campos Maduros.

Para este estudio se procedió a recolectar la información necesaria del campo Pacoa, que consiste en lo siguiente: toma de datos de todos los pozos del campo, principalmente presiones, caudales y los parámetros de completación del pozo.

En base al análisis de la información obtenida, se realizó la selección de los pozos candidatos, para implementar el nuevo sistema. Una vez escogido dichos pozos, se procedió a realizar una simulación numérica con la ayuda del software CASING S.A. obteniendo una idea base del comportamiento que tendrán los pozos al utilizar el sistema PlungerLift.

Para comprobar la viabilidad y rentabilidad del sistema a implementar, se realizó un análisis Técnico – Económico, considerando indicadores como: costos de producción, valor actual neto, tasa interna de retorno y la relación costo/beneficio para cada pozo, con lo que se pretende confirmar la factibilidad en la implementación del Sistema PlungerLift.

1.2 Antecedentes

El Campo Pacoa tiene una historia notable en el desarrollo petrolero del Ecuador desde sus inicios en el año 1985 con la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) hoy denominado EP PETROECUADOR, y la Compañía BelcoPetróleum Ecuador Inc.

Posteriormente en el año 1992 se autorizó la transferencia de derechos y obligaciones a TRIPETROL Exploration and Production Co. El mismo año el Ministerio de Energía y Minas, aprobó el Plan de Desarrollo del Campo Pacoa con el cual se autorizó el inicio del período de explotación.

En 1998 CANADA GRANDE adquiere el 50% de la participación que tenía TRIPETROL en el contrato del Bloque 1 y asumió la operación del Bloque junto a la Agencia de Garantía de depósitos (AGD) que incautó el 50% restante.

El 25 de Noviembre del 2010 se inició el proceso de reversión del Bloque 1 a EP PETROECUADOR, asumiendo finalmente la operación del Bloque 1 el 25 de Marzo del 2011.

El Campo Pacoa, hoy en día se encuentra en una fase de declinación en la producción, por lo que el objetivo de este proyecto de investigación es tener una alternativa a los sistemas de producción actual del campo, que sea capaz de optimizar la producción de crudo y disminuir costos de operación, recuperando la inversión a corto plazo.

1.3 Planteamiento del problema

Los principales problemas referentes a la parte operativa del Campo son: los métodos actuales de producción, debido a que se hacen ineficientes por su bajo rendimiento, falta de optimización en el funcionamiento, constante mantenimiento, poca presión en el pozo y la pérdida de producción, ya que trabajan con ciclos de recuperación (cronogramas de trabajo); además, de tener una alta relación gas-petróleo y un bajo índice de productividad en los sistemas de extracción como bombeo mecánico y pistoneo, lo que encarece los costos de operación y mantenimiento, e incrementa las pérdidas de producción.

Al utilizar el método de PlungerLift, en campos donde exista un IP (Índice de Productividad) y presiones bajas, mejora la eficiencia e incrementa la producción de petróleo, optimiza costos de operación y alarga la vida productiva del pozo.

1.3.1 Formulación del problema

¿Cómo influye el sistema PlungerLift en los costos de producción de los pozos del Campo Pacoa?

1.3.2 Sistematización del problema

¿Por qué es adecuado el sistema PlungerLift para utilizarlo en pozos de Campos Maduros?

¿Cuentan los pozos con parámetros necesarios para evaluar el cambio de sistema de producción?

¿De qué forma se optimizará la producción de los pozos seleccionados con la utilización del nuevo sistema?

¿Cuál es la ventaja del nuevo sistema en referencia a los métodos actuales de producción del campo Pacoa?

¿Será económicamente rentable la implementación del sistema PlungerLift en el Campo Pacoa?

1.4 Justificación

Esta necesidad nace debido a que la Empresa EPPETROECUADOR se encuentra en un proceso de optimización y/o cambio de los sistemas de levantamiento artificial en los campos maduros que vienen operando por varios años, los cuales muestran una declinación constante en su producción y un bajo recobro de crudo, por lo que se hace necesario desarrollar proyectos para incrementar la producción diaria y/o optimizar los costos.

Por tal motivo, en este trabajo se ha propuesto realizar un estudio de factibilidad para la instalación del sistema PlungerLift en los pozos a seleccionar en base a un análisis de datos disponibles del campo y el estudio minucioso de un sistema de levantamiento artificial eficiente y económico, para obtener una recuperación rápida de la inversión y un mayor rendimiento en los costos de producción, ya sea al reemplazar al bombeo mecánico o al despresurizado del pozo, beneficiando así a la compañía operadora.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo General

Realizar un estudio de factibilidad para la implementación del sistema de PlungerLift en pozos que se encuentran en el Bloque I del Campo Pacoa.

1.5.2 Objetivos Específicos

- Recopilar la información disponible de campo, para poder llevar a efecto este estudio.
- Seleccionar adecuadamente los pozos que presenten las condiciones idóneas para el proyecto.
- Realizar el análisis técnico y económico para establecer la viabilidad del proyecto.
- Implementar el sistema PlungerLift en pozos que presenten las condiciones necesarias para este método.
- Buscar un beneficio a la compañía operadora mediante la instalación de un sistema de levantamiento artificial económico y eficiente.

1.6 Hipótesis de la Investigación

Si el sistema PlungerLift se implementa eficientemente en el Campo Pacoa, entonces los costos de producción se optimizarán.

1.6.1 Variables de la hipótesis

Variable independiente: Sistema PlungerLift.

Variable dependiente: Optimización de costos de producción.

1.7 Metodología

1.7.1 Diseño de la investigación

Entre los tipos de investigación aplicada se citan los siguientes:

a. Investigación de Campo

La investigación se basa en informaciones obtenidas directamente de la realidad, permitiéndole al investigador cerciorarse de las condiciones reales en que se han conseguido los datos.

El método de campo, consiste en la recolección, análisis y evaluación de información que se realizó en el Campo Pacoa, con el fin de obtener los parámetros de operación de los pozos, tales como: restauraciones de presión, caudales de gas, presión de la línea de superficie, grados API y %BSW, datos que son necesarios para analizar en el sistema a implementar.

b. Investigación Bibliográfica.

La investigación bibliográfica, se basó en la búsqueda de información en documentos, libros, páginas de internet, todo aquello relacionado a la implementación del sistema mencionado.

Este método se lo realizó en base a la información proporcionada por la misma empresa de los departamentos de Ingeniería, Yacimiento y Producción tales como: reportes, informes mensuales acerca de la geología estructural, producción acumulada de petróleo y agua, reservas remanentes, mecanismos de empuje y los diferentes sistemas de

extracción que se disponen en el Campo Pacoa. Se consideró trabajos de tesis y documentos referidos a nuestro tema de investigación.

1.7.2 Metodología de la Investigación

Método Inductivo.- Es un método científico que obtiene conclusiones generales a partir de premisas particulares.

Integrando la información del campo Pacoa, y con la utilización de fuentes de investigación, por medio de un análisis minucioso, se demostró la factibilidad del sistema Plunger Lift en un campo maduro.

1.7.3 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Se utiliza fuentes de investigación primaria y secundaria.

Al referirse de **fuentes primarias**, se trata de trabajar con información de primera mano, alguna edición original o crítica de la obra en cuestión.

Se utilizó como fuentes primarias, toda la información proveniente del departamento de Producción y Yacimiento como: historiales de producción, reportes, informes mensuales y documentos de cada uno de los pozos y se tomó datos de restauración de presión directamente en los pozos seleccionados.

Las **fuentes secundarias**, se refieren a la obtención de información a través de documentos, publicaciones resúmenes etc. Se dispuso de fuentes secundarias como: biblioteca virtual, libros de texto, enciclopedias y proyectos ya realizados acerca del sistema a implementar, lo que permitió tener una visión más amplia del tema.

1.7.4 Técnicas de Procesamiento y Análisis de datos

Entre las técnicas a utilizar tenemos: la observación directa, y la recolección de datos.

Observación Directa.

Consiste en observar atentamente el fenómeno, hecho o caso, tomar información y registrarla para su posterior análisis. Se tomó información del estado actual de los pozos como la restauración de presión.

Recolección de datos.

Es el uso de una gran diversidad de técnicas y herramientas que pueden ser utilizadas para desarrollar los sistemas de información, en este caso se utilizaron la observación, las fuentes primarias y secundarias.

Procesamiento de la información.

Con la información recolectada se seleccionó los pozos que cumplen con las condiciones necesarias para utilizar el nuevo sistema en base a la comparación de datos. Se tabuló los datos de las técnicas e instrumentos realizados, y se expresó la información en porcentajes, además los cuadros estadísticos se graficaron para una mejor comprensión.

Fases del procesamiento:

Se basó en la recopilación de todo tipo de información necesaria para la investigación, en libros o publicaciones, referidas al tema principal.

- **Revisión de datos:** Se clasificó y ordenó todos los datos tomados.
- **Tabulación:** Se utilizó programas de computación como Microsoft Office Excel, y se escogió los mejores resultados en base a las

exigencias de parámetros que necesita el nuevo sistema para un óptimo funcionamiento.

- **Presentación gráfica:** Una vez tabulados los resultados, se los graficó para una clara y mejor presentación.

- **Diagnóstico.-** Una vez tabulado y graficado, se procedió al análisis técnico económico para conocer la viabilidad en la implementación del nuevo sistema.

- **Propuesta:** La factibilidad para Implementación del Sistema PlungerLift en el Campo Pacoa.

1.8 Operacionalización de las variables

Variable Independiente: Sistema PlungerLift.

ABSTRACTO		CONCRETO- TANGIBLE- OPERACIONAL		
CONCEPTUALIZACIÓN	CATEGORÍAS	INDICADORES	ITEMS	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS
El sistema Plunger Lift es un método económico, eficiente y de fácil instalación.	<p>Autónomo, utiliza la propia energía del pozo para su funcionamiento sin necesidad de ayuda externa.</p> <p>Asistido, requiere de energía externa para su funcionamiento.</p>	Presión en casing calculado simulando el nuevo sistema.	<p>¿Por qué es adecuado el sistema PlungerLift para utilizarlo en pozos de Campos Maduros?</p> <p>¿Cuentan los pozos con parámetros necesarios para el cambio de sistema de producción?</p>	<p>Técnicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Observación Directa -Recolección de Datos <p>Instrumentos:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Simulación Matemática. -Programas Informáticos (Word, Excel, Power Point). -Manómetro de Presión.

Variable Dependiente: Optimización de costos de producción.

ABSTRACTO		CONCRETO- TANGIBLE- OPERACIONAL		
CONCEPTUALIZACIÓN	CATEGORÍAS	INDICADORES	ITEMS	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS
Reducir costos de producción y operación, manteniendo la misma producción o incrementándola.	<p>Sistema Actual, mayores costos de producción, constante mantenimiento, y purgado de pozo.</p> <p>Nuevo Sistema, sistema económico, eficiente, poco mantenimiento, se aprovecha de mejor manera el gas.</p>	Costo por barril producido con el nuevo sistema.	<p>¿De qué forma se optimizará la producción de los pozos seleccionados con la utilización del nuevo sistema?</p> <p>¿Cuál es la ventaja del nuevo sistema en referencia a los métodos actuales de producción del campo Pacoa?</p> <p>¿Será económicamente rentable la implementación del sistema Plunger Lift en el Campo Pacoa?</p>	<p>Técnicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Observación Directa -Recolección de Datos <p>Instrumentos:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Simulación Matemática. -Programas Informáticos (Word, Excel, Power Point) -Manómetro de Presión.

CAPÍTULO II
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO
PACOA

4.1 ANTECEDENTES

En el año de 1985, se suscribió un Contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque I del Mar Territorial Ecuatoriano entre la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) Y BELCO Petroleum Ecuador INC, el mismo que fue inscrito en el registro de hidrocarburos el 25 de Julio de aquel año.

En el Bloque-I, la explotación petrolera, tuvo sus inicios el 22 de Abril de 1992 con la declaración de la comercialidad del Campo Pacoa, a cargo de la compañía en ese entonces "TRIPETROL Exploration And Production Co.

Durante las operaciones y trabajos realizados en la primera fase del período de explotación en los años 1994 y 1995, no se logró alcanzar los niveles de producción ni de comercialización proyectados.

En efecto, se puede apreciar en la **Tabla 1.1**, la producción estimada y la producción real obtenidas en la ejecución y desarrollo del plan en el campo Pacoa en sus inicios.

AÑOS	PLAN DE DESARROLLO <i>BPPD</i>	ANUAL	PRODUCCIÓN REAL <i>BPPD</i>	ANUAL	% PROD. ALCANZADA
1994	2821	1,029,626	686	250,465	24%
1995	4044	1,476,022	746	272,157	18%
1996	5193	1,895,445	416	152,011	8%
1997	5681	2,073,780	236	86,17	4%
1998	5572	2,033,780	145	53,092	3%
1999	5037	1,838,505	176	64,11	3%

Tabla 1.1 Producción obtenida de los márgenes de comercialización en los primeros 6 años de producción.

Fuente: Ingeniería de Petróleo, CAMPO PACOA.

Como se puede observar en el cuadro anterior **Tabla 1.1**, debido a que los resultados de la producción real no alcanzaron los objetivos propuestos, esto obligó a la empresa suspender las operaciones de perforación de pozos para iniciar nuevos proyectos de estudio geológico y de yacimiento detallado con el fin de incrementar la producción real promedio del campo.

El 17 de Diciembre de 1998 Canadá Grande Ltd., en ese entonces, se hace cargo de la operación del Bloque I y recibe las instalaciones del Campo Pacoa. A partir del 25 de Marzo del 2011 EP PETROECUADOR asume las operaciones de este Bloque hasta la actualidad.

4.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo Pacoa del Bloque-I se encuentra ubicado en la Provincia de Santa Elena, en el Cantón Santa Elena, entre las comunas de San Pablo, Cerro Alto, Santa Rosa y Morrillo. El Bloque-I tiene una extensión de 4000 Km², de los cuales 3000 Km² está costa fuera y 1000 Km² en tierra, tal como se muestra en la **Figura 1.1**.

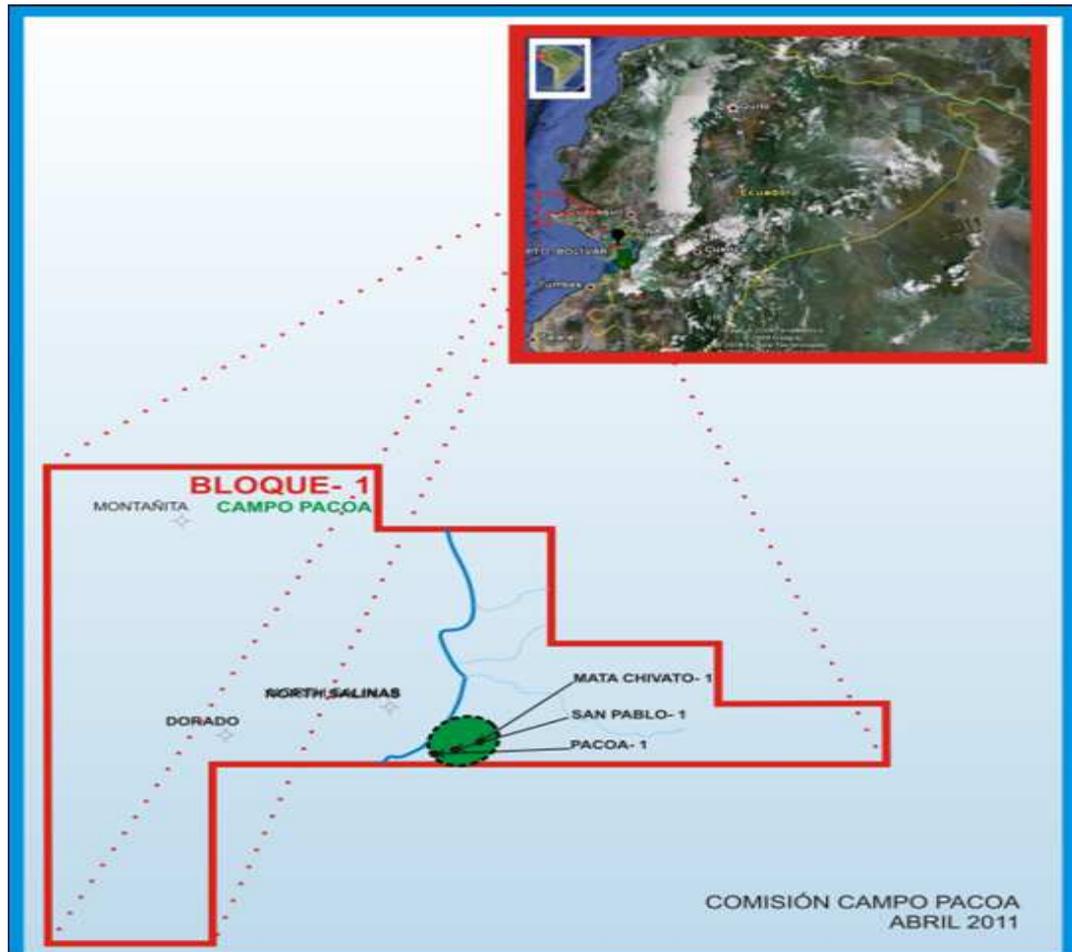


Figura 1.1 Ubicación del Campo Pacoa.
Fuente: Ingeniería de Petróleo, CAMPO PACOIA.

4.3 GEOLOGÍA

2.3.1 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

El campo Pacoa es una estructura anticlinal que cuenta con cuatro reservorios principales dentro de la FORMACIÓN SOCORRO, de abajo hacia arriba están denominados como: “E”, “B”, “C” y “D” respectivamente.

En el área de estudio (Bloque-I) y colindantes a ella se identifican 3 unidades estructurales:

- El levantamiento de Santa Elena

- La cordillera Chongón Colonche
- La Cuenca Progreso

Una parte importante del Bloque-I, se ubica, en el sector norte del levantamiento de Santa Elena comprendiendo la parte norte de la Cuenca Progreso.

Los rasgos estructurales más relevantes son: al Norte las fallas de Colonche y Carrizal, al Este el alto de Aguadita como expresión del sistema de falla la Cruz que lo delimita con la cuenca Progreso.

Al Oeste del levantamiento de Aguadita se localiza el campo Pacoa, hacia el Sur los límites son poco conocidos probablemente tectónicos pues se encuentran en superficie afloramientos de la formación Cayo.

Costa afuera en el Pozo North Salinas, se presenta a 1600' el nivel "C" de la FORMACIÓN SOCORRO indicando continuidad estratigráfica.

Los niveles de las FORMACIONES SOCORRO y CLAY PEBBLE BEDS formaciones productoras presentes en el Campo Pacoa son:

SUMARIO DE LOS NIVELES PRODUCTORES-CAMPO PACOA			
FORMACIÓN	NIVELES	TOPE (ft)	BASE (ft)
SOCORRO	D	1291	1330
	C	1577	1610
CLAY PEBBLE BEDS	B	2120	2145
	E	2300	----

Tabla 1.2 Sumario de los Niveles Productores-Campo Pacoa.

Fuente:Ingeniería de Petróleo, CAMPO PACOA.

2.4 ESTRATIGRAFÍA

En la **Figura 1.2**, se detalla la secuencia estratigráfica del campo Pacoa caracterizada según los resultados en registro de pozos.

Es importante mencionar, que esta columna ha sido elaborada uniendo tramos de diferentes pozos, ya que ningún pozo del campo presenta la misma secuencia sin alteraciones tectónicas.

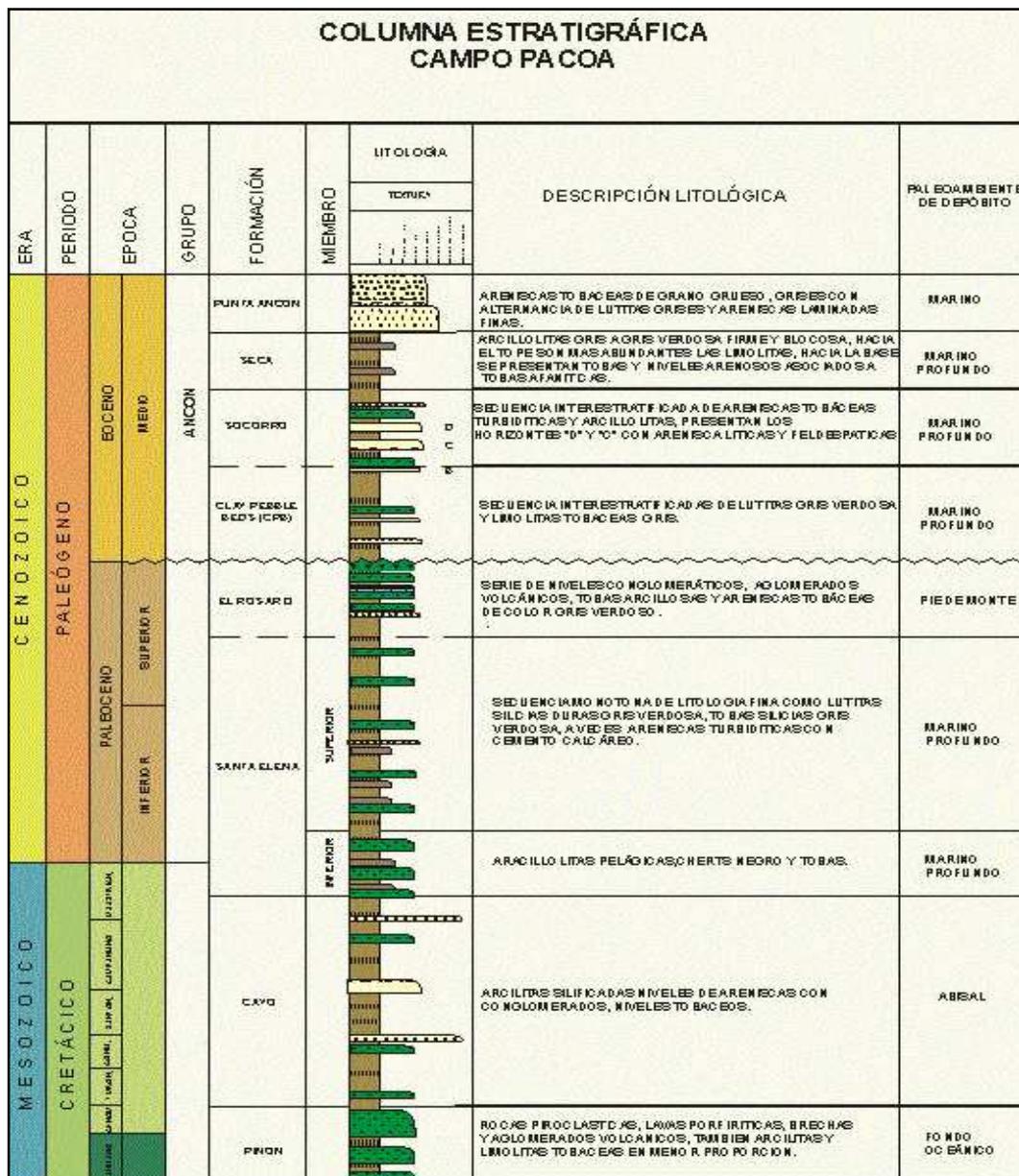


Figura. 1.2 Columna Estratigráfica del Campo Pacoa.

Fuente: Ingeniería de Petróleo, CAMPO PACOA.

2.5 PETROFÍSICA

2.5.1 PROPIEDADES DE LA ROCA

De acuerdo a los datos con que cuenta el campo Pacoa referente a resultados de evaluaciones petrofísicas se muestran características generales en las zonas más arenosas.

Se trata de areniscas arcillosas con valores moderadamente altos de porosidad, con alto porcentaje de microporosidad, lo que ocasiona valores bajos de permeabilidades; la presencia de fracturas naturales abiertas mejora considerablemente la permeabilidad del yacimiento.

A continuación se detallan brevemente cada una de los niveles productores de la Fm. Socorro.

Nivel D

El Nivel D presenta una distribución continua, ya que está constituido por areniscas arcillosas, intercalaciones de lutitas y limos finos. La salinidad del agua de formación es de 46200 ppm de ClNa, con resistividades de agua de formación (R_w) de 0,15 ohm-m. Presenta valores de porosidad en el orden de 20%, espesor neto petrolífero en el orden de 40 pies.

Nivel C

Presenta una gran continuidad estratigráfica, con intercalaciones de lutitas y algunas calizas. Presenta porosidades alrededor de 33.5%, con un espesor neto petrolífero de 22.5 %.

Nivel B

El nivel B presenta una secuencia de areniscas, lutitas-feldespáticas, con valores de porosidad promedio de 25,40% y espesores netos de 25 ft.

En el Apéndice 1, se muestra el análisis de los parámetros petrofísicos de los reservorios de interés por pozo perteneciente al Campo Pacoa.

En la **Tabla 1.3**, se presentan los resultados promedio por reservorio, del sumario petrofísico general del campo:

SUMARIO PETROFÍSICO PROMEDIO CAMPO PACOA			
NIVEL	Ho (pies)	Φ (%)	Sw (%)
D	39,38	20,20	57,37
C	33,57	18,89	56,68
B	25,40	21,63	50,63

Tabla 1.3 Sumario Petrofísico del Campo Pacoa.
Fuente: Ingeniería de Petróleo, CAMPO PACOA.

2.5.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

De acuerdo a información que existe en el campo Pacoa, se obtuvo datos de los Pozos PAC-001, PAC-011 y La Mata Chivato, siendo los niveles D, C, B y Conglomerado Basal los seleccionados, como se muestra en la **tabla 1.4**.

SUMARIO DEL ANÁLISIS - CAMPO PACOA								
POZO	NIVEL	T (°F)	Pi (psi)	Boi (BY/BN)	Pb (psi)	Bob (BY/BN)	Rs (PC/BN)	°API
PAC-001	B	97	1151	1,0886	400	1,0886	106	40,8
PAC-001	C	93	882	1,0668	455	1,0722	92	34
PAC-011	D	96,5	567	1,046	260	1,0796	68	34,3
PAC-0MC	CONGLOMERADO BASAL	126	NR	NR	780	1,1049	103	22

Tabla 1.4 Sumario de Información PVT – Campo Pacoa.

Fuente: Ingeniería de Petróleo, CAMPO PACOA.

2.5.3 REGISTROS ELÉCTRICOS

Debido a la escasa información con la que cuenta el campo Pacoa, se consideró uno de los pozos donde se revisaron los registros eléctricos. POZO PAC-01: uno (1) del nivel D, uno (1) del nivel C y uno (1) del nivel B. En el pozo Pacoa 01 se tomaron registros en el nivel D, B y en el nivel C.

NIVEL	INTERVALOS (PIES)	POROSIDAD (%)	Rw (OHM-M)	Rt (OHM-M)	Sw (%)
B	2219-2232	21	0.1	0.8	30
	2250- 2272				
C	1826-1855	18	0.1	19	25
D	1454-1462	18	0.1	7	32
	1484-1506				
	1525-1548				

Tabla 1.5 Evaluación Petrofísica y de Registros Eléctricos.

Fuente:Ingeniería de Petróleo, CAMPO PACOA.

2.6 MECANISMOS DE EMPUJE

Aunque ha sido difícil definir claramente el tipo de energía activa durante el período de inicio de la vida productiva del yacimiento, en la actualidad se sabe que la principal fuente de energía natural disponible en los reservorios que se tienen en el Campo Pacoa, proviene de la expansión de gas en solución, la cual permite el movimiento de los fluidos hacia el pozo productor y posteriormente a la superficie. El gas disuelto en el petróleo, es el que proporciona la energía que se requiere para la producción del hidrocarburo.

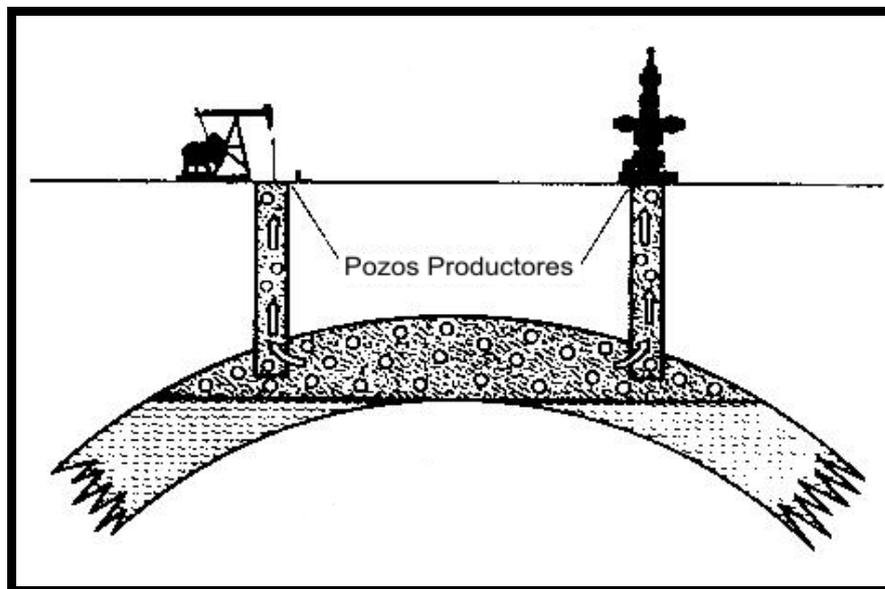


Figura 1.3 Reservorio por gas en solución.

Fuente:Ingeniería de Petróleo, CAMPO PACOA.

Debido a la rápida despresurización de los reservorios del Campo Pacoa, hecho notorio por la explotación de los pequeños bloques con alto grado de fracturamiento, donde una cantidad significativa de las reservas se halla presente en las mencionadas fracturas, la producción de gas ha ido aumentando, este hecho ha conducido a una drástica caída de presión de los yacimientos, la misma que actualmente se encuentra por debajo del punto de burbuja.

CARACTERÍSTICAS	COMPORTAMIENTO
Presión del Yacimiento	Declina en forma rápida y continua.
Relación Gas-Petróleo producido.	Primero es baja, luego aumenta hasta un máximo, por último declina.
Comportamiento de los pozos	Requieren levantamiento artificial temprano en la vida productiva.
Factor de recobro estimado.	5 al 30 por ciento del POES

Tabla 1.6 Características de los yacimientos con empuje de gas en solución.

Elaborado por: Christian Pallasco y Michel Pizarro.

Como se muestra en la **tabla 1,6** Los campos petroleros que producen por empuje de gas en solución, tienen por característica un aumento rápido de la relación gas-petróleo, una declinación de las tasas de producción y de la presión en el yacimiento.

Este factor determinante (Caída de Presión), ha conllevado a la pérdida de energía de los reservorios en un tiempo muy corto, provocando la disminución en las reservas recuperables del campo.

2.7 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

La producción actual promedio de petróleo del campo Pacoa es de 60 BPPD con un BSW del 55%, proviene de los yacimientos B, C, D, y E. La calidad del crudo promedio es de 36,4° API.

El POES (Petróleo Original en sitio) oficial del campo es de 45,412 MMBls.; con un factor de recobro inicial por niveles: Nivel D: 8,25%, Nivel C: 11,45%, Nivel B: 13,51% y Nivel E: 10%. Las reservas probadas originales han sido estimadas en 4,8 MMBls. La producción acumulada al 15 de abril de 2011 es 1,6 MMBls. y las reservas remanentes 3,2 MMBls.

2.7.1 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS

CAMPO PACOA	
CATEGORÍA DE POZOS	
POZOS	TOTAL
PERFORADOS	46
PRODUCTORES	40
REINYECTORES	1
INYECTORES	0
ABANDONADOS	1
CERRADOS	4
POZOS	TOTAL
PRODUCTORES	40
FLUJO NATURAL	1
HIDRÁULICOS	0
ELÉCTRICOS	0
MECÁNICOS	26
PISTONEO	13

Tabla 1.7 Categoría de pozos del Campo Pacoa.
Fuente:Ingeniería de Petróleo, CAMPO PACOA.

En la **tabla1.7**, se detalla la categoría de los pozos que se tiene en el Campo Pacoa, en los cuales 26 pozos están por Bombeo Mecánico, 13 pozos por Pistoneo, 1 pozo re-inyector, 1 pozo a Flujo Natural y 1 pozo seco (abandonado).

A continuación se presenta la **Tabla 1.8**, donde se muestra el estado actual de cada pozo.

POZO	FECHA	ZONA PRODUCTORA	BFPD	BPPD	BAPD	MÉTODO DE EXTRACCIÓN	LOCALIZACIÓN
PAC 1	30-abr-11	D, C, B	17.05	2.99	14.05	BM	CENTRO
PAC 2	30-abr-11	D, C, B	8.15	0.87	7.28	BM	CENTRO
PAC 3	27-mar-94	C, B, E	0	0	0.00	P	NORTE
PAC 4	15-abr-11	D, C	5.43	3.09	2.34	BM	CENTRO
PAC 5	15-abr-11	D, C, B, E	3.95	2.55	1.39	BM	SUR
PAC 6	01-ene-00	D, C	0	0.00	0.00	P	SUERESTE
PAC 7	01-dic-10	D, C, B	0	0	0.00	P	SUR
PAC 8	01-dic-10	B, D	0	0	0.00	P	SUR
PAC 9	15-abr-11	D, E	4.98	3.33	1.64	BM	SUR
PAC 10	15-abr-11	B, C, E	10.60	8.86	1.75	BM	SUR
PAC 11	15-abr-11	D, C, B	1,05	0,38	0,67	BM	SURESTE
PAC 12	15-abr-11	D, C, B, E	3.02	1.81	1.21	BM	CENTRO
PAC 14	15-abr-11	D, C	14,88	0,95	13,93	BM	NORTE
PAC 15	18-feb-94	D	4,19	0,71	3,48	BM	NORTE
PAC 16	01-abr-11	D	0	0	0	P	NORTE
PAC 17	15-abr-11	D	4,04	1,11	2,93	BM	NORTE
PAC 18	15-abr-11	D, C	14,41	0,79	13,62	BM	NORTE
PAC 19	POZO SECO						SUR-ESTE
PAC 20	15-abr-11	D	0,87	0,71	0,16	BM	CENTRO
PAC 21	15-abr-11	D, C	3,16	0,63	2,53	BM	NORTE
PAC 22	15-abr-11	B, D, C	0	0	0	C	SUR
PAC 23	15-abr-11	C, B	0	0	0	C	NORTE
PAC 24	15-abr-11	D, C, B	0	0	0	P	SURESTE
PAC 25	15-abr-11	D, C	5,22	1,9	3,32	BM	CENTRO
PAC 26	15-abr-11	D, C	11,16	1,14	10,02	BM	NORTE
PAC 27	11-mar-04	D, C			0.00	R	NORESTE
PAC 28	21-sep-10	D	0	0	0.00	P	NORESTE
PAC 29	13-ene-11	D	0	0	0.00	P	NORTE
PAC 30	15-abr-11	D, C				C	CENTRO
PAC 31	15-abr-11	D, C, B	3,8	0,63	3,17	BM	NORESTE
PAC 32	15-abr-11	D, C, B	3,33	0,95	2,38	BM	SUR
LA MATA CHIVATO	15-abr-11	1	3,76	3,44	0,32	FN	SUR
PAC 33	14-abr-11	C	0	0	0	P	NORESTE

PAC 34	15-abr-11	D, C, B	3,54	0,48	3,06	BM	NORESTE
PAC 35	15-abr-11	D, C, B	0	0	0	P	NOROESTE
PAC 36	15-abr-11	D, C	2,97	1,71	1,26	BM	CENTRO SUR
PAC 37	15-abr-11	C, D	3,8	1,27	2,53	BM	NORTE
PAC 38	28-feb-11	D, C, B	0	0	0	P	CENTRO OESTE
PAC 39	15-abr-11	D, B, C, E	1,58	0,79	0,79	BM	CENTRO OESTE
PAC 40	15-abr-11	E, C, B	2,3	2,3	0	BM	SUR
PAC 41	15-abr-11	D, E, B	6,29	1,98	4,31	BM	SUR
PAC 42	15-abr-11	D, C, B, E	9,33	7,95	1,38	BM	SUR
PAC 43	15-abr-11	D, C, B, E				C	SUR
PAC 44	15-abr-11	B, E	1,27	0,32	0,95	P	SUR
PAC 46	15-abr-11	B, C	0,87	0,87	0	BM	SUR
SAN PABLO	14-abr-11	1	0	0	0	P	CENTRO

Tabla 1.8 Estado actual de los pozos del Campo Pacoa.

Fuente:Ingeniería de Petróleo, CAMPO PACOA.

PRODUCCIÓN POR MÉTODO DE EXTRACCIÓN				
MÉTODO DE EXTRACCIÓN	# POZOS	BFPD	BPPD	BAPD
BOMBEO MECÁNICO	26	136,23	54,87	81,36
PISTONEO	13	1,27	0,32	0,95
FLUJO NATURAL	1	3,76	3,44	0,32
TOTAL	40	141,26	58,63	82,63

Tabla 1.9 Producción por método de extracción del campo Pacoa.

Elaborado por: Christian Pallasco y Michel Pizarro.

En la **tabla 1.9**, se observa el promedio en barriles de fluido, petróleo y agua obtenido de la producción diaria del campo, en relación al sistema de extracción que se está utilizando actualmente.

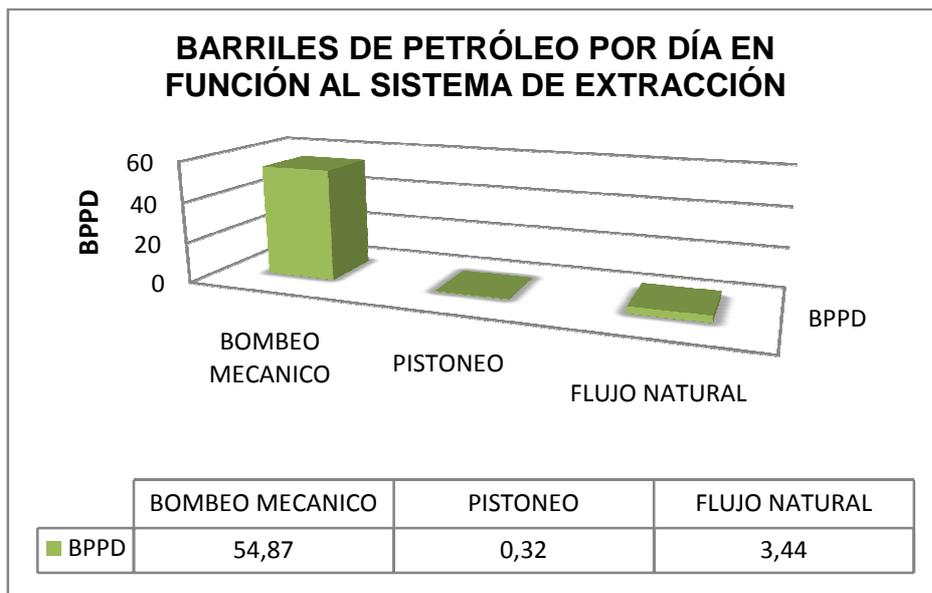


Figura 1.4 Producción de petróleo por día en función del método de extracción.
Elaborado por: Christian Pallasco y Michel Pizarro.

Tal como se muestra en el Figura 1.4 los barriles de petróleo por día en función al sistema de extracción empleado, en este caso 54,87 BPPD son extraídos por Bombeo Mecánico, 0,32 BPPD por Pistoneo y 3,44 BPPD por Flujo Natural, teniendo una producción total promedio de petróleo en el campo Pacoa de aproximadamente 60 BPPD.

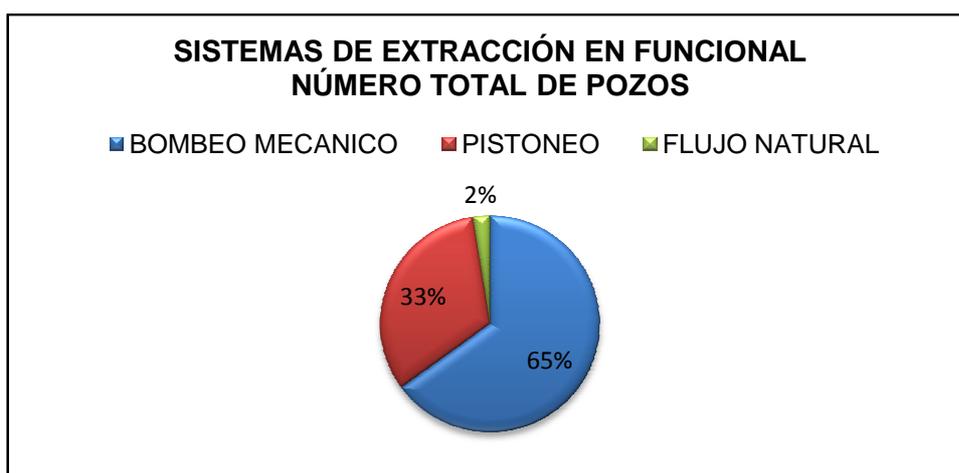


Figura1.5 Sistemas de extracción de crudo del campo Pacoa en función del total pozos.
Elaborado por: Christian Pallasco y Michel Pizarro.

Como se observa en la figura 1.10, el 65% del número total de los pozos se están produciendo por Bombeo Mecánico, el 33% por Pistoneo (Swab), y el 2% por Flujo Natural.

2.7.2 POZOS QUE PRODUCEN CON BOMBEO MECÁNICO



Figura 1.6 Equipo de bombeo mecánico.
Fuente:Ingeniería de Petróleo, CAMPO PACOA.

El levantamiento artificial se pone de manifiesto cuando la presión de la formación baja hasta un punto en que el petróleo no puede fluir a la superficie por sus propios medios y en este caso se hace necesario recurrir a métodos de bombeo o levantamiento que varían de acuerdo con las características del yacimiento.

En el campo Pacoa, cerca del 65% de los pozos están produciendo con este sistema. El Bombeo Mecánico es el más antiguo de todos y normalmente se emplea en la etapa final de producción de un pozo (Ver Apéndice II).

Los pozos con sistema de bombeo mecánico en Pacoa mantienen una producción de 54,87 barriles diarios de crudo que representa casi el 93% de la producción total del campo.

2.7.2.1 Componentes Principales

Los componentes principales que forman parte del Sistema de Bombeo Mecánico, se citan a continuación y en orden secuencial desde el fondo hasta la superficie:

- A. Bomba de subsuelo.
- B. Cabillas o Varillas de transmisión de succión.
- C. Tubería de Producción.
- D. Equipo de bombeo superficial.
- E. Motor primario.
- F. Cabezal del pozo

El funcionamiento en conjunto de todos estos elementos constituye el sistema de bombeo mecánico, utilizado para transmitir la energía adicional al pozo y transportar el fluido desde el fondo hasta la superficie.

Con el objeto de dar a conocer la función que desempeñan en el proceso de extracción de hidrocarburos, se describen brevemente a continuación:

A. Bomba de Subsuelo

La función de la bomba consiste en admitir fluido de la formación desde una profundidad determinada para levantarlo por etapas posteriormente hacia la superficie.

Los componentes de la bomba de subsuelo son: la cámara, el pistón, la Válvula fija y viajera, y el Anclaje o zapata para obtener el anclaje adecuado de la bomba.

B. Cabillas o Varilla de transmisión de Succión

Las varillas de succión tienen por objeto proporcionar 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 toda la energía necesaria a ejercer y el movimiento recíproco vertical a la bomba para el desplazamiento del fluido hacia la superficie.

Las varillas de mayor diámetro se ubican en la parte superior ya que allí se encontrará la mayor tensión debido a que soportan el peso de todas las varillas.

C. Tubería de Producción

Tiene por objeto de conducir el fluido proveniente de la formación, desde el fondo del pozo hasta la superficie. Al mismo tiempo, sirve de guía a la sarta de varillas de succión que está accionando la bomba en el subsuelo.

Mientras dure el bombeo, la tubería experimentara desgaste interno y externo, así como el movimiento de la sarta de varillas en la tubería, por lo que se requiere tener en la completación, una tubería resistente a la abrasión, fricción y oxidación por el fluido para darle durabilidad y vida útil a la misma.

Diámetro de tubería de producción	Grado de tubería	
	J-55	N-80
2-3/8"	72000	104000
2-7/8"	100000	145000
3-1/2"	142000	207000

Tabla 1.10 Resistencia mínima de la tubería de producción a la tensión en libras.

Fuente: Christian Pallasco y Michel Pizarro.

D. Equipo de Bombeo Superficial

La función del equipo superficial es el de transferir la energía del motor primario a las varillas de transmisión, cambiando el movimiento angular del eje del motor a movimiento recíproco vertical para generar una velocidad apropiada que accione eficientemente el funcionamiento de la sarta de varillas y la bomba de subsuelo.

Las dimensiones del equipo son función de la profundidad del pozo, del volumen de petróleo que se desea producir y de las condiciones del yacimiento.

E. Motor Primario

La función del motor primario es generar energía mecánica para transmitir al equipo de bombeo y posteriormente a la bomba para poder levantar fluido. La potencia que debe tener este motor depende de la tasas de producción que se desean obtener.

Los motores de combustión interna son empleados en yacimientos que no están electrificados o bien en pozos aislados muy remotos en donde no conviene tender líneas eléctricas.

La Estación Sur tiene líneas de transmisión de electricidad, a pesar de eso los pozos de la Zona Sur no están electrificados. Este hecho obliga a que las unidades de bombeo trabajen con motor de combustión interna.

F. Cabezal del Pozo

Está constituido por una serie de conexiones y de válvulas que permiten el paso del fluido del pozo a la tubería o la línea de flujo. Conjuntamente con la prensa esto permite el paso de la barra pulida o varilla en el ciclo de bombeo.

2.7.3 POZOS QUE PRODUCEN POR PISTONEO (SWAB)

Debido que el drenaje de los pozos en el campo Pacoa es muy lento con respecto al tiempo, para hacer producir estos se utiliza la técnica del swab o pistoneo, la cual hace uso de un cable de acero que va enrollado en el winche de la unidad de servicio que con ayuda de otros componentes y accesorios hacen posible la recuperación de los líquidos. Esta operación se realiza, ya que la presión de la formación no es lo suficientemente mayor como para vencer la columna hidrostática y levantar los fluidos a la superficie.

La Operación de pistoneo (swab) es una técnica tipo pistón que consiste en agitar, aliviar y levantar una columna de fluido a través de la tubería de producción hasta la superficie.



Figura 1.7 Unidad de swab utilizada en el campo Pacoa
Fuente:Ingeniería de Petróleo, CAMPO PACOA.

Un pozo se swabea con el objeto de:

- Extraer petróleo con fines de producción.
- Aligerar una columna de fluido para que el pozo fluya.
- Extraer fluidos contaminados con arena de formación o de fractura.

PARTES DE LA UNIDAD DE SWAB Y COMPONENTES

- Zan - Drill
- Motor Auxiliar
- Camisa Ecológica
- Lubricador Hidráulico
- Caucho Lubricador
- Copas De Bronce
- Lubricador De 3"
- Cable De 9/16"
- Guardacabo
- Swivel Con Caja ¾"
- Varillón 1 ¼" X 12'
- Porta Copas

- Copas
- Standing Valve
- X-Over O Reducción De (3" A 23/8" O 27/8")
- Manguera Hidráulica De 2" O 4"

Los pozos que actualmente están produciendo por el sistema de swab o pistoneo son 13 y su producción representa casi el 0,54% de la producción total de petróleo del campo. (Ver Apéndice I), se muestran los pozos que se encuentran produciendo por pistoneo.

2.7.4 POZOS CERRADOS

Los pozos cerrados, se refieren a los pozos que por motivos técnicos o económicos se ha interrumpido su operación y permanecen en esta condición hasta solucionar los problemas presentados.

POZO	ZONA PRODUCTORA	ESTADO ACTUAL
PAC 22	B, D, C	C
PAC 23	C, B	C
PAC 30	D, C	C
PAC 43	D, C, B, E	C

Tabla 1.11. Pozos Cerrados del Campo Pacoa
Fuente: Ingeniería de Petróleo, CAMPO PACOA.

En la **tabla 1.11**, se visualizan los 4 pozos que por motivos técnicos y económicos, se encuentran actualmente cerrados.

2.7.5 POZOS A FLUJO NATURAL

El Flujo Natural se consigue cuando la presión de la formación es suficientemente alta para ocasionar el movimiento del petróleo a la

2.8 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

El Campo Pacoa dispone de tres estaciones de producción.

- Norte
- Central
- Sur

La Estación Norte, recibe la producción proveniente de 13 pozos: PAC-014, PAC-15, PAC-16, PAC-17, PAC-18, PAC-21, PAC-25, PAC-26, PAC-30, PAC-31, PAC-33, PAC-34, y PAC-37, la producción llega desde los pozos a través de tuberías con diámetros de 2", 2 7/8" y 3 1/2", con una longitud total aproximada de: 4,278.8 m. (Volumen 97.9 Bls). La Estación Norte tiene una capacidad de 2,418.08 BFPD. (Ver Apéndice III), esquema de la estación Norte- Campo Pacoa.

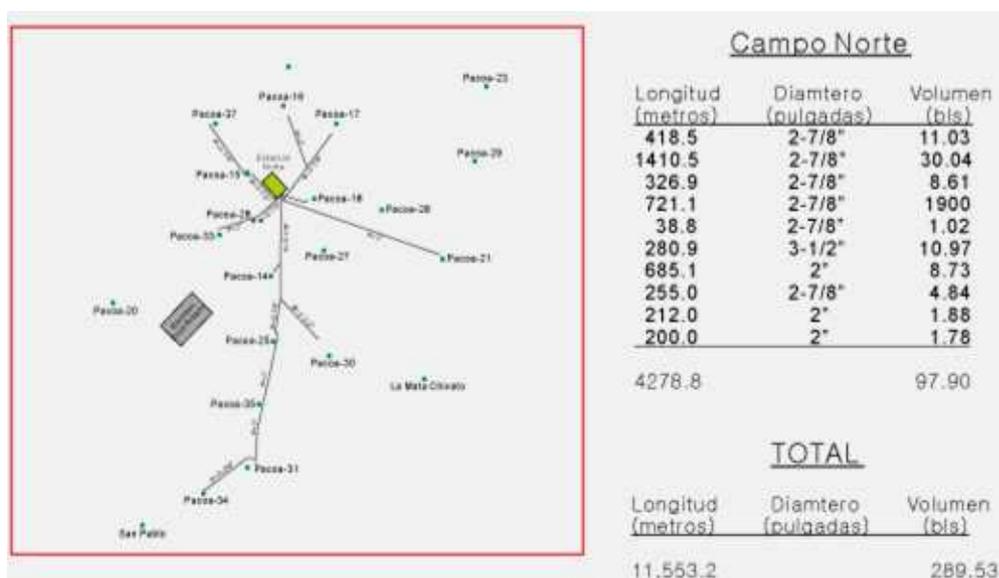
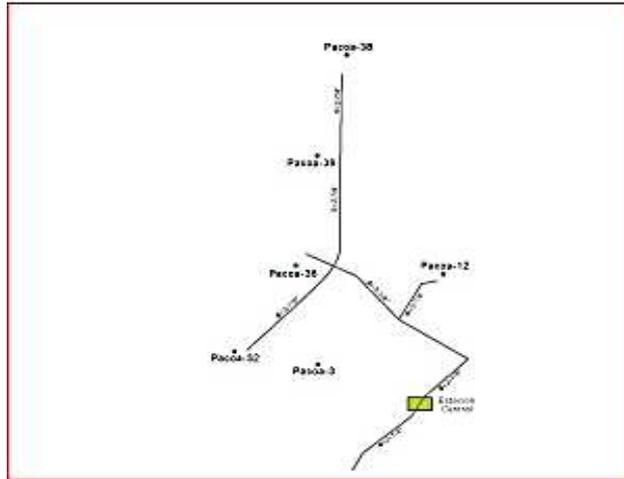


Figura 1.9. Líneas de Flujo – Estación Norte del Campo Pacoa.

Fuente: Ingeniería de Petróleo, CAMPO PACOA.

En la Estación Central, se recibe la producción de 6 pozos: PAC-004, PAC-012, PAC-032, PAC-036, PAC-038 y PAC-039, los cuales se encuentran conectados en la estación con tubería de 2 7/8" en una longitud total aproximada de: 2,183.1 m. (Volumen 57.51 bls). La

capacidad de la estación central es de 3188.32Bls (Ver Apéndice III), esquema de la estación Central -Campo Pacoa.



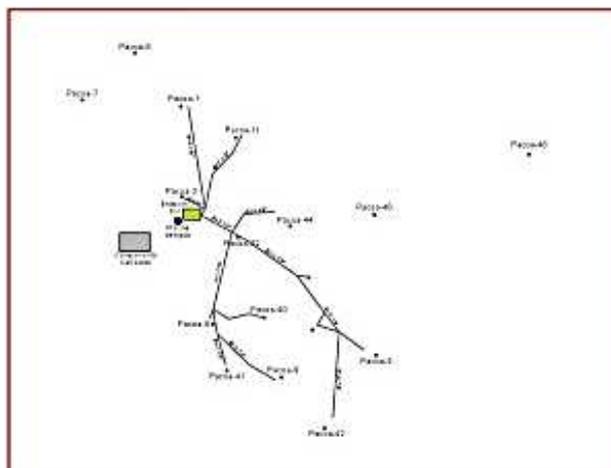
Campo Central

Longitud (metros)	Diametro (pulgadas)	Volumen (bls)
1001.5	2-7/8"	26.38
746.0	2-7/8"	19.65
180.2	2-7/8"	4.75
255.4	2-7/8"	6.73
2183.1		57.51

Figura1.10. Líneas de Flujo – Estación Central del Campo Pacoa.

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción, Plan de desarrollo Campo Pacoa, 2011.

En la Estación Sur, se procesa todo el crudo, agua y gas que se producen de los 13 pozos: PAC-001, PAC-002, PAC-005, PAC-008, PAC-009, PAC-010, PAC-011, PAC-022, PAC-040, PAC-041, PAC-042, PAC-043 y PAC-044, se encuentran conectados a la estación con tubería de 2 7/8" con una longitud aproximada de: 5,091.3 m. (Volumen 134.12 bls). La capacidad de la estación es de 3,441.6Bls. (Ver Apéndice III) esquema de la estación Sur - Campo Pacoa).



Campo Sur

Longitud (metros)	Diametro (pulgadas)	Volumen (bls)
692.5	2-7/8"	18.24
1418.1	2-7/8"	37.56
1313.6	2-7/8"	34.61
312.8	2-7/8"	8.24
58.3	2-7/8"	1.54
38.6	2-7/8"	1.02
180.2	2-7/8"	4.75
1076.9	2-7/8"	28.37
5091.3		134.12

Figura 1.11. Líneas de Flujo – Estación Sur del Campo Pacoa.

Fuente:Ingeniería de Petróleo, CAMPO PACOA.

La recolección de petróleo en los pozos que no están conectados a las estaciones de producción se realiza con la ayuda de tanques portátiles de: 20 bls (Tanquero FORD 350), 50bls (Anita) y 220 bls (Auto-tanquero con Bomba) para pozos PAC-003, PAC-006, PAC-007, PAC-020, PAC-023, PAC-024, PAC-028, PAC-029, PAC-035, PAC-046, San Pablo y La Mata Chivato.

En la siguiente tabla se observa la distribución y capacidad total de almacenamiento del Campo, la misma que es hasta los 13,395 barriles de petróleo.

CAPACIDAD TOTAL DE ALMACENAMIENTO EN EL CAMPO PACOA	
Almacenamiento en 3 estaciones	9,048 barriles
Almacenamiento en tanques ubicados en cada pozo	4,415 barriles (Total: 36 Tanques)
Capacidad total de almacenamiento	13,395 barriles

Tabla 1.13 Capacidad total de almacenamiento en el campo Pacoa.

Fuente: Ingeniería de Petróleo, CAMPO PACOA.

2.9 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT

2.9.1 INTRODUCCIÓN AL SISTEMA PLUNGER LIFT

Durante la vida inicial de un pozo, el gas y los líquidos fluyen libremente a la superficie, pero el flujo estable no permanece todo el tiempo, al disminuir el flujo los líquidos y gases comienzan a adherirse a las paredes de la tubería de producción y resbalarse acumulándose en el interior del fondo del pozo, esta etapa es el fin de la producción estable.

Con el resbalamiento continuo del líquido comienzan a formarse tapones de líquidos, que cuando ascienden a la superficie, hasta un 75% puede caer al fondo del pozo empeorando la situación, cuando más fluido se

acumula en el fondo menor es el caudal de producción, los tapones de fluido crecen de tamaño y el volumen de fluido que cae al fondo es aún mayor, por lo que sin intervención alguna, la columna de fluido será tan pesada que no subirá y la producción del pozo se detiene. Cuando esto ocurre, el levantamiento artificial es necesario para eliminar los líquidos y prolongar la vida útil del pozo.

Para optimizar la producción de pozos marginales, es necesario un medio asequible, eficaz y fácil de usar en un levantamiento artificial.

El Sistema de Extracción de Petróleo Plunger Lift, método rentable, bajo costo inicial, poco mantenimiento, y el no requerir una fuente externa de energía en la mayoría de los casos, es la alternativa eficiente para incrementar y optimizar la producción en los pozos de petróleo y gas que tienen características de flujo marginal.

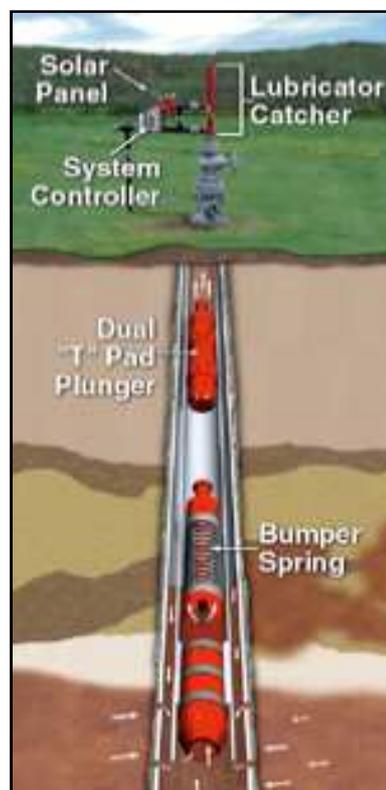


Figura 1.12 Sistema de Extracción Plunger Lift.

Fuente: [www. weatherford.com](http://www.weatherford.com)

Sus principales aplicaciones están en:

1. Eliminación de líquidos en pozos de gas y reduce el retroceso del fluido.
2. Pozos con alta relación gas – petróleo.
3. Control de Parafina e Hidratos.
4. Despeja la tubería, manteniendo el pozo en producción.
5. Aumentar el Rendimiento de Pozos de Producción Intermitente por Gas.
6. Prolonga la vida productiva de pozos marginales.

El principio del sistema Plunger Lift se sustenta en utilizar básicamente un émbolo o pistón viajero que actúa como acoplamiento mecánico entre el gas de formación y los líquidos producidos, aumentando en gran manera la eficiencia del pozo.

Una instalación típica de Plunger Lift consiste de un mecanismo lubricador y de retención (cácher) en superficie, un amortiguador de resorte en el fondo, el émbolo o pistón viajero, y un controlador electrónico (tiempo y/o presión), y la válvula motora con la capacidad de abrir o cerrar la línea de flujo.

La operación del sistema se inicia cuando el controlador comanda la válvula de diafragma de la línea de flujo, para controlar el desplazamiento del émbolo. Se cierra la línea de flujo del pozo y el émbolo baja hasta el fondo de la tubería de producción a través de la columna de fluido, después de cerrar el pozo se produce la acumulación del gas de formación en el espacio anular de la tubería de revestimiento mediante la separación natural. El espacio anular actúa primeramente como un depósito para el almacenamiento de este gas. Después de que la presión aumenta hasta cierto valor en la tubería de revestimiento, el controlador abre la válvula motora de línea de flujo, la rápida transferencia del gas de la

tubería de revestimiento a la tubería de producción, además del gas de la tubería crea una velocidad instantánea alta que causa una baja de presión a través del émbolo y el líquido. De inmediato el pistón empieza su carrera de ascenso hasta la superficie con todos los líquidos en la tubería de producción en su parte superior, con mínimo resbalamiento de líquido (sin este acoplamiento mecánico, solo se podría recuperar una porción de los líquidos). Ya en superficie el controlador detecta la llegada del émbolo, y le permite al pozo fluir un tiempo adicional; después de cierto tiempo el controlador cierra la válvula motora y el émbolo vuelve a caer. Este ciclo se repite automáticamente varias veces por día.

Los problemas más comunes en los sistemas de Plunger Lift:

- a) Productividad gas-líquido mal estimada, especialmente cuando se relaciona la presión estática, presión de fondo fluente y el gradiente real del líquido.
- b) Problemas mecánicos con la sarta de tuberías.
- c) Problemas con el pistón.
- d) Problemas operativos con el temporizador y control de presión.

El hecho, que la sarta de tubing deba ser compatible en todo lugar con todos los elementos del sistema, es subestimado frecuentemente. Una simple restricción impide que el pistón descienda libremente y se asiente debajo de la columna de líquido, o una fisura del tubing permite comunicación de gas del anular, sobre el colchón de líquido, sin duda estos problemas afectan negativamente al sistema. Un tubing en buen estado, libre de restricciones no es justamente fácil de obtener pero es esencial para que exista un buen funcionamiento operativo del sistema.

El diseño de los pistones resulta complicado en muchos casos. Una falta típica de los pistones es que el mecanismo sube y baja la columna de

fluido en los subsecuentes ciclos de operación. Es difícil imaginar en el peor de los casos, por ejemplo, impactos y vibraciones como ocurre en una operación, cuando el dispositivo (pistón) deba recorrer varios kilómetros de tubing por día. Cualquier arreglo mecánico está sujeto a estos problemas, bajo estas condiciones de trabajo. A pesar de esto, se han desarrollado muchas mejoras, las cuales se deberá considerar para su respectivo diseño.

El temporizador de fluido es quizás el peor dolor de cabeza para los operadores. La simple relación entre presión y gradiente de líquido, es esencial para entender el control del sistema.

Todos estos problemas se pueden superar haciendo un eficiente diseño del sistema, calculando correctamente las presiones respectivas en el pozo, la velocidad y recorrido de pistón, seleccionando el tipo de pistón adecuado para cada pozo. Además de programar correctamente el controlador de la válvula motora de acuerdo a la producción del pozo.

2.9.2 MODELO DINÁMICO DEL SISTEMA PLUNGER LIFT

Una de las suposiciones más restrictivas es el confiar en el comportamiento del sistema a partir de la velocidad de ascenso, que, bien podría ser asumida, o bien podría ser un valor promedio de datos obtenidos. Este análisis indica el método para determinar el comportamiento del Plunger Lift, con los cálculos de los cambios de presión en el casing, de la posición, velocidad y aceleración conforme sube el pistón desde el fondo hasta la superficie. (Ver capítulo III)

CAPÍTULO III

**SELECCIÓN DE POZOS
PARA IMPLEMENTAR EL
SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL
“PLUNGER LIFT”**

3.1 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

Para seleccionar y recomendar los pozos que mejor se ajustan a las condiciones que requiere el sistema Plunger Lift a implementar, se realiza en primera instancia la recopilación y organización de la información de campo disponible de los 10 pozos candidatos escogidos inicialmente en base a criterios y parámetros técnicos operacionales. Se ha tomado en cuenta el historial de producción de petróleo, caudales de gas y presiones de pozos que están en funcionamiento; dicha información permitirá identificar y seleccionar de mejor forma los pozos idóneos para el sistema a implementar.

A continuación se detalla la información disponible del campo y se explica con mayor detalle en el análisis de pozos.

3.1.1 DATOS TÉCNICOS DEL POZO

DATA	PAC 01	PAC 04	PAC 05	PAC 09	PAC 10	PAC 12	PAC 36	PAC 41	PAC 42	MCH
Tubing ID (pulg)	2,441	2,441	1995	2,441	2,441	1.995	1,995	1.995	1.995	1.995
										2,441
Tubing OD (pulg)	2,875	2,875	2,375	2,875	2,875	2.375	2.375	2.375	2.375	2.375
										2,875
Casing ID (pulg)	6,276	6,366	6,366	4,95	6,366	6.366	4,778	4	4	6,276
Casing OD (pulg)	7	7	7	5-1/2	7	7	51/2	4-1/2	4-1/2	7
Caída presión de línea PLS (psi) Presión línea superficie	5,81	1,33	1,74	2	4,54	1,5	2	3	12	950
Presión Dinámica tubing (psi)	10	3	9	8,5	9	6	5	9	13	100
Cp de línea PLS (kg/cm2) Presión línea superficie	0,7	0,21	0,63	0,59	0,63	0,42	0,35	0,63	0,91	66,8
Profundidad (ft)	6642	2390	2870	2655	2241	2290	3500	4125	3600	6225
Tº media del tubing (ºF)	85	77	78	77	77	77	77	78	77	74
Grados (ºC)	29,44	25	25,56	25	25	25	25	25,56	25	23,33
Gas producido (MSCF/D)	10	10,7	8,1	22,64	35,78	0,3	4,3	12,5	32,8	75
Relación Gas/Liq. (SCF/Bbl)	2257,3	1623,6	2131,5	4932,4	3119,4	105,26	1295,1	3156,5	3697,8	19946,8
Densidad Petróleo (ºAPI)	29,2	29,8	33,9	38,7	36,4	27,5	29,4	35,4	42,1	28,5
Grav. Esp. Oil	0,8805	0,8772	0,8555	0,8314	0,8428	0,8899	0,8794	0,8478	0,8151	0,8844
Grav. Esp. Gas	0,772	0,772	0,772	0,772	0,772	0,772	0,772	0,772	0,772	0,772
Densidad del Gas (Aire=1,2 kg/m3)	0,9264	0,9264	0,9264	0,9264	0,9264	0,9264	0,9264	0,9264	0,9264	0,9264
Densidad del Agua (Agua pura = 1 gr/cm3)	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Relación Agua/Liq. (Bbl/Bbl)	0,142	0,290	0,166	0,172	0,221	0,112	0,334	0,801	0,045	0,085
Factor de compresibilidad del Gas (z)	0,997	0,997	0,997	0,997	0,997	0,997	0,997	0,997	0,997	0,72

Tabla 1.14 Datos Técnicos de los 10 pozos del Campo Pacoa seleccionados.

Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

3.1.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

Los historiales de producción son valiosos para establecer las tendencias de producción de los pozos considerados para este estudio.

De los pozos que se encuentran en funcionamiento dentro del campo, se han escogido 10 pozos, los cuales son los de mayor producción de petróleo. (Ver Apéndice IV).

A continuación se muestra la **figura 1.13**, donde se aprecia la producción promedio de fluido, petróleo y agua de los pozos que se encuentran produciendo en el campo Pacoa.

PRODUCCIÓN PROMEDIO DE LOS POZOS DEL CAMPO PACOIA

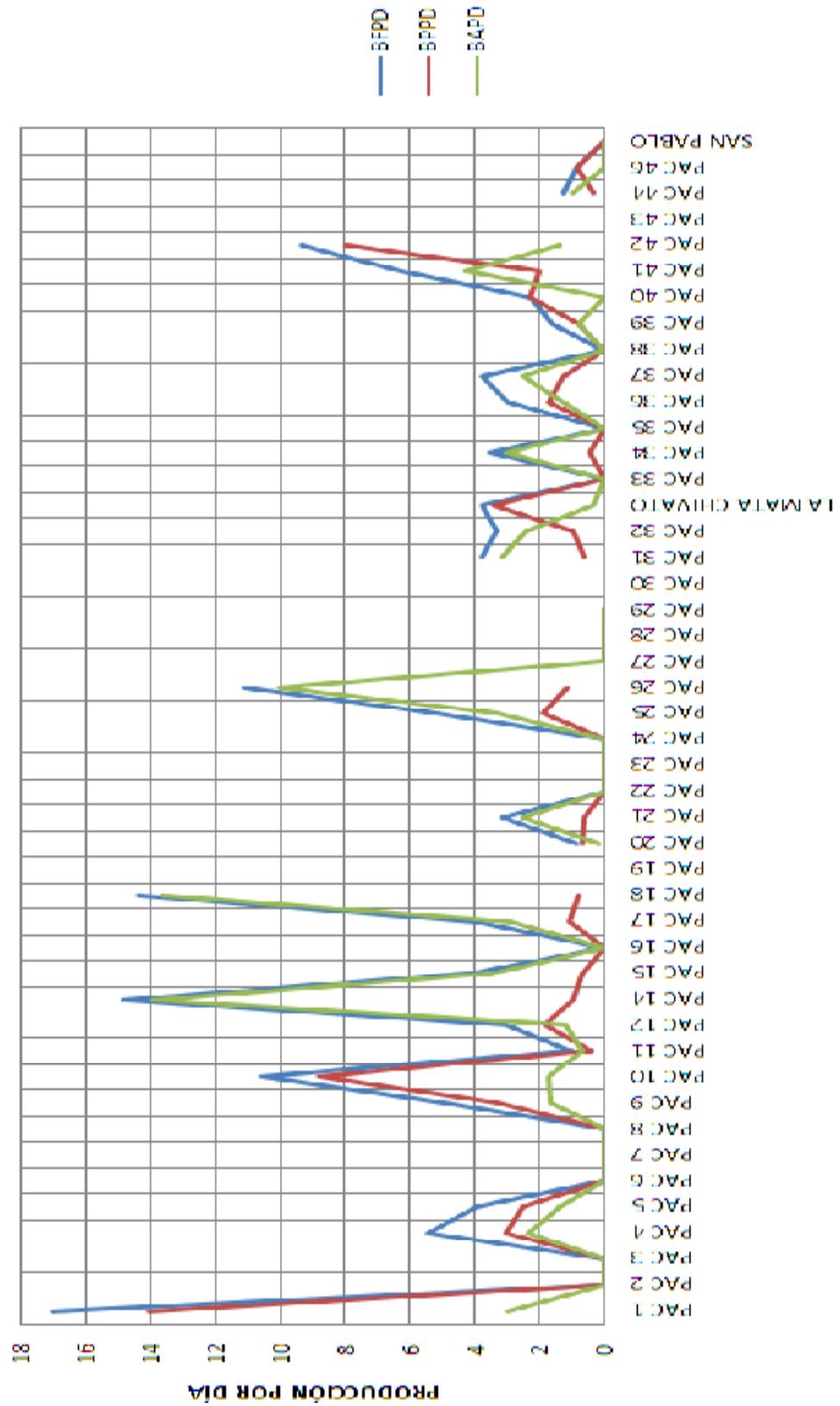


Figura 1.13 Producción Promedio de los pozos del Campo Pacoia.
Elaborado Por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

3.2 ESTIMACIÓN DE RESERVAS

3.2.1 RESERVAS REMANENTES

El estimado de las reservas remanentes dentro de un proyecto, debe estar relacionado con las inversiones que se realizan para extraer dichas reservas; de lo contrario los indicadores económicos podrían verse afectados en forma notable.

3.3 ANÁLISIS Y RESULTADOS DE LA SELECCIÓN DE POZOS

3.3.1 ANÁLISIS DE POZOS

Para el análisis, inicialmente se recopiló la información técnica de los 40 pozos del Campo Pacoa que se encuentran en funcionamiento.

Se recopiló los datos de operación necesarios de cada pozo y se evaluó su estado actual de funcionamiento mediante la utilización del software RodStar (Optimización del Bombeo Mecánico), donde se diagnosticó su eficiencia de trabajo tanto del equipo de superficie como del equipo de subsuelo.

Dentro de este análisis se muestran pozos que producen por bombeo mecánico y uno por flujo natural, los cuales disponen de una completación indispensable para ser considerado candidatos para la instalación del sistema Plunger Lift.

En el análisis de los pozos se consideraron sus fallas mecánicas en base a los informes presentados por los técnicos de la empresa.

A continuación se describen los resultados del análisis individual:

3.3.1.1 ANÁLISIS PACOA 01

Este pozo produce por sistema de bombeo mecánico, un promedio diario de 17,05 BFPD con un BSW 82% y mantiene una presión de 10 psi en la cabeza del pozo.

El sistema actual trabaja con el 9% de eficiencia del motor-bomba, el 28% de carga en la caja reductora, posee estrés en varillas del 18%, y presenta problemas por golpe de fluido y no mantiene un buen llenado en la bomba, por lo que son evidentes los problemas operacionales en el sistema de bombeo mecánico.

En base a las exigencias en el caudal de gas requerido para el sistema Plunger Lift, este pozo produce aproximadamente 10Mscf/d, que sería un volumen representativo para poder realizar la implementación del nuevo sistema y que se confirmará más adelante en la evaluación y resultados del sistema Plunger Lift.

Según los análisis realizados al pozo, no presenta problemas mecánicos. En el Apéndice V, se muestra la Completación del pozo.

3.3.1.2 ANÁLISIS PACOA 04

Pozo productor con el sistema de bombeo mecánico, con una producción promedio diaria de 5,43 BFPD, BSW 43% y mantiene una presión en cabeza de 3 psi.

El sistema trabaja con el 37% de eficiencia del motor-bomba, el 28% de carga en la caja, el estrés en varillas es del 12% y presenta buen llenado de la bomba.

El pozo presenta 10,7 Mscf/d, gas representativo para el sistema Plunger Lift, parámetro que se confirmará más adelante en la evaluación y resultados del sistema Plunger Lift. Los análisis realizados al pozo demuestran que no presenta problemas mecánicos, por lo que puede continuar produciendo.

En el Apéndice V, se muestra la Completación del pozo.

3.3.1.3 ANÁLISIS PACOA 05

Actualmente produce con el Sistema de Bombeo Mecánico, con un promedio diario de 3,94 BFPD, BSW 36% y mantiene una presión en cabeza de 9 psi.

El sistema trabaja con el 6% de eficiencia del motor-bomba, el 51% de carga en la caja, el estrés en varillas es del 23%, y 74% de carga en la unidad estructural, presenta problemas de golpe de fluido y un ineficiente llenado en la bomba de subsuelo. El pozo presenta 8,1 Mscf/d, producción de gas que se considerará en la evaluación del sistema Plunger Lift en el siguiente capítulo. En referencia a los análisis realizados al pozo no presenta problemas mecánicos por lo que continúa produciendo.

En el Apéndice V, se muestra la completación del pozo.

3.3.1.4 ANÁLISIS PACOA 09

Pozo productor con sistema de Bombeo Mecánico, con una producción promedio diaria de 4,98 BFPD, BSW 33% y mantiene una presión en cabeza de 8,5 psi.

El sistema trabaja con el 13% de eficiencia del motor-bomba, el 47% de carga en la caja reductora, el estrés en varillas es del 22%, y 61% de

carga en la unidad estructural, presenta problema en las válvulas debido a que no existe una eficiente retención del fluido.

El caudal producido del pozo es de 22,64 Mscf/d, el cual se considerará en la evaluación del sistema Plunger Lift. De acuerdo a los análisis realizados al pozo, no presenta problemas mecánicos, por lo que produce con normalidad.

En el Apéndice V, se muestra la completación del pozo.

3.3.1.5 ANÁLISIS PACOA 10

Pozo productor con el Sistema de Bombeo Mecánico con, una producción promedio diaria de 10,60 BFPD, BSW 16% y mantiene una presión en cabeza de 9 psi.

El sistema actual trabaja al 11% de eficiencia del motor-bomba, el 51% de carga en la caja, el estrés en varillas es del 15% y 49% de carga en la unidad estructural; existe un buen llenado en la bomba de subsuelo. El pozo presenta 35,78 Mscf/d, producción de gas que se evaluará más adelante en el análisis del sistema Plunger Lift.

En el Apéndice V, se muestra la Completación del pozo.

3.3.1.6 ANÁLISIS PACOA 12

Pozo productor con sistema de Bombeo Mecánico con, una producción promedio diaria de 3,019 BFPD, promedio de BSW 40%, presión de cabeza de 6 psi, el sistema de bombeo mecánico actual trabaja con 13% de eficiencia del motor-bomba, el 50% de carga en la estructura, 37% de carga la caja reductora, estrés en varillas del 19% y no presenta problemas en la bomba. Este pozo produce 0,3 Mscf/d volumen de gas,

volumen óptimo que se necesita para la implementación del sistema a plungerlift.

En el Apéndice V, se muestra la Completación del pozo.

3.3.1.7 ANÁLISIS PACOA 36

Pozo productor con sistema de Bombeo Mecánico, con una producción promedio diaria de 2,967 BFPD, promedio de BSW 42,3%, presión de cabeza de 5psi, el sistema de bombeo mecánico actual trabaja con 30% de eficiencia del motor-bomba, el 85% de carga en a la estructura, 89% de carga en la caja reductora, estrés en varillas del 35% y presenta problemas en a retención del líquido en las válvulas de la bomba. Este pozo produce 4,3 Mcsf/d volumen de gas apto para poder implementar el nuevo sistema. En el Apéndice V, se muestra la Completación del pozo.

3.3.1.8 ANÁLISIS PACOA 41

Pozo productor con sistema de Bombeo Mecánico, con una producción promedio diaria de 6,288 BFPD, promedio de BSW 68,5%, presión de cabeza de 9psi, el sistema de bombeo mecánico actual trabaja con 8% de eficiencia del motor-bomba, el 96% de carga a la estructura, 56% carga en la caja reductora, estrés en varillas del 23%, 27% y 38% en varillas de 7/8", 3/4" y 5/8" respectivamente. La bomba presenta problemas por golpe de fluido. Este pozo produce 12,5 Mcsf/d volumen de gas considerable para la instalación del nuevo sistema. En el Apéndice V, se muestra la Completación del pozo.

3.3.1.9 ANÁLISIS PACOA 42

Pozo productor con sistema de Bombeo Mecánico, con una producción promedio diaria de 9,333 BFPD, promedio de BSW 15%, presión de cabeza de 13 psi, el sistema de bombeo mecánico actual trabaja con 10%

de eficiencia del motor-bomba, el 50% de carga a la estructura, 40% de carga de la caja, estrés en varillas es del 17%. La bomba no presenta problemas. Este pozo produce 32,8 Mcsf/d volumen de gas considerable para la instalación del nuevo sistema.

En el Apéndice V, se muestra la Completación del pozo.

3.3.1.10 ANÁLISIS POZO MATACHIVATO

Pozo productor con sistema a flujo natural con una producción promedio diaria de 3,76 BFPD, con BSW de 9%, presión de cabeza de 950 psi. Este pozo produce 85 Mcsf/d volumen de gas suficiente para la instalación del nuevo sistema. Por considerarse la presión y caudal de gas q tiene el pozo, además de producir por flujo natural, éste sería el mejor candidato para la implementación del nuevo sistema. En el Apéndice V, se muestra la completación del pozo.

En este análisis además se ubican y se listan los pozos con sus respectivos datos técnicos, tomando la información de mayor interés que requiere el sistema a implementar, a continuación se detalla:

PARÁMETROS REQUERIDOS	PAC 01	PAC 04	PAC 05	PAC 09	PAC 10	PAC 12	PAC 36	PAC 41	PAC 42	MCH
PRODUCCIÓN DIARIA (BFPD)	17,05	5,43	3,949	4,98	10,60	3,02	2,97	6,29	9,33	3,76
GAS PRODUCIDO (MSCF/D)	10	10,7	8,1	22,64	35,78	0,3	4,3	12,5	32,8	75
PRESIÓN LÍNEA SUPERFICIE (PSI)	10	3	9	8,5	9	6	5	9	13	100

Tabla 1.15 Parámetros Requeridos para el Sistema Plunger Lift.

Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

En la **Tabla 1.15**, se muestran las producciones de petróleo de cada pozo, además se pone en consideración la producción de gas, la cual es indispensable para proveer el gas suficiente para realizar los ciclos necesarios al día y la presión en la línea de superficie.

PARÁMETROS REQUERIDOS	MINUTOS	PAC 01	PAC 04	PAC 05	PAC 9	PAC 10	PAC 12	PAC 36	PAC 41	PAC 42	MCH
RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (PSI)	0 minutos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
	5 minutos	2	0	0	2	4	2	1	0	4	420
	10 minutos	4	0	1	4	8	3	2	0	11	445
	15 minutos	5	1	3	6	12	4	3	0	20	473
	20 minutos	5,5	1	5	6	14	5	4	1	23,5	495
	25 minutos	5,8	1,2	10	8	16	6	4,2	1	28	505
	30 minutos	6	1,3	10	9	17	7	4,5	1	31	525
	45 minutos	6	1,4	12,5	10	19,5	9	5,3	2	37	555
	60 minutos	6	1,5	17,5	11	20,8	11	6	2	45	565
	90 minutos	6	1,5	33	11	22,5	14,6	8		61	581
	120 minutos	6	1,5			23	16	9		70	
	150 minutos	6	2				19				

Tabla 1.16 Parámetros requeridos para el Sistema Plunger Lift, datos de restauración de presión.

Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

En la **Tabla 1.16**, se visualiza la restauración de presión en el casing de cada pozo, las cuales fueron tomadas en el campo, con el fin de conocer en qué tiempo se puede recuperar y acumular la presión que se necesita para poder dar la fuerza necesaria para desplazar el pistón y el colchón de líquido hacia la superficie, considerando este parámetro el de mayor importancia.

3.4 RESULTADO DE LOS POZOS

Partiendo de la información descrita anteriormente de los 10 pozos en estudio, considerando los parámetros de mayor importancia y que requiere el sistema Plunger Lift, se determinó que de los 10 pozos escogidos inicialmente, 3 son los pozos que mejor se ajustan a las condiciones requeridas para el sistema a implementar, ya que presentan la mejor restauración de presión y caudales de gas.

La acumulación o restauración de presión en casing y el gas requerido que manifiestan los 3 pozos, son considerables para elevar el taco de fluido a superficie y que en el Capítulo IV se los analizará y evaluará con mayor detalle, estableciendo así el alcance del proyecto propuesto.

A continuación los pozos seleccionados para la implementación del sistema PLUNGER LIFT, con sus respectivos parámetros.

PARÁMETROS REQUERIDOS	PAC 05	PAC 42	MCH 01
PRODUCCIÓN DIARIA (BLS/D)	3,949	9,33	3,76
GAS PRODUCIDO (MSCF/D)	8,1	32,8	75
PRESIÓN LÍNEA SUPERFICIE (PSI)	9	13	100

Tabla 1.17 Parámetros Requeridos considerados para la implementación Sistema Plunger Lift.

Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

Como se puede observar en la **Tabla 1.17** y en la siguiente **Tabla 1.18**, se muestran los parámetros de los 3 pozos escogidos para la implementación de sistema Plunger Lift, ya que presentan caudales recomendables de gas, la producción de petróleo es considerable y son los pozos que manifiestan la mayor restauración de presión en casing en menor tiempo.

PARÁMETROS REQUERIDOS	MINUTOS	PAC 05	PAC 42	MCH 01
RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (PSI)	0 minutos	0	0	100
	5 minutos	0	4	420
	10 minutos	1	11	445
	15 minutos	3	20	473
	20 minutos	5	23,5	495
	25 minutos	10	28	505
	30 minutos	10	31	525
	45 minutos	12,5	37	555
	60 minutos	17,5	45	565
	90 minutos	33	61	581
	120 minutos		70	
	150 minutos			

Tabla 1.18 Parámetros Requeridos considerados para la implementación Sistema Plunger Lift.

Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

CAPÍTULO IV
DISEÑO DEL TIPO DE
LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL
“PLUNGER LIFT”

4.1 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL SISTEMA PLUNGER LIFT

En este capítulo analizamos y evaluamos el sistema de Plunger Lift. Se parte de los resultados del capítulo anterior y comenzaremos explicando el funcionamiento del sistema con el objeto de tener un mejor entendimiento del mismo.

El funcionamiento del Sistema Plunger Lift tiene 4 etapas perfectamente diferenciadas que se detallan a continuación:

1. El pistón recién arribado al zapato del tubing (tope inferior), en este momento, encima del zapato habrá una altura h_1 de líquido, que será función del desequilibrio de presiones entre el casing y el tubing y la pérdida por fallback (escurrimiento).
2. El pistón permanece en el zapato del tubing. La altura del colchón crece desde h_1 hasta h , por el aporte de líquido de la formación h_2 , durante el período que permanece sin producir el pozo (ni gas ni líquido) llamando a este periodo shut in (cierre). En este período el gas se va acumulando en el anular, desplazando el fluido ahí acumulado hacia el tubing, ya que éste en superficie está prácticamente libre y no acumula más presión que la de la línea de producción, p_1 .
3. Comienza el ascenso del colchón, cuando la presión del casing ha alcanzado su máximo valor $P_c \text{ max}$, habiéndose acumulado (h_1+h_2) pies de líquido en el tubing, se produce el ascenso del colchón y el pistón. En esta etapa se producirán las presiones extremas de operación en el casing, y siendo la máxima un momento antes que inicie el movimiento el pistón y la mínima justamente cuando emerja el mismo.

4. Pistón en superficie, luego que fue producido todo el líquido de la etapa anterior, el pistón permanece en superficie y el pozo queda produciendo gas, una vez descomprimido el gas en la línea de producción (superficie), se igualan las presiones del casing y tubing descendiendo nuevamente el pistón al fondo del pozo. En esta etapa se producen las presiones extremas en la cabeza del tubing, siendo máxima en el momento que emerge el colchón, p_1 y la mínima al final de la producción del gas p_2 , esta etapa se llama “periodo de blowdown”.

En la primera etapa tendremos las presiones de tubing y de casingmas bajas del ciclo, siendo p_1 la presión del tubing igual a la contrapresión de la línea. Foss y Gaul (estudiosos del sistema Plunger Lift) dan la siguiente fórmula, siendo:

$$P_{cmin} = \frac{P_c}{1 + \frac{A_t}{2A_a}}$$

Dónde:

A_t = área interna del tubing en pie².

A_a = área transversal del anular en pie².

P_c = presión media del casing suponiendo el sistema plungerlift un ciclo continuo.

$$P_c = \left(1 + \frac{A_t}{2A_a}\right) * PI * \left(1 + \frac{D}{K}\right)$$

Donde PI: Presión de casing en psi, necesaria para elevar el colchón.

$$PI = P_p + P_l + W (P_{lh} + P_{lf}) + 14,7$$

P_l : Presión mínima de tubing en psi.

P_p : Presión necesaria para elevar el pistón.

P_{ih} : Presión para elevar 1 barril de Fluido en el tubing.

P_{if} : Pérdida de carga por barril.

W : Volumen de la carga de líquido (colchón) en barriles.

K : Término de fricción del gas.

4.2 PRESIÓN DE CASING NECESARIA

Consideremos lo siguiente:

P_{cmin} = Es la presión mínima de casing para que el taco de fluido llegue a la superficie.

P_{cmax} = Es el valor de presión necesario para iniciar el movimiento del taco de líquido en el momento de la apertura del pozo.

En la forma más simplificada, el valor de la mínima presión de casing puede calcularse como:

$$P_{cmin} = [P_p + 14,7 + P_l + (P_{ih} + P_{if}) * XL] * \left[1 + \frac{d}{K} \right]$$

d = diámetro interno del tubing (pulg).

$$P_{ih} = S * (0,433) * L$$

S = Gravedad Específica del líquido a elevar.

L = Altura de un barril en el tubing (ft).

P_{ih} = Presión debida a la fricción del líquido en el tubing (psi/bbl).

$$P_{if} = \frac{S * (0,433) * f_1 * L * V^2}{\left(\frac{d}{12}\right) * (2,0) * (32,2)}$$

f_1 = Coeficiente de fricción según Darcy Weisbach

V= Velocidad (ft/seg).

d= diámetro interior del tubing (in)

k= Factor debido a la fricción del gas en el tubing.

$$\frac{1}{k} = \frac{f g * V^2 * G g}{\left(\frac{d}{12}\right) * (2,0) * (32,2) * (T + 460) * (Z) * (R)}$$

$f g$ = Coeficiente de fricción según Dracy Weisbach.

$G g$ = Gravedad Específica del gas.

T= Temperatura promedio del tubing (°F).

Z= Factor de compresibilidad del gas.

R= Constante universal del gas. $53.3 \left[\frac{(lbf)(ft)}{(°R)(lbm)} \right]$

Este valor de presión de casing mínimo, puede pensarse como producto de la evolución del gas contenido en el espacio anular, entre el casing y el tubing al inicio de la carrera ascendente del pistón para luego el gas ocupar el volumen anular más el volumen del tubing al final de la carrera ascendente.

Por lo tanto:

$$P_{cmax} = P_{cmin} \left[\frac{(A_a + A_t)}{A_a} \right] \text{ (psi)}$$

A_a = Área anular

A_t = Área sección interior de tubing.

4.3 VOLUMEN DE GAS PRODUCIDO EN CADA CICLO

El volumen de gas producido en cada ciclo puede calcularse de la siguiente forma simplificada:

$$V_g = V_t * \frac{P_{tubing}}{14,7} * \frac{500}{T} * \frac{1}{Z} * c$$

V_t = Volumen tubing = (At) (D) (πe^3)

T= Temperatura promedio tubing ($^{\circ}$ R)

Z= Factor de compresibilidad del gas

$$C = 1 + \left[\frac{(0,02 D)}{1000} \right]$$

Factor de corrección por el gas que pasa a través del sello neumático, entre el pistón y el tubing, se asume 2% cada 1000 ft según Foss&Gaul.

Para el cálculo del volumen de gas se utilizó P_{tubing} pero:

$$P_{tubing} = f (P_{cmin})$$

$$P_{cmin} = f (XL)$$

Por lo tanto:

$$V_g = f (XL)$$

$$GLR_{min} = \frac{V_g}{XL} \left(\frac{scf}{bbl} \right)$$

A partir de las fórmulas descritas, se evalúan los pozos escogidos, primero se introduce la información técnica del pozo a un pequeño software realizado en Excel, como resultado se obtiene la mínima y la máxima presión de casing que necesitaría el pozo para levantar una carga específica de fluido más la carga del pistón en cada ciclo hasta la superficie.

En base a los resultados que se representan en las tablas, se analiza los datos que mejor se ajustan a las condiciones de presión y de caudal de gas que presenta cada pozo.

4.4 CÁLCULOS Y RESULTADOS

Para este análisis, se utilizó un pequeño software plungerlift.xls hecho en excel tomando en consideración todas las fórmulas descritas anteriormente; se calcula la presión máxima que debe acumularse en el casing para comenzar el desplazamiento del pistón desde el fondo del pozo y la presión mínima que se debe tener en el casing para que el pistón pueda llegar a superficie y desplazar la carga de fluido.

A continuación se muestra la información requerida de cada pozo y los resultados de la simulación matemática realizada en la hoja de cálculo en excel.

PACOA –05

Input Data:	Select a unit system: <input type="text" value="US Units"/>
Line pressure:	9 Psia
Depthtoplunger:	2750 Ft
Tubing, ID:	1,995 in.
Tubing, OD:	2,375 in.
Casing, ID:	6,366 in.
Liquidgradient:	0,45 psi/ft
Plunger weight:	10 Lbs
Surfacetemperature:	78 °F
Bottomholetemperature:	170 °F
Plunger falling velocity in gas:	750 ft/min
Plunger falling velocity in liquid:	330 ft/min
Plunger risingvelocity:	1000 ft/min
Gas specificgravity:	0,771 air = 1
$(P_{lh}+P_{lf})$ value:	165 psi/bblslug
K value:	33.500 Ft

Solution

Tubing inner cross-sectional area (A_t) =	3,12 in. ²
Annulus cross-sectional area (A_a) =	27,38 in. ²
Plunger-weightpressure (P_p) =	3,20 Psi

Slippage factor (F_{gs}) = 1,055
 Tubing inner capacity (L) = 258,80 ft/bbl
 The average temperature (T_{avg}) = 584 °R

V_{slug} (bbl)	P_{Cmin} (psia)	P_{Cmax} (psia)	P_{Cavg} (psia)	Z	V_t (Mcf)	V_g (Mscf)	N_{Cmax} (cyc/day)	q_{Lmax} (bbl/day)	GLR_{min} (Mscf/bbl)
0,05	38	42	40	0,2676	0,0594	0,60	224	11,2	11,97
0,10	47	52	50	0,3097	0,0591	0,64	223	22,3	6,36
0,25	74	82	78	0,4086	0,0583	0,75	221	55,2	2,98
0,50	118	132	125	0,5164	0,0569	0,92	217	108,5	1,85
1,00	208	231	219	0,6335	0,0541	1,26	210	210,0	1,26
2,00	386	430	408	0,7216	0,0484	1,84	197	394,8	0,92
3,00	565	629	597	0,7418	0,0428	2,31	186	558,6	0,77
4,00	743	828	786	0,7673	0,0372	2,56	176	704,7	0,64
5,00	922	1.027	974	0,7661	0,0316	2,70	167	836,0	0,54

Tabla 1.19 Análisis Pacoa 05 – plungerlift.xls.

Fuente: Casing S.A.

PACOA – 42

Input Data:

Select a unit system:

Line pressure: 13 Psia
 Depth to plunger: 2939 Ft
 Tubing, ID: 1,995 in.
 Tubing, OD: 2,375 in.
 Casing, ID: 4 in.
 Liquid gradient: 0,45 psi/ft
 Plunger weight: 10 Lbs
 Surface temperature: 77 °F
 Bottom hole temperature: 195 °F
 Plunger falling velocity in gas: 750 ft/min
 Plunger falling velocity in liquid: 310 ft/min
 Plunger rising velocity: 1000 ft/min
 Gas specific gravity: 0,771 air = 1
 ($P_{lh}+P_{lf}$) value: 165 psi/bblslug
 K value: 33.500 Ft

Solution

Tubing inner cross-sectional area (A_t) = 3,12 in.²
 Annulus cross-sectional area (A_a) = 8,13 in.²

Plunger-weightpressure (P_p) = 3,20 Psi
 Slippage factor (F_{gs}) = 1,05878
 Tubinginnercapacity (L) = 258,80 ft/bbl
 Theaveragetemperature (T_{avg}) = 596 °R

V_{slug} (bbl)	P_{Cmin} (psia)	P_{Cmax} (psia)	P_{Cavg} (psia)	Z	V_t (Mcf)	V_g (Mscf)	N_{Cmax} (cyc/day)	q_{Lmax} (bbl/day)	GLR_{min} (Mscf/bbl)
0,05	43	59	51	0,3277	0,0635	0,65	209	10,5	12,98
0,10	52	71	61	0,3719	0,0632	0,69	208	20,8	6,89
0,25	78	109	94	0,4756	0,0624	0,81	206	51,6	3,24
0,50	123	171	147	0,5885	0,0610	1,00	203	101,4	2,01
1,00	213	295	254	0,7110	0,0582	1,37	196	196,0	1,37
2,00	393	543	468	0,8022	0,0525	2,02	184	367,5	1,01
3,00	572	792	682	0,8219	0,0469	2,57	173	518,8	0,86
4,00	752	1.040	896	0,8485	0,0413	2,88	163	653,3	0,72
5,00	931	1.289	1.110	0,8463	0,0357	3,09	155	773,7	0,62

Tabla 1.20 Análisis Pacoa 42 – plungerlift.xls.

Fuente: Casing S.A.

LA MATACHIVATO

Input Data: **Select a unit system:**

Line pressure: 97 Psia
 Depthtoplunger: 2400 Ft
 Tubing, ID: 1,995 in.
 Tubing, OD: 2,375 in.
 Casing, ID: 6,276 in.
 Liquidgradient: 0,45 psi/ft
 Plunger weight: 10 Lbs
 Surfacetemperature: 74 oF
 Bottomholetemperature: 160 oF
 Plunger falling velocity in gas: 750 ft/min
 Plunger falling velocity in liquid: 310 ft/min
 Plunger risingvelocity: 1000 ft/min
 Gas specificgravity: 0,771 air = 1
 (Plh+Plf) value: 165 psi/bblslug
 K value: 33.500 Ft

Solution

Tubing inner cross-sectional area (A_t) = 3,12 in.2

Annulus cross-sectional area (Aa) =	26,49 in.2
Plunger-weightpressure (Pp) =	3,20 Psi
Slippage factor (Fgs) =	1,048
Tubinginnercapacity (L) =	258,80 ft/bbl
Theaveragetemperature (Tavg) =	577 R

V _{slug} (bbl)	P _{Cmin} (psia)	P _{Cmax} (psia)	P _{Cavg} (psia)	Z	V _t (Mcf)	V _g (Mscf)	N _{Cmax} (cyc/day)	q _{Lmax} (bbl/day)	GLR _{min} (Mscf/bbl)
0,05	132	148	140	0,9472	0,0518	0,52	256	12,8	10,31
0,10	141	157	149	0,9473	0,0515	0,55	255	25,5	5,47
0,25	167	187	177	0,9458	0,0507	0,64	252	62,9	2,56
0,50	212	236	224	0,9413	0,0493	0,79	246	123,2	1,58
1,00	300	335	318	0,9334	0,0465	1,07	236	236,5	1,07
2,00	477	533	505	0,9086	0,0408	1,53	219	437,7	0,77
3,00	654	731	692	0,8758	0,0352	1,88	204	611,1	0,63
4,00	830	928	879	0,8745	0,0296	2,01	191	762,0	0,50
5,00	1.007	1.126	1.067	0,8539	0,0240	2,02	179	894,5	0,40

Tabla 1.21 Análisis Pozo Matachivato – plungerlift.xls.

Fuente: Casing S.A.

4.4.1 INSTALACIÓN DE POZOS CANDIDATOS

Partiendo de los resultados obtenidos, y a través del análisis de toda la información inicialmente disponible de los pozos, seleccionamos a aquellos que cumplen con los parámetros técnicos requeridos por el sistema a implementar, resultando selectos los pozos PACOA-05, PACOA-42 y LA MATACHIVATO, ya que son los que más se ajustan a las condiciones exigidas para implementar el sistema Plunger Lift; es así que en este numeral se dará a conocer los resultados conseguidos de la simulación numérica realizada del Software Casing S.A, la que nos ayudó a establecer los parámetros técnicos operativos para el óptimo funcionamiento del sistema.

A continuación todo el detalle de los resultados de la simulación numérica en el software CASING S.A.

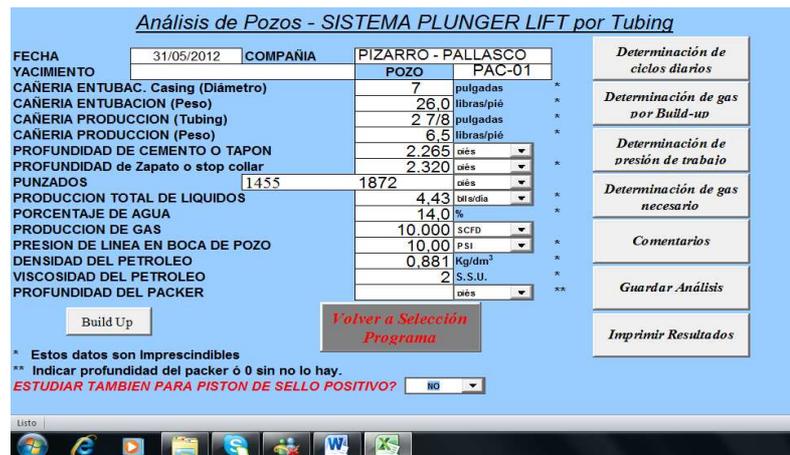


Figura 1.14 Análisis y evaluación de Pozos – Sistema Plunger Lift por tubing.
Fuente: Casing S.A.

En la **Figura 1.14**, se muestra el software en donde se introduce la información técnica requerida de cada pozo a evaluar como: diámetros, pesos de casing y tubing, profundidad del tapón, profundidad del zapato, profundidades de los punzados, producción de fluidos, % de Bsw, producción de gas, presión de línea en superficie, densidad y viscosidad del petróleo y la profundidad del packer.

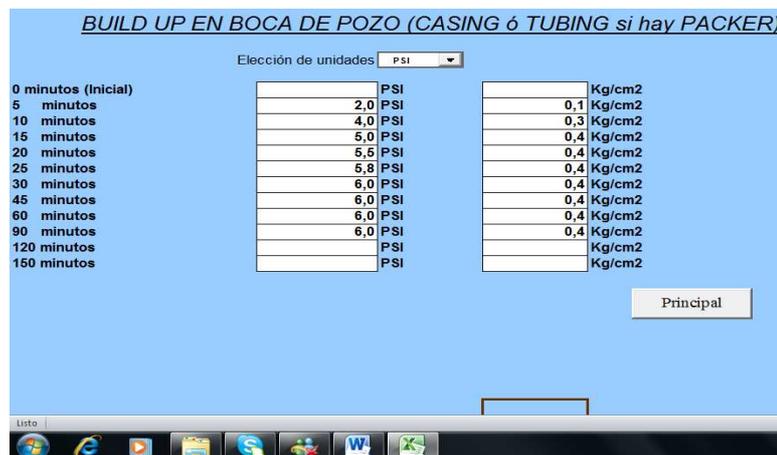


Figura 1.15 Análisis y evaluación de Pozos – Sistema Plunger Lift por tubing.
Fuente: Casing S.A.

En la **Figura 1.15**, se muestra el resultado de la restauración de presión en el casing, donde se introduce los datos obtenidos en la restauración

de presión de cada uno de los pozos, datos que fueron tomados del campo.

Describiendo el empleo del software CASING S.A, en primera instancia se introducen todas las características del pozo a ser analizado (producción, caudal de gas, diámetro interno y externo del casing y tubing, % Bsw, pesos del revestimiento y tubing, presión en boca del pozo, densidad y viscosidad del petróleo, profundidad de los punzados, del cemento y del asiento de fondo, etc.), considerando además la restauración de presión tomada en la cabeza del pozo.

Con estos datos inicialmente introducidos en el programa, se realiza la simulación y el análisis del pozo con el sistema plungerlift, la cual nos permitió determinar los parámetros de operación óptima para el buen funcionamiento del sistema. Entre los datos que proporciona el software están los siguientes:

- Determinación de los ciclos diarios.
- Determinación del caudal de gas por restauración de presión.
- Determinación de la presión promedio de trabajo.
- Determinación del volumen de gas necesario.
- Determinación de la velocidad de caída y ascenso del pistón.

Una vez corrido el software con la información necesaria de los pozos escogidos a Plunger Lift, se obtuvo como resultado los datos que se describen en la **tabla 1.22**, la que nos permitió evaluar a cada pozo y asignarle la cantidad de ciclos a realizar por día, determinar el tiempo que tardaría el pistón en subir y bajar, el volumen de gas a ocupar en función de la carga a desplazar y la presión de trabajo que se debe tener en el casing para realizar los ciclos requeridos al día, obteniendo la producción esperada en cada pozo.

RESULTADO DEL ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE POZOS SOFTWARE CASING S.A DE PLUNGER LIFT.							
CICLOS	TIEMPO CAÍDA	TIEMPO SUBIDA	TOTAL TIEMPO	CARGA LÍQUIDO/CICLO	PRESIÓN TRABAJO	VOLUMEN GAS/CICLO	VOLUMEN TOTAL DE GAS
-	MIN	MIN	MIN	BARRILES	PSI	SCF	MSCF
POZO PACOA-5							
40	8:08	3:52	12	0,09	40	207	16,6
30	8:08	3:52	12	0,13	46	241	14,5
24	8:08	3:52	12	0,16	53	276	13,2
15	8:08	3:52	12	0,25	72	378	11,3
10	8:08	3:52	12	0,38	98	514	10,3
5	8:08	3:52	12	0,76	176	924	9,2
POZO PACOA-42							
35	9:45	4:28	14:13	0,25	71	429	30
30	9:45	4:28	14:13	0,29	79	477	28,6
24	9:45	4:28	14:13	0,37	93	562	27
20	9:45	4:28	14:13	0,44	107	646	25,9
15	9:45	4:28	14:13	0,59	135	815	24,5
POZO – MATACHIVATO							
30	15:19	7:21	22:41	0,12	137	2047	122,8
24	15:19	7:21	22:41	0,16	141	2103	100,9
20	15:19	7:21	22:41	0,19	145	2158	86,3
15	15:19	7:21	22:41	0,25	152	2270	68,1
12	15:19	7:21	22:41	0,31	160	2381	57,2

Tabla 1.22 Análisis y evaluación de Pozos - Software Casing S.A de Plunger Lift.

Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

Partiendo de los resultados conseguidos del análisis y evaluación de los pozos desarrollado en este capítulo, se recomienda como rango de trabajo elevar a superficie 0,25 bbls/ciclo y 500 scf/ciclo de gas en cada pozo.

A continuación se muestran las tablas de cálculos de GLR (Relación gas-liquido) y de la carga a elevar por ciclo, donde se demuestra que los tres pozos escogidos pueden trabajar de forma autónoma, se obtiene la cantidad de barriles a desplazar en cada ciclo y cuantos miles de pies cúbicos se necesitarían para poder realizar los ciclos necesarios durante el día para obtener la producción diaria esperada en cada pozo. Las tablas fueron realizadas en una hoja de cálculo (Excel), donde se especifica los parámetros requeridos para un óptimo funcionamiento del sistema Plunger Lift.

POZO PACOA - 05			
CÁLCULOS DE GLR Y CARGA POR CICLO.			
DATOS TÉCNICOS			
CAUDAL DE FLUIDO:	3.949	BBL/D	
CAUDAL GAS:	8.1	MSCF	
PROFUNDIDAD ASIENTO:	2750	PIES	
G.L.R.:	2051	SCF/BBL	
CARGA:	0.25	BBL/CICLO	
GAS REQUERIDO:	500	SCF/CICLO	
CÁLCULOS:			OBSERVACIONES:
(QL/CARGA)=	16	CICLOS/D	
(GAS REQUERIDO*CICLOS/DIA)=	7.898	MSCF/D	Caudal necesario
	8.1	MSCF/D	Caudal que produce el pozo
NOTA:			
Este pozo puede trabajar de forma AUTÓNOMA, levantando 0,25 bbl en cada ciclo, haciendo 16 ciclos/día.			

Tabla 1.23 Cálculos de GLR (relación gas-liquido) y Carga por ciclo Pozo Pacoa-05.
Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

La **tabla 1.23**, muestra que el pozo Pacoa-05, puede trabajar de forma autónoma y necesita realizar 16 ciclos por día para levantar 0.25 bbl/ciclo y requiere de 7.8 miles de pies cúbicos para obtener la producción diaria esperada.

POZO PACOA - 42			
CÁLCULOS DE GLR Y CARGA POR CICLO.			
DATOS TÉCNICOS			
CAUDAL DE FLUIDO:	9.33	BBL/D	
CAUDAL GAS:	32.8	MSCF	
PROFUNDIDAD ASIENTO:	2939	PIES	
G.L.R.:	3516	SCF/BBL	
CARGA:	0.25	BBL/CICLO	
GAS REQUERIDO:	500	SCF/CICLO	
CÁLCULOS:			OBSERVACIONES:
(QL/CARGA)=	37	CICLOS/D	
(GAS REQUERIDO*CICLOS/DIA)=	18.66	MSCF/D	Caudal necesario
	32.8	MSCF/D	Caudal que produce el pozo
NOTA:			
Este pozo puede trabajar de forma AUTÓNOMA, levantando 0,25 bbl en cada ciclo, haciendo 37 ciclos/día.			

Tabla 1.24 Cálculos de GLR (relación gas-liquido) y Carga por ciclo Pozo Pacoa-42.
Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

La **tabla 1.24**, muestra que el pozo Pacoa-42, puede trabajar de forma autónoma, que necesita realizar 37 ciclos por día para levantar 0.25 bbl/ciclo y requiere de 18.66 miles de pies cúbicos para obtener la producción diaria esperada del pozo.

POZO MATACHIVATO			
CÁLCULOS DE GLR Y CARGA POR CICLO.			
DATOS TÉCNICOS			
CAUDAL DE FLUIDO:	3.76	BBL/D	
CAUDAL GAS:	75	MSCF	
PROFUNDIDAD ASIENTO:	2300	PIES	
G.L.R.:	19947	SCF/BBL	
CARGA:	0.25	BBL/CICLO	
GAS REQUERIDO:	500	SCF/CICLO	
CÁLCULOS:		OBSERVACIONES:	
(QL/CARGA)=	15	CICLOS/D	
(GAS REQUERIDO*CICLOS/DIA)=	7.52	MSCF/D	Caudal necesario
	75	MSCF/D	Caudal que produce el pozo
NOTA:			
Este pozo puede trabajar de forma AUTONÓMA, levantando 0,25 bbl en cada ciclo, haciendo 15 ciclos/día			

Tabla 1.25 Cálculos de GLR (relación gas-liquido) y Carga por ciclo Pozo Matachivato.

Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

En la **tabla 1.25**, muestra que el pozo Matachivato, puede trabajar de forma autónoma y necesita realizar 15 ciclos por día para levantar 0.25 bbl/ciclo y requiere de 7.52 miles de pies cúbicos para obtener la producción diaria esperada.

4.5 DISEÑO DEL SISTEMA PLUNGER LIFT

4.5.1 DISEÑO DEL EQUIPO DE SUBSUELO

4.5.1.1 Resorte de fondo

Es el elemento que amortigua la llegada del pistón al fondo del pozo, existen de varios tipos dependiendo de la utilización del anclaje.



Figura 1.16 Varios tipos de resortes de fondo.
Fuente: Casing S.A. - www.casing.com.ar

4.5.1.2 Tope o asiento de bomba

El asiento de bomba se baja junto con la completación y es donde descansará una válvula de pie o standing valve. La función de la válvula de pie es la de absorber la energía potencial y cinética que tiene el pistón al caer desde la superficie. Una vez bajada la completación se suelta desde la superficie la válvula de pie y con wire line se golpea con punta lisa para dejarlo bien asentado.

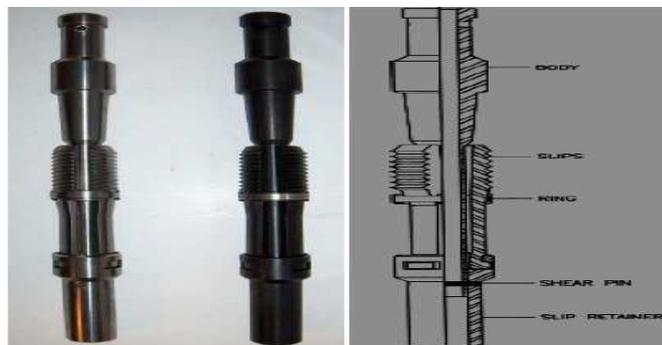


Figura 1.17 Asiento de Bomba.
Fuente: Casing S.A. - www.casing.com.ar

4.5.1.3 Pistón Viajero

Es el dispositivo que constituye la interface entre el gas impulsor y el líquido producido. A continuación se detallan brevemente diferentes tipos de pistón que se tomarán en consideración más adelante.

Mini-flex.- Es un pistón con cojinete expandible de acero inoxidable lo cual le permite acoplarse fácilmente a las variaciones de diámetro del tubing. Tiene como característica un sello eficiente, su versatilidad y precio hacen que sea uno de los más populares.



Figura 1.18 Mini flex.

Fuente: Casing S.A. - www.casing.com.ar

Duo-Flex.- Este pistón tiene una sección adicional, la cual provee un sello más eficiente, se lo recomienda para pozos depletados en los cuales el sello es un factor crítico. Tiene 16 cojinetes expandibles y puede o no tener un by-pass en el centro.



Figura 1.19 Duo Flex.

Fuente: Casing S.A. - www.casing.com.ar

Fiber – Seal.- Es un pistón con un sello tipo cepillo y es el más eficiente de todos. La sección donde está el cepillo espiral es una zona de velocidades bajas. Se recomienda para pozos con bajo GLR.



Figura 1.20 FiberSeal.

Fuente: Casing S.A. - www.casing.com.ar

Multi – Flex.- Este pistón está hecho de acero inoxidable, tiene un sello expandible y tiene dos posiciones según la dirección de su recorrido, si está subiendo el cojinete está expandido y el by-pass está cerrado logrando con esto disminuir casi a cero el escurrimiento, y la segunda posición es cuando está cayendo, entonces se contrae y deja pasar el fluido producido por su interior lo que le permite descender a una mayor velocidad.



Figura 1.21 Multiflex.

Fuente: Casing S.A. - www.casing.com.ar

4.5.2 DISEÑO DEL EQUIPO SUPERFICIAL

4.5.2.1 Lubricador

El lubricador se instala directamente en la parte superior del árbol o válvula maestra. La función principal es la de absorber la energía cinética del pistón que se va almacenando en su extremo superior en su recorrido

a superficie y amortiguar su llegada. Consiste básicamente de un resorte, placa de tope y una tapa móvil para la respectiva inspección del pistón. Normalmente, en el ensamblaje del lubricador lleva incorporado, un tipo de agarrador de bola con resorte, para facilitar la inspección antes mencionada.



Figura 1.22 Lubricador.

Fuente: Casing S.A. - www.casing.com.ar

4.5.2.2 Válvula motora

Es una válvula neumática que es accionada por un controlador electrónico para controlar la producción y la inyección en pozos asistidos.

En su funcionamiento, la válvula motora se abrirá cuando el pozo ha alcanzado la presión de apertura y se cerrará cuando el sensor ubicado en el lubricador detecte que el pistón ha llegado a superficie permitiéndole fluir un tiempo adicional y luego cerrarse por completo.



Figura 1.23 Válvula Motora.

Fuente: Casing S.A. - www.casing.com.ar

4.5.2.3 Drypot

Dispositivo encargado de eliminar el líquido que pueda viajar con el gas, antes de ingresar al controlador, pudiendo causar daños y afectar su funcionamiento.



Figura 1.24 Drypot.

Fuente: Casing S.A. - www.casing.com.ar

4.5.2.4 Controlador

Dispositivo electrónico que se adapta a las condiciones cambiantes del pozo, acciona la válvula motora y controla todas las variables de trabajo del pozo; lleva un panel solar la cual le da energía y la mantiene en funcionamiento, al no instalarle el panel solar desde el inicio, se corre el riesgo de que se descargue y quedar el pozo cerrado hasta que se le cambie la pila o se la vuelva a recargar.



Figura 1.25 Controladores de Presión y Tiempo.

Fuente: Casing S.A. - www.casing.com.ar

4.5.2.5 Magnalatch Solenoide

Reduce la presión de entrada en el casing, a un valor constante de presión de trabajo de 35psi.



Figura 1.26 Magnalatch Solenoide.

Fuente: Casing S.A. - www.casing.com.ar

4.5.2.6 Accesorios (panel solar, sensor)

El Panel Solar, se encargará de mantener recargada la pila ubicada en el controlador, con un voltaje de 6,47v para su correcto funcionamiento.



Figura 1.27 Panel Solar.

Fuente: Casing S.A. - www.casing.com.ar

El Sensor, va ubicado debajo del agarrador (cátcher), su función es dar la señal de arribo del pistón a superficie para que se cierre la válvula motora, lo que dependerá de las condiciones cambiantes del pozo.



Figura 1.28 Sensor.

Fuente: Accesorios - www.multipungerlift.com

4.6 OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA

Una de las labores más importantes es la de optimizar el pozo, ya que debemos alcanzar el valor de presión al cual vamos a producir el mayor caudal posible.

Para optimizar el sistema es necesario acudir todos los días al pozo y analizar los datos de producción, las carreras que está haciendo por día el pistón y cuál es su velocidad de ascenso.

La velocidad de ascenso la recomienda el fabricante y oscila entre 600 y 900 pies/min, así que es necesario que al finalizar la optimización tengamos al pozo dentro de este rango.

Hay diferentes formas de producir el pozo y eso depende de las condiciones de éste, ya que si el reservorio tiene poca energía es mejor calibrar el controlador para hacerle carreras continuas de tal forma que en cada carrera desplace poco fluido, de la misma manera tendremos una presión mínima sobre la cara de la arena dándole facilidad para que recupere rápidamente su nivel de fluido.

4.7 PROBLEMAS OPERATIVOS

4.7.1 DAÑO AL CONTROLADOR

El control es un dispositivo electrónico que debe cuidarse tanto de los golpes como de agentes externos.

Si al arrancar el pozo se produce una presión de apertura muy baja, es decir, que el pistón no llega a superficie y viaja sin el colchón de fluido, causará un fuerte golpe que afectará el controlador, en caso de repetirse esto continuamente se terminará dañando el controlador, y el pozo se ahogará dejando de producir.

4.7.2 DAÑO DEL PISTÓN

El pistón debe recorrer algunos kilómetros tanto de subida como de bajada y cada vez que lo hace, va golpeando en las uniones de los tubos, de tal forma que va disminuyendo su diámetro día a día. La consecuencia de este continuo golpe, es una menor eficiencia del sistema, ya que aumentaría el "fall back"(escurrimiento) y bajaría la producción del pozo. Es necesario chequear cada mes el estado de los pistones.

4.7.3 ROTURA DEL EMPAQUE LUBRICADOR

El continuo golpe que soporta el lubricador hace que éste se afloje causando una fuga tanto de gas como de fluido; al notarse esto se debe cerrar el pozo, sacar el lubricador, acomodar el empaque y luego apretar el lubricador. Si no se arregla el empaque, por más fuerza que se haga sobre el lubricador lo único que haremos será recordar el empaque teniendo entonces una fuga permanente.

4.7.4 DEPENDENCIA DE LA UNIDAD DE SWAB PARA ARRANCAR UN POZO

Si por algún motivo, un pozo deja de producir, es necesario llevar una unidad de Swab y no siempre esto es factible en el momento.

4.7.5 PROBLEMAS DE HERMETICIDAD EN INSTALACIONES DE SUPERFICIE

Debido a la edad de los pozos, muchos cabezales tienen fugas tanto en el casing guía como en las válvulas, dificultando la restauración de presión y con ello la disminución de los ciclos.

4.7.6 DISMINUCIÓN DE DIÁMETRO DEL TUBING

Al bajar la completación, debe bajarse calibrando su ID ya que una mínima disminución del diámetro de la tubería hará que el pistón quede atrapado y no pueda nunca cumplir un ciclo. Esto suele ocurrir manualmente sin poder medir el torque efectuado.

4.7.7 TAPONAMIENTO EN LÍNEA DE FLUJO

Debido a la formación de parafina se taponan las líneas de flujo causando un aumento en la presión de cabeza, esta presión tiene que ser vencida por la presión de apertura (casing), en caso de que ésta no sea lo suficientemente alta para levantar el colchón de fluido y vencer la presión de cabeza, tendremos como consecuencia un pozo quedado.

CAPÍTULO V
ANÁLISIS TÉCNICO -
ECONÓMICO

5.1 ANÁLISIS TÉCNICO

5.1.1 SISTEMA PLUNGER LIFT EN LOS POZOS DEL CAMPO PACOA

La disminución de presión de los yacimientos del Campo Pacoa, debido a una larga vida de explotación, causa acumulación o tapones de líquidos en el fondo de los pozos dificultando su producción.

El flujo de gas que naturalmente proporciona el yacimiento más los sistemas actuales de levantamiento de fluido no son suficientes para extraer todos estos líquidos por lo que se van acumulando en el fondo de los pozos provocando contrapresión al yacimiento y pérdida de producción.

Instalar un sistema de Plunger Lift en los pozos escogidos, es una alternativa técnica y económica para extraer el hidrocarburo ya que tiene la ventaja adicional de aumentar la producción, así como reducir significativamente las emisiones de metano relacionado con las operaciones de purgado (despresurizado).

El sistema Plunger Lift aprovecha la acumulación de presión en el pozo, para levantar a través del tubing una cantidad de líquido acumulado en el fondo, de esta forma se evita emisiones de gas al ambiente y puede reducir la necesidad de tener que realizar otras operaciones más costosas como en el bombeo mecánico.

En la **tabla 1.26**, se muestra la producción, consumo y volumen de gas quemado en el Campo Pacoa para los sistemas de bombeo mecánico por mes. Además se muestra los pozos escogidos para implementar el sistema de Plunger Lift y se hace una comparación general del volumen de gas al utilizar este nuevo sistema.

PRODUCCIÓN, CONSUMO Y VOLUMEN DE GAS QUEMADO DEL CAMPO PACOA			
GAS	Producción de Gas por Mes (MSCF)	Consumo de Gas por Mes(MSCF)	Quema Gas Por Mes(MSCF)
Total Promedio/MES	88488.9	782.19	87706.71
PRODUCCIÓN, CONSUMO Y VOLUMEN DE GAS QUEMADO DE LOS 3 POZOS SELECCIONADOS A PLUNGER LIFT.			
GAS	Producción de Gas por Mes(MSCF)	Consumo de Gas por Mes(MSCF)	Quema Gas Por Mes(MSCF)
Pozo Pacoa 05	5832	18	5814
Pozo Pacoa 42	11808	40.5	11767.5
Pozo Matachivato	2250	0	2250
Total Promedio/mes	19890	58.5	19831.5

Tabla 1.26 Comparación deProducciones, consumo y volumen de gas quemado por mes del Campo Pacoa y de los pozos seleccionados a Plunger Lift.

Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

Volumen requerido de Gas para cada sistema de Extracción y porcentajes.		
Producción de Gas CAMPO PACOA/mes	Volumen de Gas para Bombeo Mecánico/mes	Volumen de gas aprovechado para Plunger Lift/mes
(MSCF)	(MSCF)	(MSCF)
88488.9	68598.9	19890
100%	76%	24%

Tabla 1.27 Volumen de gas requerido para cada sistema de extracción y porcentajes.

Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

Los datos mostrados en la **tabla 1.27**, evidencia beneficios importantes con la reducción del 24% de emisiones de metano al instalar un sistema de Plunger Lift en los pozos seleccionados del campo Pacoa. Con esto se obtiene ahorros mensuales de gas de un promedio de 19890 Mscf. de gas al evitar el purgado.

Los beneficios del ahorro de emisiones son representativos para cada pozo, por lo que mediante la instalación del nuevo sistema se lo aprovechará para el autónomo funcionamiento del mismo.

5.1.1.1 Antecedentes derivados del Análisis técnico de los pozos

La carga líquida en el fondo del pozo con frecuencia es un problema serio en los pozos de producción depletados del campo Pacoa. Por lo general se utilizan los sistemas de bombeo mecánico, swabeo y técnicas de optimización, como el purgado del pozo, y la disminución de la acumulación del fluido, que sin embargo, son técnicas que causan pérdidas de gas. En el caso del purgado de un pozo, el proceso debe repetirse frecuentemente ya que los líquidos vuelven a acumularse.

Los sistemas de Plunger Lift son una alternativa económica, tanto a los sistemas de balancín como al purgado del pozo y pueden reducir significativamente las pérdidas de gas, eliminar o reducir la frecuencia de tratamientos futuros del pozo, como limpieza por incrustaciones de parafinas y mejorar su productividad. El sistema de Plunger Lift, se basa en el bombeo intermitente de gas, petróleo y agua, aprovecha la acumulación de la presión de gas en el espacio anular (casing/tubing) para empujar el émbolo viajero y la columna de líquido que está en su parte superior, hacia arriba a través del tubing hasta la superficie.

El émbolo sirve como pistón entre el líquido y el gas, lo cual minimiza el retroceso del líquido, y adicionalmente sirve como raspador de escamas y parafina en la tubería de producción.

Sistemas Plunger Lift con nueva tecnología, han hecho más eficiente la vigilancia y el control del sistema, por ejemplo, las tecnologías como el control de datos en línea y las comunicaciones satelitales permiten a los operadores controlar a tiempo real los sistemas de Plunger Lift a control remoto, sin visitas regulares al campo. Los operadores visitarían solamente los pozos que necesitan atención, lo cual aumenta la eficiencia de operación.

5.1.1.2 Beneficios para el Medio Ambiente

La instalación de un sistema de Plunger Lift sirve como alternativa técnica para el reemplazo a los sistemas de balancín y evita el impacto ambiental. La extensión y el origen de esos beneficios dependen del sistema de eliminación de líquidos que el Plunger Lift ofrece:

- ✓ **Comparación entre costos más bajos de capital y la instalación del equipo de bombeo mecánico.** El costo de instalar y mantener el sistema a Plunger Lift es generalmente menor que el costo de instalar y mantener el equipo de bombeo mecánico.

COSTOS DE EQUIPO Y BARRIL DE PETRÓLEO PRODUCIDO – CAMPO PACOA		
SISTEMA	Bombeo Mecánico	Plunger Lift
EQUIPO	\$20000 - \$60000	\$1500 - \$6500
COSTO BARRIL PRODUCIDO	\$22/BBL	\$18.73/BBL

Tabla 1.28 Costos de equipo y barril de petróleo producido – Campo Pacoa.

Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

- ✓ **Menos mantenimiento al pozo y menos tratamientos de optimización.** Los costos generales de mantenimiento del pozo se reducen debido a que los tratamientos periódicos para remediar problemas en el pozo, tales como: la limpieza o el purgado se reducen, o no se necesitan más con los sistemas de Plunger Lift.
- ✓ **La producción continua mejora las tasas de producción y aumenta la eficiencia.** Los sistemas de Plunger Lift pueden conservar la energía de levantamiento del pozo y aumentar la producción. La eliminación regular de líquidos permite que el pozo produzca continuamente y evite la carga de fluidos que detiene periódicamente la producción o “ahoga” el pozo. Con frecuencia, la eliminación continua de los líquidos provoca que las tasas de

producción diaria sean un porcentaje mayor que las tasas de producción antes de la instalación del sistema de Plunger Lift.

- ✓ **Reducción de acumulación de parafina y escamas.** En los pozos donde la acumulación de parafina o escamas es un problema, la acción mecánica del émbolo (pistón) subiendo y bajando en la tubería puede evitar la acumulación de partículas dentro de la tubería. Por lo tanto, la necesidad de tratamientos químicos o de limpieza puede reducirse o eliminarse.

- ✓ **Beneficios económicos.** Estudios anteriores muestran que al calcular los beneficios económicos del Plunger Lift existen ahorros adicionales del valor que se rescata del equipo excedente de producción y la disminución de costos relacionada a los gastos de electricidad y los servicios al pozo que por lo general requiere el sistema de bombeo mecánico. Además, los pozos que mueven agua continuamente fuera del pozo tienen el potencial de producir más líquido condensado y petróleo.

5.1.2 PROCESO TÉCNICO PARA UNA CORRECTA INSTALACIÓN DEL SISTEMA PLUNGER LIFT EN LOS POZOS ELEGIDOS

Para determinar la instalación de un sistema de Plunger Lift, se realizó mediante un proceso de 4 pasos como guía para evaluar la aplicabilidad del sistema.

5.1.2.1 Pasos para la evaluación técnica del Sistema Plunger Lift:

Paso 1: Determinación de la viabilidad técnica de una instalación de Plunger Lift (Parámetros de Operación). El sistema Plunger Lift es aplicable a los pozos escogidos del Campo Pacoa, porque experimenta

acumulación de líquido en el pozo, producen suficiente volumen de gas y la presión que se acumula en el casing es considerable para levantar los líquidos del fondo del pozo a la superficie.

Parámetros Indicadores	PAC 05	PAC 42	Matachivato
Producción diaria (Blas/d)	3,949	9,33	3,76
Gas producido (Mscf./d)	8,1	32,8	75
Presión línea superficie (psi)	9	13	200
Restauración de presión casing(psi en 90 min)	33	61	581
Profundidad pozo (ft)	2870	3600	6225
Profundidad del asiento (ft)	2750	2939	2300

Tabla 1.29 Parámetros indicadores de cada pozo elegido a Plunger Lift.

Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

En la **tabla 1.29**, se muestra seis características comunes de los pozos que presentan los mejores parámetros indicadores para la aplicación del sistema Plunger Lift.

Como ejemplo referencial, un pozo que tiene 3,000 pies de profundidad, tiene una presión de cierre de 150 psi y tiene un promedio de tres barriles de producción al día. Este pozo tiene suficiente excedente de presión de cierre y debería producir 3,600scf al día (400 scf/bbl/1000 pies de profundidad por 3000 pies de profundidad, para producir 3 barriles al día) para justificar el uso del sistema Plunger lift y son parámetros que manifiestan los pozos seleccionados.

Paso 2: Considerar el costo de un sistema de Plunger Lift. Los costos relacionados con el sistema a implementar incluyen el capital, los gastos de establecimiento y mano de obra para comprar e instalar el equipo, así como el costo continuo para operar y mantener el sistema. Esta información de los costos se incluye con mayor detalle en el **Análisis Económico**.

Paso 3: Aspectos relacionados al Sistema Plunger Lift. Entre muchos aspectos del Sistema Plunger Lift se mencionan a continuación los de mayor importancia:

✓ **Reduce emisiones de gas natural a la atmosfera.**

La cantidad de emisiones de gas natural reducidas después de la instalación del sistema de Plunger Lift variarán grandemente en cada pozo, de acuerdo a las características del yacimiento como la presión de la línea de producción, la presión de cierre del pozo, la tasa de acumulación de líquidos y las dimensiones del pozo (profundidad, diámetro del casing, diámetro del tubing). Sin embargo, la variable más importante es la práctica de operación normal de ventilar los pozos. Algunos operadores colocan pozos en cronómetros automáticos de ventilación, mientras que otros ventilan los pozos manualmente con el operador presente para vigilar el ventilado, dependiendo de cuánto tiempo tarda por lo general para que el pozo elimine los líquidos.

✓ **Evita emisiones cuando se reemplazan bombas de balancín.**

En el caso donde el Sistema de Plunger Lift reemplaza al bombeo mecánico, las emisiones se evitarán debido a la reducción de servicios a pozo en reparaciones mecánicas, limpiezas, trabajos para eliminar desechos como escamas minerales y los depósitos de parafina del vástago del émbolo.

✓ **Reduce costos y beneficios adicionales.**

Los costos que se evitan dependen del tipo de sistemas de eliminación, el evitar el tratamiento del pozo, la reducción del costo de electricidad y el costo de tener menos servicios al pozo. Los costos de los tratamientos evitados del pozo se aplican cuando el Sistema Plunger Lift reemplaza el bombeo mecánico u otras técnicas como el purgado, la limpieza, etc. Los

costos reducidos de electricidad, la reducción de servicios a pozo y el valor de lo que puede rescatarse solamente son aplicables si el Sistema Plunger Lift reemplaza al balancín.

✓ **Tratamientos que se evitan en el pozo.**

El costo de tratamientos del pozo incluye los tratamientos químicos, las limpiezas microbianas y la eliminación de varillas del agujero del pozo. La información de pozos poco profundos de 1,500 pies muestra el costo de remedio de pozos incluyendo la remoción de varillas y la rehabilitación de la tubería como más de \$11,000 por pozo. El costo de los tratamientos químicos (inhibidores, solventes, dispersantes, líquidos calientes, modificadores de cristales y agentes tensoactivos o surfactantes) se reportan en los materiales impresos a un mínimo de \$10,000 por pozo al año. Se ha demostrado que el costo del tratamiento microbiano para reducir la parafina se lo estima en \$5,000 por pozo al año.

✓ **Reducción de electricidad en comparación con el bombeo mecánico.**

Los costos operativos reducidos de electricidad son claramente notables con el rendimiento económico del sistema de Plunger Lift. Con este sistema no se asocian costos eléctricos, debido a que los controladores se recargan con la energía solar por la batería de respaldo.

✓ **Reducción del servicio a pozo en comparación con el bombeo mecánico.**

El costo de servicios a pozo relacionados con el bombeo mecánico se estima en \$1,000 al día. Aunque los servicios típicos al pozo pueden tardar un día.

Dependiendo del pozo, pueden requerirse de 1 a 15 servicios a pozo al año. Estos costos se evitarían utilizando el Sistema Plunger Lift.

- ✓ **Valor de producto rescatado cuando se reemplaza el bombeo mecánico.**

Si el émbolo viajero instalado reemplaza el bombeo mecánico, se logra un ingreso adicional y un mejor rendimiento económico del valor del producto rescatado del equipo de la antigua producción. En la mayoría de casos, las ventas del producto rescatado pueden pagar la instalación del Sistema de Plunger Lift a corto plazo.

Paso 4: Evaluación Económica del Sistema Plunger Lift. Para este paso se emplea como herramientas financieras el VAN (Valor Actual Neto) y TIR (Tasa Interna de Retorno) para determinar la factibilidad del proyecto y el análisis beneficio-costos para establecer su viabilidad y el tiempo de recuperación de la inversión. Este paso es descrito con mayor detalle en los numerales del ANÁLISIS ECONÓMICO y ANÁLISIS BENEFICIO-COSTO de esta investigación.

5.1.3 FACTIBILIDAD PARA IMPLEMENTAR EL SISTEMA PLUNGER LIFT

5.1.3.1 Elaboración de tablas de curvas de declinación

El caudal del pozo y las presiones de yacimiento y reservorio actual son condiciones del pozo que se deben analizar para calcular cuál es el máximo caudal de aporte del pozo a considerarse para el sistema Plunger lift a implementar.

5.1.3.2 Índice de productividad

Se define índice de productividad (J) a la relación existente entre la tasa de producción, q_o , y el diferencial entre la presión del yacimiento y la presión fluyente en el fondo del pozo, $(P_{ws} - P_{wf})$. En este caso, la P_{wf} es igual a P_{wfs} , por lo que J, queda de la siguiente forma:

$$J \frac{bpd}{lpc} = \frac{q_o}{(P_{ws} - P_{wfs})} = \frac{0,00708 * K_o * h}{U_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]}$$

5.1.3.3 IPR – Caída de presión (Inflow Performance Relationships)

La curva IPR es la representación gráfica de las presiones fluyentes, P_{wfs} , y las tasas de producción de líquido que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de dichas presiones. Es decir para cada P_{wfs} existe una tasa de producción de líquido q_l , que se puede obtener de la definición del índice de productividad:

$$q_l = J * (P_{ws} - P_{wfs})$$

La **IPR**, representa la capacidad de aporte del yacimiento hacia el pozo en un momento dado de su vida productiva y es normal que dicha capacidad disminuya a través del tiempo por reducción de la permeabilidad en las cercanías del pozo y por el aumento de la viscosidad del crudo en la medida en que se vaporizan sus fracciones livianas.

5.1.3.4 Ecuación y Curva de Vogel para yacimientos saturados

Como resultado de su trabajo Vogel publicó la siguiente ecuación para considerar flujo bifásico en el yacimiento:

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wfs}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wfs}}{P_{ws}} \right)^2$$

En la sección curva de la IPR, $q < q_b$ o $P_{wfs} > P_b$, se cumple:

$$q = q_b + (q_{max} - q_b) \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wfs}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wfs}}{P_b} \right)^2 \right]$$

$$qb = J * (Pws - Pb)$$

$$q_{max} - qb = \frac{J * Pb}{1,8}$$

La primera de las ecuaciones es la de Vogel, trasladada en el eje x una distancia qb, la segunda es la ecuación de la recta evaluada en el último punto de la misma, y la tercera se obtiene igualando el índice de productividad al valor absoluto del inverso de la derivada de la ecuación de Vogel, en el punto (qb, Pb).

Las tres ecuaciones anteriores constituyen el sistema de ecuaciones a resolver para obtener las incógnitas J, qb y qmax. Introduciendo las dos últimas ecuaciones en la primera y despejando J se obtiene:

$$J = \frac{q}{Pws - Pb + \frac{Pb}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{Pwfs}{Pb} \right) - 0,8 \left(\frac{Pwfs}{Pb} \right)^2 \right]}$$

El valor de J, se obtiene con una prueba de flujo donde la Pwfs esté por debajo de la presión de burbuja, una vez conocida **J**, se puede determinar qb y qmax quedando completamente definida la ecuación de q, la cual permitirá construir la curva **IPR** completa.

En base a las ecuaciones citadas anteriormente y al análisis de Vogel, se determina el caudal de producción máxima que puede aportar cada pozo.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos de la información técnica de cada pozo para mostrar mediante las gráficas IPR el máximo caudal de aporte de cada pozo a través del método de Vogel.

POZO PACOA 05

Datos técnicos del pozo PACOA - 05	
Qo =	2,52
Qw =	1,42
Qt =	3,94
P =	520,00
Pb =	371,67
Pwf =	104,00

Resultados:	Oil	Agua	Fluido	
J (IPR):	0,0076	0,0043	0,0119	BPPD/PSI
Qb:	1,1316	0,6376	1,7692	BPPD
Qv:	1,5752	0,8876	2,4629	BPPD
Qmax:	2,71	1,5	4,2	BPPD

Tabla 1.30 Datos Técnicos y Resultados obtenidos del Pozo Pacoa-05.
Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

En la **tabla 1.30**, se muestran los diferentes índices de productividad para cada fluido, así como los caudales máximos de petróleo, agua y gas a partir de la información técnica del pozo.

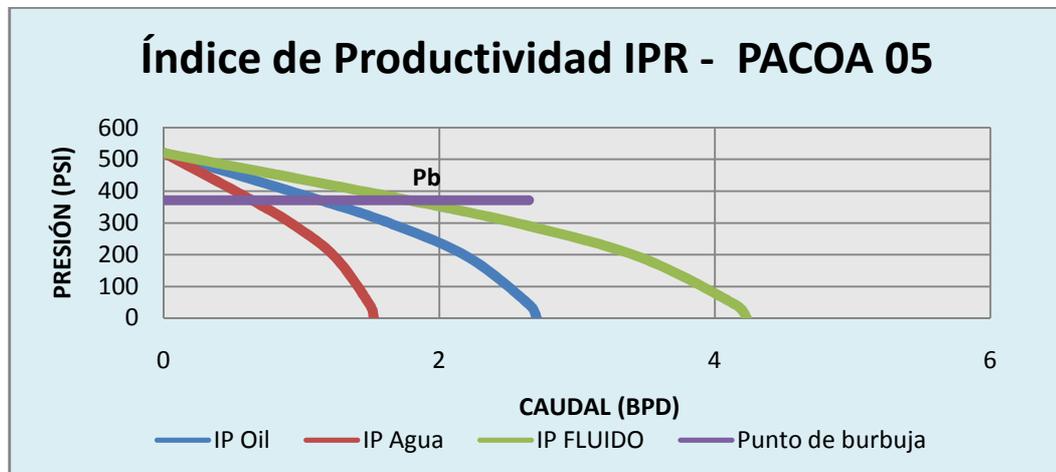


Figura 1.29 Índice de Productividad IPR – Pacoa - 05.
Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

En la **Figura 1.29**, describe que el pozo Pacoa 05 produce por debajo del punto de burbuja, con un Pwf de 104 PSI y presión de reservorio de 520 PSI. Este pozo posee un caudal máximo de 4,2 bbls de fluido y presenta una rápida declinación.

POZO PACOA 42

Datos técnicos del Pozo Pacoa - 42	
Qo	7,93
Qw	1,40
Qt	9,33
P =	490,00
Pb =	371,67
Pwf	210,00

Resultados:	Oil	Agua	Fluido	
J (IPR):	0,0319	0,0056	0,0375	BPPD/PSI
Qb:	3,7724	0,6660	4,4384	BPPD
Qv:	6,5827	1,1621	7,7448	BPPD
Qmax:	10,36	1,8	12,2	BPPD

Tabla 1.31 Datos Técnicos y Resultados obtenidos del Pozo Pacoa-42.

Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

Se presenta en la **tabla 1.31**, los índices de productividad y los caudales máximos de petróleo, agua y gas a partir de la información técnica del pozo Pacoa 42 calculado en excel tomando en consideración mediante el método de Vogel.

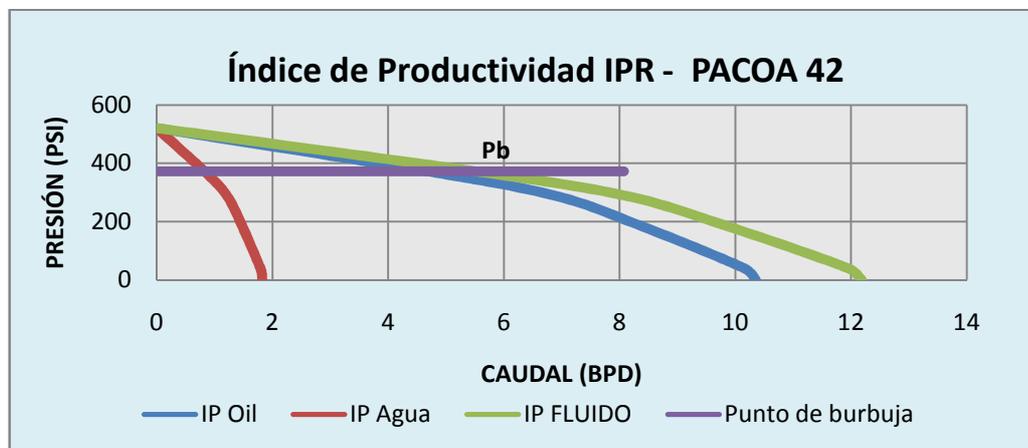


Figura 1.30 Índice de Productividad IPR Pozo Pacoa 42.

Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

Se presenta en la **Figura 1.30** que el pozo Pacoa – 42 se encuentra produciendo por debajo del punto de burbuja, con un Pwf de 210 PSI con presión en reservorio de 490 PSI. Este pozo aporta de caudal máximo de 12,2 bbls de fluido siendo 10,4 bbls de petróleo y 1,8 bbls de agua y presenta una rápida declinación debido al mecanismo de empuje por gas.

POZO MATA-CHIVATO

Datos técnicos del Pozo MATA-CHIVATO	
Qo	3,42
Qw	0,34
Qt	3,76
P =	950,00
Pb =	371,67
Pwf	100,00

Resultados:	Oil	Agua	Fluido	
J (IPR):	0,0045	0,0004	0,0049	BPPD/PSI
Qb:	2,5965	0,2581	2,8547	BPPD
Qv:	0,9270	0,0922	1,0192	BPPD
Qmax:	3,52	0,4	3,9	BPPD

Tabla 1.32 Datos Técnicos y Resultados obtenidos del Pozo Matachivato.
Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

La **tabla 1.32**, se observa los índices de productividad de cada fluido y los caudales máximos de petróleo, agua y gas obtenidos, a partir de la información técnica del pozo considerando el método de Vogel.

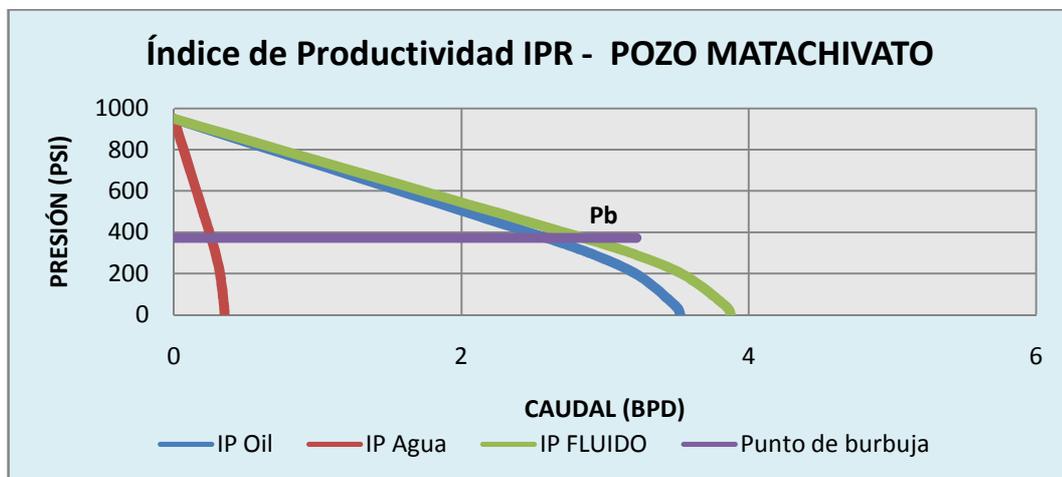


Figura 1.31 Índice de Productividad IPR – Pozo Matachivato.
Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

La **Figura 1.31** muestra que el pozo Mata-chivato, se encuentra produciendo por debajo del punto de burbuja, con un Pwf de 100 PSI con presión en reservorio de 950 PSI. Este pozo presenta un caudal máximo de 3,9 bbls de fluido de los cuales 3,52 bbls de petróleo y 0,4 bbls de

agua, presenta una rápida declinación de la producción debido al mecanismo de empuje por gas.

5.1.4 Ventajas y Desventajas del sistema Plunger Lift

Ventajas

- ✓ Específicamente diseñado y recomendado para el uso en pozos de baja tasa de producción, con problemas de carga de líquido (previene que líquidos se acumulen en el fondo del pozo).
- ✓ Ofrece una operación óptima combinado con un fácil mantenimiento, requiere de bajos costos de operación y de mantenimiento.
- ✓ La principal ventaja es que es un sistema económico y de fácil instalación.
- ✓ El accesorio principal de levantamiento de fluido (émbolo), es fácil de recuperar, sin estructura ni taladro.
- ✓ Ayuda a mantener el tubing libre de parafinas y escalas.
- ✓ Aplicable para pozos con alto GOR.
- ✓ Se puede utilizar en conjunto con gas lift intermitente.
- ✓ Se puede utilizar incluso sin suministro de energía externa, excepto para la apertura remota de las válvulas.

Desventajas

- ✓ Utilizado en pozos con bajas ratas de producción.
- ✓ Requiere supervisión de ingeniería para una adecuada instalación.
- ✓ Peligro para las instalaciones en superficie, asociado a las altas velocidades que puede alcanzar el pistón durante la carrera.
- ✓ Se requiere comunicación entre el casing y el tubing para una buena operación, a menos que se use con gas lift.

La habilidad para manejar sólidos es razonablemente buena. Se puede utilizar un pistón tipo cepillo para manejar los sólidos, pero éstos reducen la eficiencia.

5.1.5 Gráficas Comparativas de sistemas de extracción

A continuación se muestran las Gráficas Comparativas de cada pozo escogido a Plunger Lift, para demostrar el aumento de producción que se tiene para el nuevo sistema, estos resultados obtenidos son en base a las fórmulas del Índice de productividad del método de Vogel.

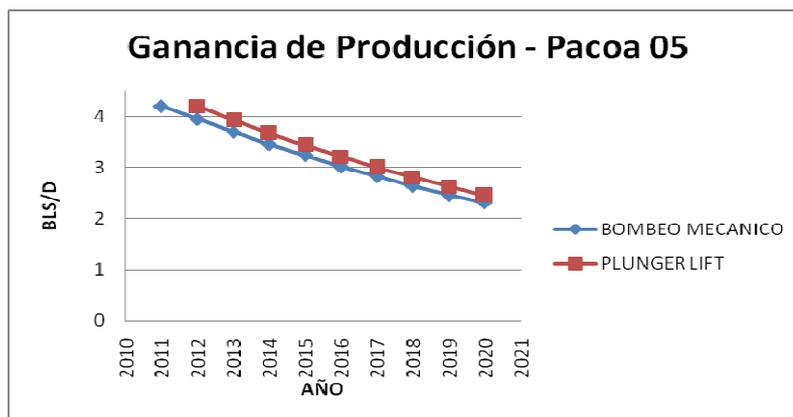


Figura 1.32 Ganancia de Producción – Pacoa 05.
Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

En la **figura 1.32**, se observa para el pozo Pacoa-05, existe un incremento de producción de 3.94 a 4.2 bbls de fluidos para el año 2012, producción que se considera para el sistema de Plunger Lift. Este incremento se obtuvo de los cálculos realizados del índice de productividad mediante el modelo de Vogel.

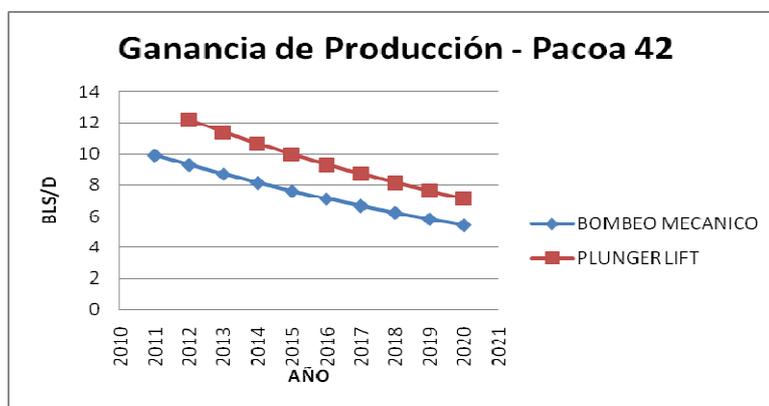


Figura 1.33 Ganancia de Producción – Pacoa 42.
Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

En la **figura 1.33**, se observa para el pozo Pacoa-42, existe un incremento de producción de 9,33 a 12,2 bbls de fluido, producción que se considera para el sistema de Plunger Lift. Este incremento se obtuvo de los cálculos realizados del índice de productividad mediante el modelo de Vogel.

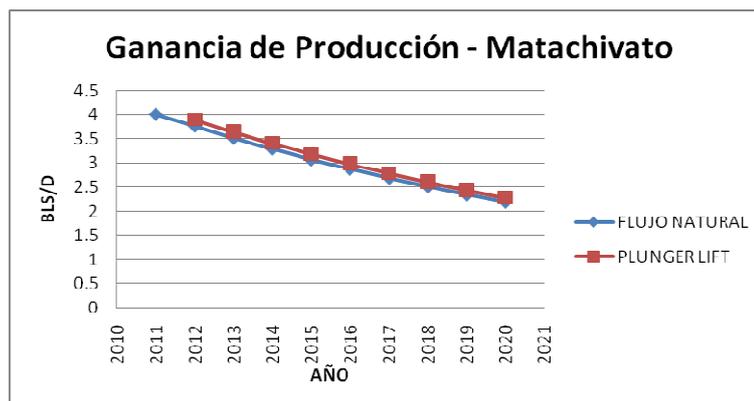


Figura 1.34 Ganancia de Producción – Pozo Matachivato.
Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

En la **figura 1.34**, se observa para el pozo Matachivato con sistema a Flujo Natural, un incremento de producción de 3,76 a 3,9 bbls de fluidos y es considerado para el sistema de Plunger Lift. Este incremento se obtuvo de los cálculos realizados del índice de productividad mediante el modelo de Vogel.

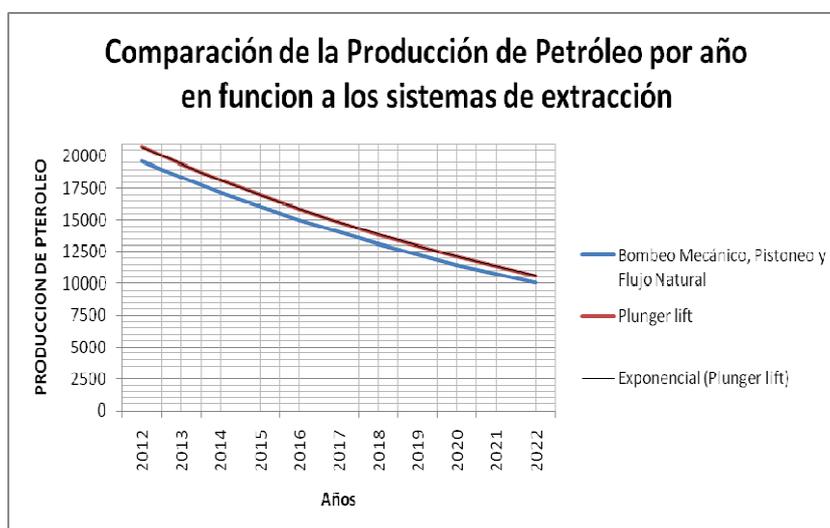


Figura 1.35 Comparación de la Producción de Petróleo por año en función a los sistemas de extracción.
Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

En la **Figura 1.35**, se muestra la producción anual en el campo Pacoa, la curva azul representa la producción de los sistemas actuales del Campo Pacoa (bombeo mecánico, pistoneo y flujo natural) y la curva roja

considera la producción anual futura que se tendrá al considerar el sistema Plunger Lift, lo que es evidente el incremento en la producción anual del 5,4% al implementar el Sistema Plunger Lift.

5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

5.2.1 COSTO DE UNA COMPLETACIÓN CON PLUNGER LIFT

Los costos relacionados con el sistema a implementar incluyen el capital, los gastos de establecimiento y mano de obra para comprar e instalar el equipo, así como el costo continuo para operar y mantener el sistema.

Estos costos incluyen:

Costos de capital, instalación y puesta en marcha. El costo de la instalación básica del Plunger Lift es aproximadamente de \$10000 a superficie, tal como el bombeo mecánico, cuesta entre \$20,000 y \$60,000.

El costo de la instalación del sistema de Plunger Lift, incluye la instalación de la tubería (opcional), las válvulas, el controlador y el suministro de energía en la cabeza del pozo y establecer el ensamble del resorte de fondo suponiendo que la tubería del pozo esté abierta y libre. La variable más grande en el costo de instalación es colocar una línea de cable para evaluar la tubería (verificar si existen obstrucciones internas) y probar un émbolo de arriba abajo (apertura) para garantizar que el émbolo se mueva libremente dentro de la tubería. Otros costos de la puesta en marcha pueden incluir la medición de la profundidad del pozo, la limpieza para eliminar los líquidos del agujero del pozo, la acidización para eliminar las escamas, minerales y limpiar las perforaciones, extraer los desechos del pozo y otras operaciones misceláneas de limpieza del pozo. Estos costos adicionales iniciales pueden fluctuar de \$500 a más de \$2000.

Para considerar la instalación del Plunger Lift, se debe saber que el sistema requiere una línea de tubería continua con un diámetro interno constante en buenas condiciones. El reemplazo de la línea de tubería, de ser necesario, puede añadir varios miles de dólares más al costo de instalación, dependiendo de la profundidad del pozo.

5.2.2 COSTOS DE REACONDICIONAMIENTO

- ✓ **Costos de operación.** El mantenimiento del Sistema a PlungerLift requiere la inspección de rutina del lubricante y el émbolo. Por lo general, estos accesorios necesitan reemplazarse cada 6 a 12 meses, a un costo aproximado de \$500 a \$1,000 al año. Los demás componentes del sistema se inspeccionan anualmente.

5.2.3 TASA INTERNA DE RETORNO

La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión, está definida como el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir". Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad.

Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto expresada por la TIR supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

La Tasa Interna de Retorno TIR es el tipo de descuento que hace igual a cero el VAN:

$$VAN = \sum_{t=1}^{n} \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} - I = 0$$

Como ya se ha comentado anteriormente, la **TIR** o tasa de rendimiento interno, es una herramienta de toma de decisiones de inversión utilizada para conocer la factibilidad de diferentes opciones de inversión.

El criterio general para saber si es conveniente realizar un proyecto es el siguiente:

- Si $TIR \geq r \rightarrow$ Se aceptará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida (el coste de oportunidad).
- Si $TIR < r \rightarrow$ Se rechazará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.

Siendo (r), representado como el coste de oportunidad en el mercado actual, siendo el 11%.

5.3 ANÁLISIS DE LA TIR (TASA INTERNA DE RETORNO), POR POZO

TIR POZO PACOA 05

La TIR del presente proyecto, según el programa utilizado, con una producción regular de barriles de petróleo (\$80/bbl), da como resultado una TIR del 38%, que está bajo los parámetros aceptables.

Como el valor del TIR es superior al coste de oportunidad se evidencia que el proyecto generaría ingresos superiores a los que generaría tener el dinero ganando intereses en el Banco.

La tasa interna de retorno del proyecto se ubica en 38%, es decir el porcentaje que rendiría el proyecto.

TIR POZO PACOA 42

La TIR del presente proyecto, según el programa utilizado, con una producción regular de barriles de petróleo (\$80/bbl), nos da como resultado una TIR del 158%, que está bajo los parámetros aceptables. Como el valor de la TIR es superior al coste de oportunidad, se evidencia que el proyecto generaría ingresos superiores a los que generaría tener el dinero ganando intereses en el Banco.

La tasa interna de retorno del proyecto se ubica en 158%, es decir el porcentaje que rendiría el proyecto.

TIR POZO MATACHIVATO

La TIR del presente proyecto, según el programa utilizado, con una producción regular de barriles de petróleo (\$80/bbl), nos da como resultado una TIR del 51%, que está bajo los parámetros aceptables. Como el valor de la TIR es superior al coste de oportunidad, se evidencia que el proyecto generaría ingresos superiores a los que generaría tener el dinero ganando intereses en el Banco.

La tasa interna de retorno del proyecto se ubica en 51%, es decir el porcentaje que rendiría el proyecto.

5.3.1 VALOR ACTUAL NETO

El Valor Actual Neto es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Actual Neto es:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

V_t Representa los flujos de caja en cada período t.

I_0 Es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n Es el número de períodos considerado.

INTERPRETACIÓN TEÓRICA DEL VALOR ACTUAL NETO		
VALOR	SIGNIFICADO	DECISIÓN A TOMAR
$VAN > 0$	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto puede aceptarse.
$VAN < 0$	La inversión produciría ganancias por debajo de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto debería rechazarse.
$VAN = 0$	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida (r), la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

Tabla 1.33 Interpretación teórica del Valor Actual Neto.

Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

El valor actual neto es muy importante para la valoración de inversiones en activos fijos, a pesar de sus limitaciones en considerar circunstancias imprevistas o excepcionales de mercado. Si su valor es mayor a cero, el proyecto es rentable, considerándose el valor mínimo de rendimiento para la inversión.

5.3.2 ANÁLISIS DEL VAN (VALOR ACTUAL NETO), POR POZO.

VAN POZO PACOA 05

El Valor Actual Neto Mensual (VAN), indica que es conveniente la realización de un proyecto siempre y cuando el VAN sea superior o igual a cero. En los cálculos realizados mediante el Flujo de Caja, se obtuvo un Valor Actual Neto mensual de \$24163.07, lo que significa que nuestro proyecto es factible al ser un valor positivo.

VAN POZO PACOA 42

El Valor Actual Neto Mensual (VAN), indica que es conveniente la realización de un proyecto siempre y cuando el VAN sea superior o igual a cero. En los cálculos realizados mediante el Flujo de Caja, se obtuvo un Valor Actual Neto mensual de \$132588.34, lo que significa que nuestro proyecto es factible al ser un valor positivo.

VAN POZO MATACHIVATO

El Valor Actual Neto Mensual (VAN), indica que es conveniente la realización de un proyecto siempre y cuando el VAN sea superior o igual a cero. En los cálculos realizados mediante el Flujo de Caja, se obtuvo un Valor Actual Neto mensual de \$35618.32, lo que significa que nuestro proyecto es factible al ser un valor positivo.

5.4 ANÁLISIS BENEFICIO – COSTO (B/C)

También llamado "índice de rendimiento". En un método de evaluación de proyectos, que se basa en el "Valor Presente", y que consiste en dividir el valor presente de los ingresos entre el valor presente de los egresos.

Para el cálculo de la relación beneficio/costo:

- Se toma como tasa de descuento la tasa social en vez de la tasa interna de oportunidad.
- Se trae a valor presente los ingresos netos de efectivo asociados con el proyecto.
- Se trae a valor presente los egresos netos de efectivo del proyecto.
- Se establece la relación entre el VAN de los ingresos y el VAN de los egresos.

La ecuación para su cálculo es la siguiente:

$$B/C = \frac{\sum VP(+)}{\sum VP(-)}$$

$\sum VP (+)$ = beneficio

$\sum VP (-)$ = costo

Realizando los cálculos respectivos se obtiene lo siguiente:

NÚMERO DE POZO	PRECIO DEL PETRÓLEO (USD/BBL)	BENEFICIO/COSTO
PACOA 5	70	5.72
	80	6.54
	90	7.36
PACOA 42	70	4.09
	80	4.67
	90	5.26
MATACHIVATO	70	5.07
	80	5.80
	90	6.52

Tabla 1.34 Relación Costo/Beneficio en tres escenarios.

Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

En base a los datos obtenidos y que se muestran en la **Tabla 1.34**, se presenta la relación beneficio - costo a tres escenarios distintos, con precios de 70, 80 y 90 dólares por barril de petróleo respectivamente.

A continuación se presenta el análisis por pozo:

Relación Beneficio/Costo POZO PACOA 5

En base a lo anteriormente expuesto, el proyecto de implementación del sistema plungerlift, es aceptable ya que la relación B/C es de 5.72; 6.54 y 7.36 en los tres escenarios (\$70, \$80 y \$90 respectivamente) y es un valor superior a 1, esto demuestra que nuestro proyecto genera utilidades, es decir por cada dólar que se invierte se recupera la inversión y se genera ganancias.

Relación Beneficio/Costo POZO PACOA 42

En base a lo anteriormente expuesto, el proyecto de implementación del sistema Plunger lift, es aceptable ya que la relación B/C es de 4.09; 4.67 y

5.26 en los tres escenarios (\$70, \$80 y \$90 respectivamente) y es un valor superior a 1, esto demuestra que nuestro proyecto genera utilidades, es decir por cada dólar que se invierte se recupera la inversión y se genera ganancias.

Relación Beneficio/Costo POZO MATACHIVATO

En base a lo anteriormente expuesto, el proyecto de implementación del sistema Plunger lift, es aceptable ya que la relación B/C es de 5.07; 5.80 y 6.52 en los tres escenarios (\$70, \$80 y \$90 respectivamente) y es un valor superior a 1, esto demuestra que nuestro proyecto genera utilidades, es decir por cada dólar que se invierte se recupera la inversión y se genera ganancias.

5.5 VIABILIDAD DEL PROYECTO

Según este estudio, la factibilidad para la implementación del sistema Plunger Lift, en el Campo Paco es aceptable desde el punto de vista Técnico y también económico ya que el análisis de los indicadores del VAN y TIR superan los rangos positivos de ganancia y rentabilidad.

- Para la evaluación económica del pozo PACOA 05 en un escenario de \$80/barril se obtuvo que el VAN es de \$24163.07, la TIR del 38%, con una relación beneficio-costos de 6.54 y un corto plazo para recuperar la inversión en 1.94 meses.
- Para la evaluación económica del pozo PACOA 42 en un escenario de \$80/barril se obtuvo que el VAN es de \$132588.34, la TIR del 158%, una relación beneficio-costos de 4.67 y un corto tiempo para recuperar la inversión en 0,48 meses.

- La evaluación económica del pozo MATACHIVATO en un escenario de \$80/barril se obtuvo que el VAN es de \$35618.32, la TIR del 51%, una relación beneficio-costo de 5.80 y un corto tiempo para recuperar la inversión en 1.47 meses.

Este análisis financiero sobrepasa las perspectivas planteadas para implementar el sistema Plunger Lift y su aplicación, reduciendo costos de producción y/o incrementando ingresos.

5.6 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

Período de Recuperación de la inversión (PRI): Mide en cuanto tiempo se recuperará el total de la inversión a valor presente, es decir, nos revela la fecha en la cual se cubre la inversión inicial en años, meses y días, para calcularlo se utiliza la siguiente Fórmula:

$$PRI = a + \frac{(b-c)}{d}$$

Donde:

a= Año inmediato anterior en que se recupera la inversión.

b= Inversión Inicial

c = Flujo de Efectivo Acumulado del año inmediato anterior en el que se recupera la inversión.

d = Flujo de efectivo del año en el que se recupera la inversión.

Recuperación de la inversión a un costo de 80 dólares por barril.

PACOA 05

PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN									
DATOS		FÓRMULA							
A	1 MES								
B	12500.00	1 +	<u>B-C</u>	1 +	<u>6044.00</u>	1 +	0.94126588		1.94
C	6456.00		D		6421.14				
D	6421.14								
LA INVERSIÓN SE LA RECUPERA EN :					1.94		MESES		

Figura 1.36 Recuperación de la inversión Pozo Pacoa- 05.

Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

Como se visualiza en la **figura 1.36**, para el pozo Pacoa-05 la recuperación de la inversión se la obtiene a un corto plazo de 1.94 meses con un escenario de \$80/bbl.

PACOA 42

PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN									
DATOS		FÓRMULA							
A	1 MES								
B	12500.00	1 +	<u>B-C</u>	1 +	<u>-13492.00</u>	1 +	-0.52190113		0.48
C	25992.00		D		25851.64				
D	25851.64								
LA INVERSIÓN SE LA RECUPERA EN :					0.48		MESES		

Figura 1.37 Recuperación de la inversión Pozo Pacoa - 42.

Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

Como se visualiza en la **figura 1.37**, para el pozo Pacoa-42 la recuperación de la inversión se obtiene en un plazo de 0.48 meses con un escenario de \$80/bbl.

POZO MATACHIVATO

PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN									
DATOS		FÓRMULA							
A	1 MES								
B	12500.00	1 +	$\frac{B-C}{D}$	1 +	$\frac{3980.00}{8473.99}$	1 +	0.46967238		1.47
C	8520.00		D		8473.99				
D	8473.99								
LA INVERSIÓN SE LA RECUPERA EN :					1.47			MESES	

Figura 1.38 Recuperación de la inversión Pozo Matachivato.

Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

Como se visualiza en la **figura 1.38**, para el pozo Matachivato la recuperación de la inversión se obtiene en un plazo de 1.47 meses con un escenario de \$80/bbl.

5.7 ANÁLISIS DEL PRI (PERÍODO DEL TIEMPO DE RECUPERACIÓN), POR POZO

Se utilizó la fórmula para calcular el tiempo de recuperación de la inversión y se obtuvo resultados positivos que permiten recuperar la inversión a corto tiempo; para el pozo Pacoa 05 la recuperación es a 1,94 meses, lo que hace que el proyecto genere utilidad una vez cumplidos ese período, de ahí en adelante se generan utilidades para beneficio de la empresa.

Los resultados indicaron que la inversión se recupera en 0,48 meses para el pozo Pacoa 42, donde se genera gran utilidad para la empresa a partir de ese tiempo.

La inversión se recupera en 1,47 meses en el pozo Matachivato, de igual manera generando gran utilidad y la recuperación de la inversión realizada en corto tiempo. Después de los 1.47 meses se empieza a generar utilidad para la empresa.

En la **tabla 1.35**, se muestra la relación beneficio – costos planteados para 3 escenarios a \$70, \$80 y \$90.

NÚMERO DE POZO	PRECIO DEL PETRÓLEO USD/BBL	TRI(MESES)
PACOA 5	70	2,2
	80	1,94
	90	1,72
PACOA 42	70	0,55
	80	0,48
	90	0,42
MATACHIVATO	70	1,68
	80	1,47
	90	1,31

Tabla 1.35 Período del tiempo de Recuperación de la Inversión en dos escenarios distintos.

Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

Se evidencia, que para el escenario donde el costo por barril es de \$70, existe un mayor tiempo de recuperación de la inversión en relación a los otros dos escenarios, siendo mejor entre mayor sea el precio del petróleo para recuperar la inversión en menor tiempo.

5.8 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Para el análisis de sensibilidad de este proyecto se tomaron en cuenta 3 supuestos, regular, bueno y óptimo, bajo los mismos criterios que para obtener la TIR del proyecto en un escenario normal, ya que el proyecto puede ser influenciado por factores internos o externos, sean estos ambientales, sociales, políticos o económicos.

Los indicadores financieros VAN y TIR se verán directamente influenciados por la cantidad de producción de barriles mensuales.

En la siguiente **tabla1.36**, como se detalla en la introducción, determina que se consideren 3 escenarios para cada pozo:

NÚMERO DE POZO	PRECIO DEL PETRÓLEO (USD/BBL)	VAN (USD)	TIR MENSUAL	BENEFICIO/COSTO	TRI (MESES)
PACOA 5	70	18315.03	32%	5,72	2,2
	80	24163.07	38%	6.54	1,94
	90	30011.11	45%	7.36	1,72
PACOA 42	70	109043.90	131%	4.09	0,55
	80	132588.34	158%	4.67	0,48
	90	156132.78	182%	5.26	0,42
MATACHIVATO	70	27900.64	42%	5.07	1,68
	80	35618.32	51%	5.80	1,47
	90	43335.99	59%	6.52	1,31

Tabla 1.36 Análisis de Sensibilidad en los tres escenarios.

Elaborado por: Michel Pizarro y Christian Pallasco.

CAPÍTULO VI
CONCLUSIONES Y
RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- ✓ Considerando indicadores como costos de producción, el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno y la relación Costo/Beneficio se comprobó la factibilidad del sistema Plunger Lift al aplicarse en pozos del campo Pacoa tanto técnica como económicamente.
- ✓ Se obtuvo que de diez pozos inicialmente escogidos para este estudio, tres son los que presentan las condiciones óptimas para implementar el sistema Plunger Lift.
- ✓ Se obtuvo mediante un estudio técnico económico que la inversión inicial para implementar el sistema Plunger Lift en los tres pozos seleccionados, es de \$37500, con un flujo de caja actualizado de \$631630.23 en un periodo de 2 años para los 3 pozos, considerando un escenario de \$80/barril de petróleo según datos del Banco Central del Ecuador, recuperando la inversión realizada en un período de 1 mes a partir del segundo mes de haber instalado el sistema, evidenciando la rápida recuperación de lo invertido, beneficiando así a la compañía operadora.
- ✓ Con el Sistema Plunger Lift, se reducen los trabajos de mantenimiento para los pozos que producen por bombeo mecánico, y las operaciones de despresurizado para el pozo que produce por flujo natural, aprovechando de mejor manera la energía del reservorio.
- ✓ El Campo Pacoa, a pesar de ser un campo maduro representa nuevas perspectivas en la explotación de hidrocarburos con el manejo adecuado y la aplicación de nuevas tecnologías de

explotación como el sistema Plunger Lift, alcanzando niveles de producción rentables para este tipo de campo.

6.2 RECOMENDACIONES

- ✓ Según el estudio tanto técnico como económico realizado se recomienda implementar el sistema Plunger Lift en los tres pozos escogidos.
- ✓ Con el fin de mejorar la confiabilidad en una futura selección de pozos para implementar un nuevo sistema de levantamiento artificial, se recomienda actualizar los datos de pozos, sobre todo en aquellos que poseen mayor producción.
- ✓ Invertir en la implementación del Sistema Plunger Lift en el Campo Pacoa, debido a que se recupera la inversión en un corto tiempo, y genera ganancias para la empresa con la reducción de costos de producción.
- ✓ Se recomienda el cambio de tubería de producción para evitar futuros problemas por comunicación entre el tubing y el casing, u obstrucciones en el recorrido del pistón viajero.
- ✓ Se recomienda poner en marcha los trabajos propuestos en este estudio, ya que en efecto, la implementación del sistema Plunger Lift es viable y económicamente rentable.

BIBLIOGRAFÍA

1. **EPETROECUADOR.** Historiales de producción. Ingeniería en petróleos campo Pacoa. 2011.
2. **BUCARAM, S. M. y PATTERSON, J. C.** Managing Artificial Lift. SPE. 26212. 1994.
3. **FERGUSON - BEUREGAR.** Introduction to Plunger Lift: Application, advantages and limitations.
4. **BROWN, Kermit.** The Technology of Artificial Lift Method. Volumen 1. Pennwell Publishing Company. 1977.
5. **BROWN, Kermit.** The Technology of Artificial Lift Method. Volumen 2a. Introduction of Artificial Lift System beam Pumping - Pennwell Publishing Company. 1980.
6. **CASING S.A.** Programa y folletos para determinar el diseño de los Pozos de Plunger Lift.
7. **LUCIO CARRILLO BARANDIARAN.** Ingeniería de Reservorios. Parte 1-2-3 4-5: EDICION 2006.
8. **UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.** Ingeniería de Producción.
9. **B. C. CRAFT AND M. F. HAWKINS.** Applied Petroleum Reservoir Engineering. Second Edition.

10. NARSSIG SAPAG CHAÍN – Proyectos de inversión – Formulación y evaluación. Primera Edición. 2007.

APÉNDICE I

PARÁMETROS PETROFÍSICOS POR RESERVORIO DE LOS POZOS DEL CAMPO PACOA

PARÁMETROS PETROFÍSICOS - CAMPO PACOA						
POZO	UNIDAD	Tope (Pies MD)	Base (Pies MD)	PAY (Pies MD)	PHIE (%)	SW
						(%)
PAC – 001	D	1454	1548	53	18	32
	C	1826	1855	29	18	25
	B	2219	2272	35	21	30
PAC – 002	D	1770	1755	33	25	38
	C	2097	2117	20	18	51.90
	B	2450	2472	22	22	43.40
PAC – 004	D	1770	1755	33	21.4	58.50
	C	1543	1578	35	19.7	56.10
	B	2202	2224	22	19.6	54.80
PAC – 005	D	1220	1357	23	37	29
	C	1484	1500	16	45	31
	B	1738	1758	20	48.5	18
	E	2092	2780	50	45	24
PAC – 006	D	1930	2002	23	19.7	72.10
PAC – 010	D	1052	1074	16	34	20
	C	1388	1414	26	15	25
	B	1618	1713	28	37	10
	E	2056	2077	21	45	26
PAC – 011	D	870	1116	53	30	30
	C	1490	1500	10	30	20
	B	1686	1806	34	40	40
PAC – 012	D	1027	1079	27	45	22
	C	1362	1398	36	29.8	29
	B	1536	1550	14	48.5	23
	E	1910	1946	29	41	39

PARÁMETROS PETROFÍSICOS - CAMPO PACOA						
POZO	UNIDAD	Tope (Pies MD)	Base (Pies MD)	PAY (Pies MD)	PHIE (%)	SW
						(%)
PAC – 021	D	2348	2416	42	16.82	67.96
	C	2690	2716	26	19.26	59.80
PAC – 022	D	1336	1600	40	24.52	66.96
	C	1710	1740	20	19.03	65.63
	B	1932	2042	22	25	63.40
PAC – 023	C	1750	1870	86	18.40	59.20
	B	2160	2198	38	25	67.30
PAC – 024	D	1394	1412	18	15	66.80
	C	1894	1960	51	15	62.30
	B	2190	2273	38	20	66.90
PAC – 025	D	1746	1882	70	24	31
	C	2124	2152	28	28	24
	B	2372	2383	11	39	22
PAC – 026	D	1504	1581	48	32	12
	C	1834	1910	66	27	26
	E	2240	2332	25	36	22
PAC – 028	D	2113	2188	40	28	40
	C	2661	2702	20	25	20
PAC – 040	C	1177	1618	47	28	24
	B	1834	1955	38	26	23
	E	2484	2528	30	35	43
PAC – 042	D	1118	1234	26	25	26
	C	1530	1564	20	21	67
	B	1954	1994	18	21	25
	E	2440	3066	62	28	46

APÉNDICE II

**POZOS POR BOMBEO
MECÁNICO**

POZOS POR PISTONEO O SWAB

POZOS A FLUJO NATURAL

POZO REINYECTOR

POZOS CON SISTEMA DE EXTRACCIÓN POR BOMBEO MECÁNICO					
POZO	ARENA PRODUCTORA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW
PAC 1	D, C, B	4,43	3,8	0,63	14,2
PAC 2	D, C, B	8,15	0,87	7,28	89,3
PAC 4	D, C	6,59	4,68	1,91	29
PAC 5	D, C, B, E	3,95	2,55	1,33	16
PAC 9	D, E	4,59	3,8	0,79	17,2
PAC 10	B, C, E	11,47	8,94	2,53	22,1
PAC 11	D, C, B	1,05	0,38	0,67	63,8
PAC 12	D, C, B, E	2,85	2,53	0,32	11,2
PAC 14	D, C	14,88	0,95	13,93	93,6
PAC 15	D	4,19	0,71	3,48	83,1
PAC 17	D	4,04	1,11	2,93	72,5
PAC 18	D, C	14,41	0,79	13,62	94,5
PAC 20	D	0,87	0,71	0,16	18,4
PAC 21	D, C	3,16	0,63	2,53	80,1
PAC 25	D, C	5,22	1,9	3,32	63,6
PAC 26	D, C	11,16	1,14	10,02	89,8
PAC 31	D, C, B	3,8	0,63	3,17	83,4
PAC 32	D, C, B	3,33	0,95	2,38	71,5
PAC 34	D, C, B	3,54	0,48	3,06	86,4
PAC 36	D, C	3,32	2,21	1,11	33,4
PAC 37	C, D	3,8	1,27	2,53	66,6
PAC 39	D, B, C, E	1,58	0,79	0,79	50
PAC 40	E, C, B	2,3	2,3	0	0
PAC 41	D, E, B	3,96	0,79	3,17	80,1
PAC 42	D, C, B, E	9,33	7,95	1,38	4,5
PAC 46	B, C	0,87	0,87	0	0
TOTAL PRODUCCIÓN BM.		136,84	54,87	81,36	

POZO REINYECTOR	
POZO	PACOA 27

POZOS CON SISTEMA DE EXTRACCIÓN POR PISTONEO						
POZO	ARENA PRODUCTORA	BFPD	BPPD	BAPD	MÉTODO DE EXTRACCIÓN	BSW %
PAC 3	C, B, E	0	0	0	P	0
PAC 6	D, C	0	0	0	P	0
PAC 7	D, C, B	0	0	0	P	0
PAC 8	B, D	0	0	0	P	0
PAC 16	D	0	0	0	P	0
PAC 24	D, C, B	0	0	0	P	0
PAC 28	D	0	0	0	P	0
PAC 29	D	0	0	0	P	0
PAC 33	C	0	0	0	P	0
PAC 35	D, C, B	0	0	0	P	0
PAC 38	D, C, B	0	0	0	P	0
PAC 44	B, E	1,27	0,32	0,95	P	97,4
SAN PABLO	1	0	0	0	P	50
TOTAL DE PRODUCCIÓN CON SWAB		1,27	0,32	0,95		

POZOS ACTUALMENTE CERRADOS		
POZO	ZONA PRODUCTORA	ESTADO ACTUAL
PAC 22	B, D, C	C
PAC 23	C, B	C
PAC 30	D, C	C
PAC 43	D, C, B, E	C

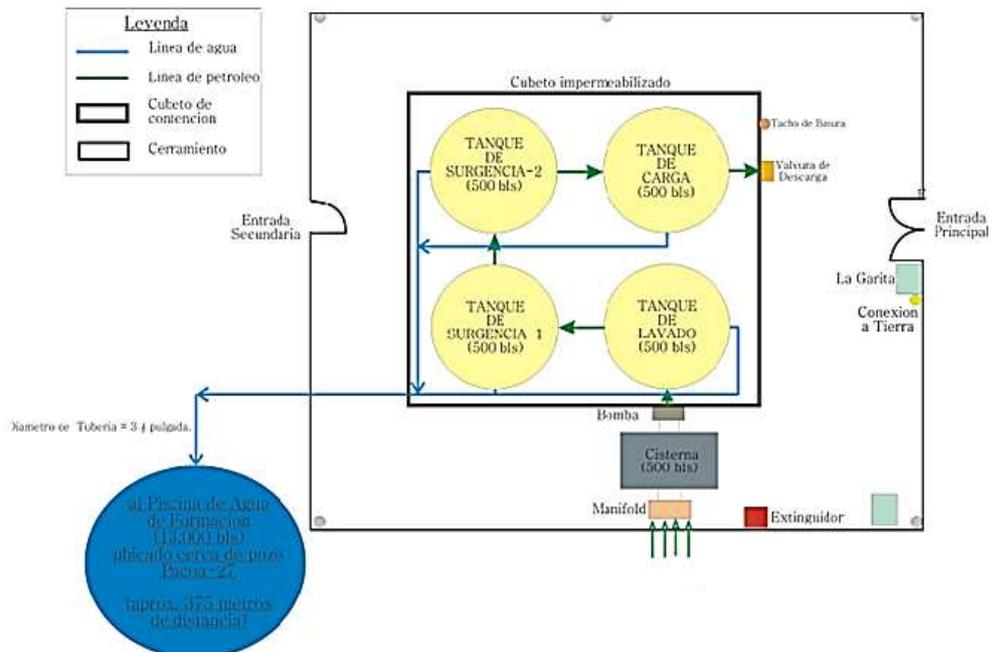
POZO A FLUJO NATURAL						
POZO	ZONA PRODUCTORA	BFPD	BPPD	BAPD	MÉTODO DE EXTRACCIÓN	BSW%
MATA CHIVATO	1	3,76	3,44	0,32	FN	14,3

APÉNDICE III

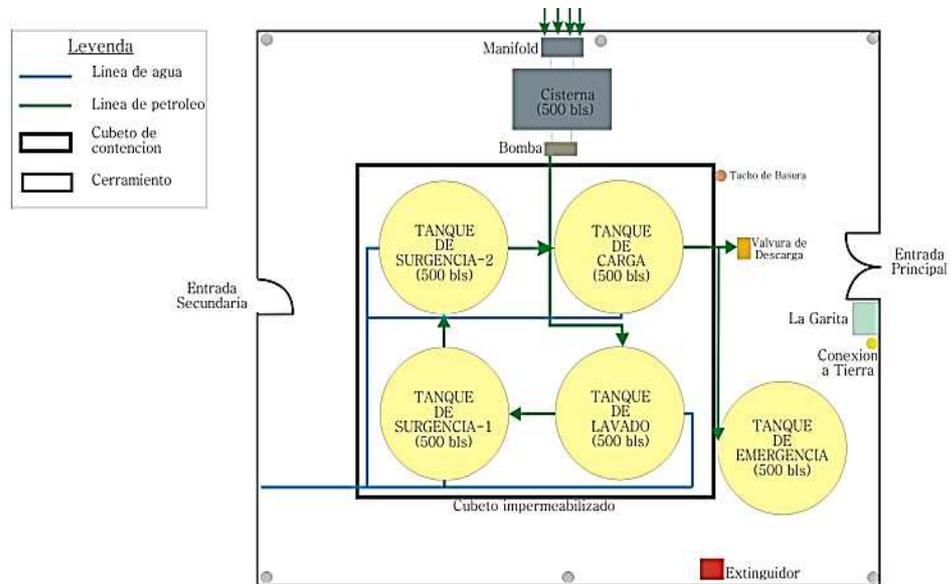
ESQUEMAS DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO PACOA

- **NORTE**
- **CENTRO**
- **SUR**

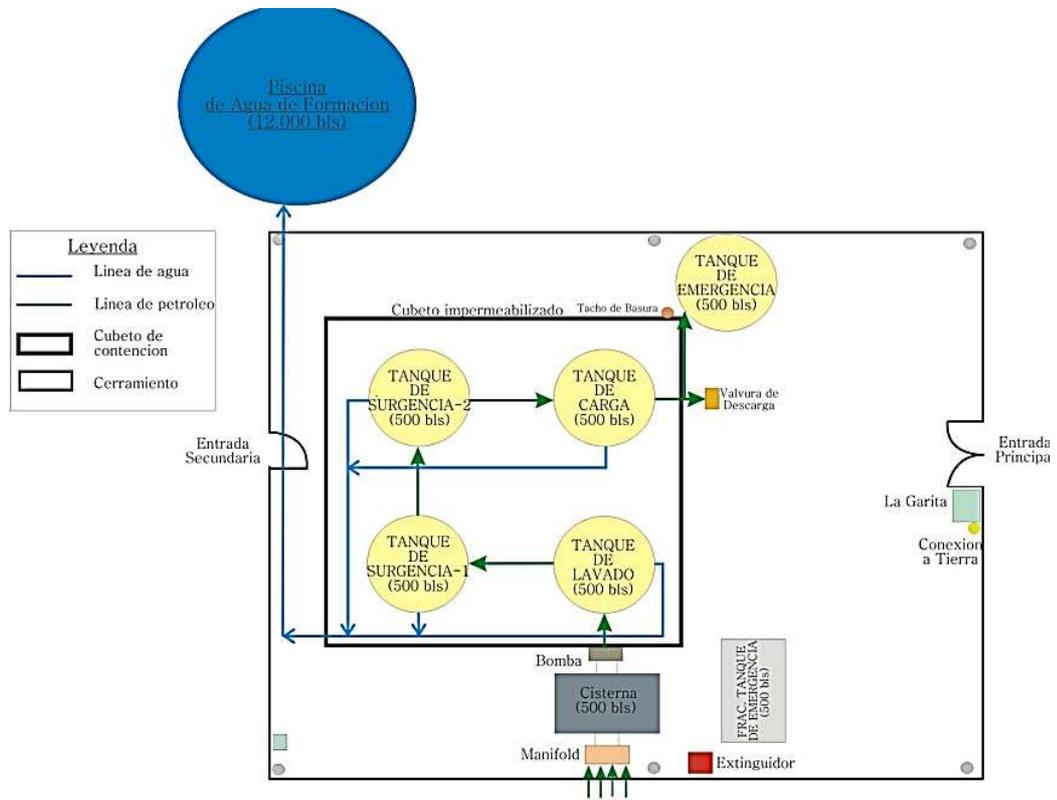
ESTACIÓN NORTE – CAMPO PACOA



ESTACIÓN CENTRAL - CAMPO PACOA



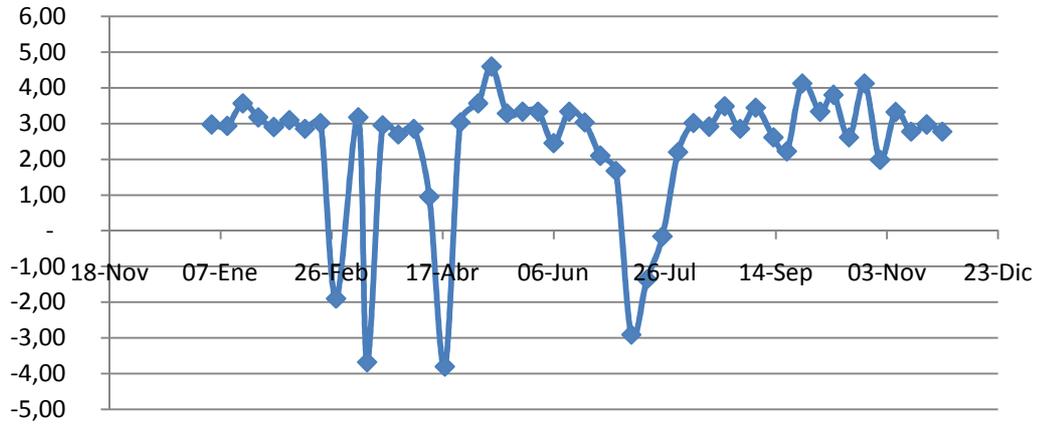
ESTACIÓN SUR - CAMPO PACOA



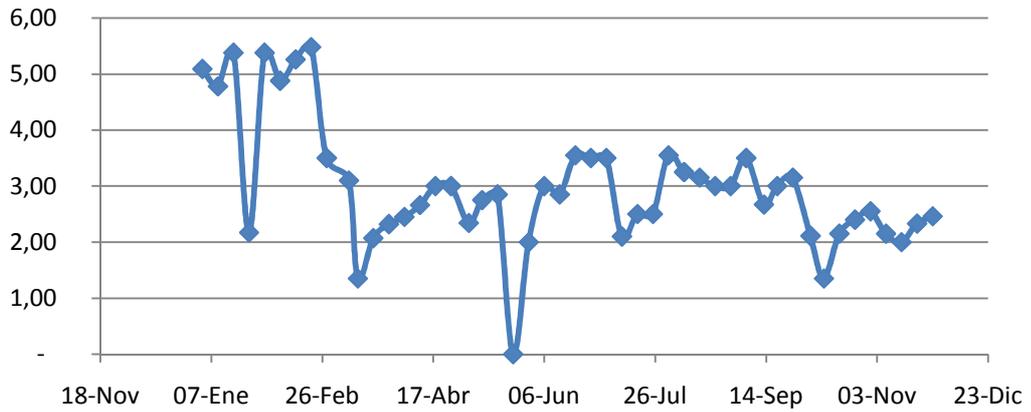
APÉNDICE IV

PRODUCCIÓN POR MES DE POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO PACOA, AÑO 2011

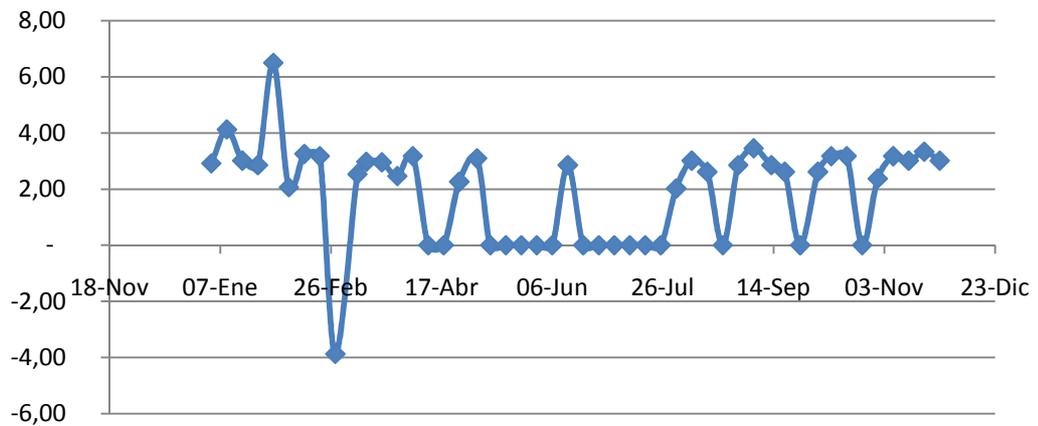
BPPD PACOA-01



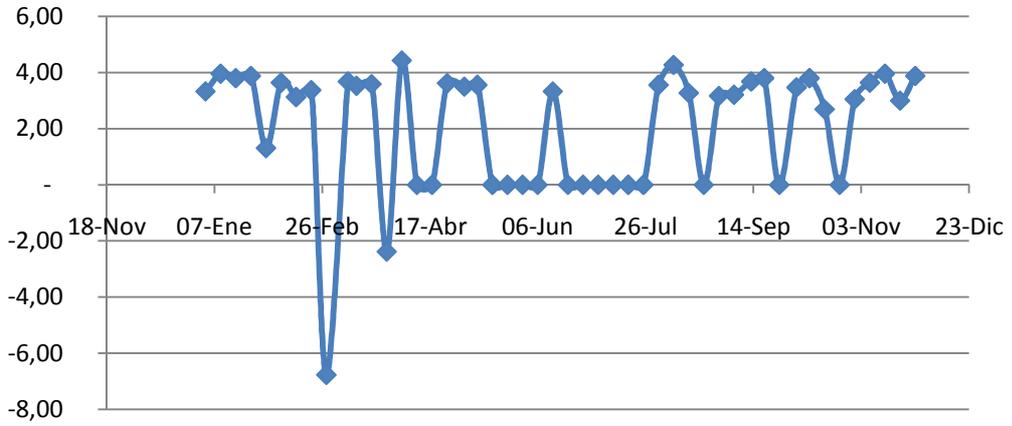
BPPD PCOA-4



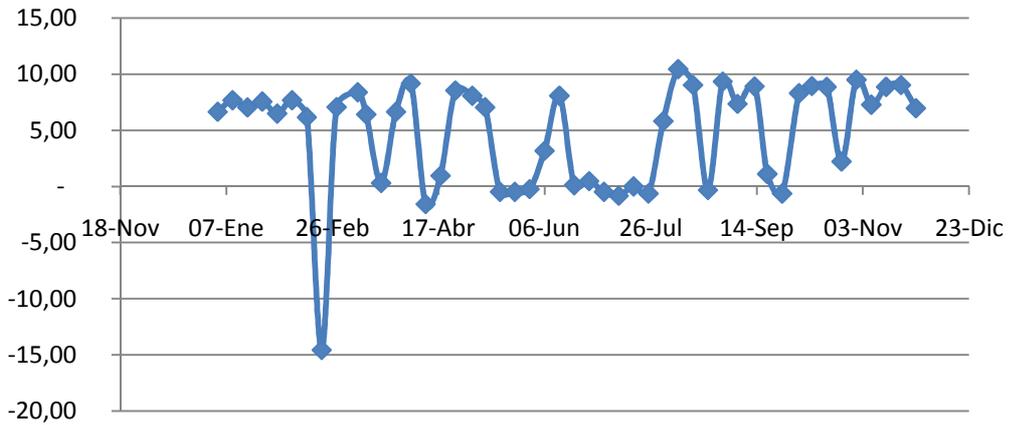
BPPD PCOA-5



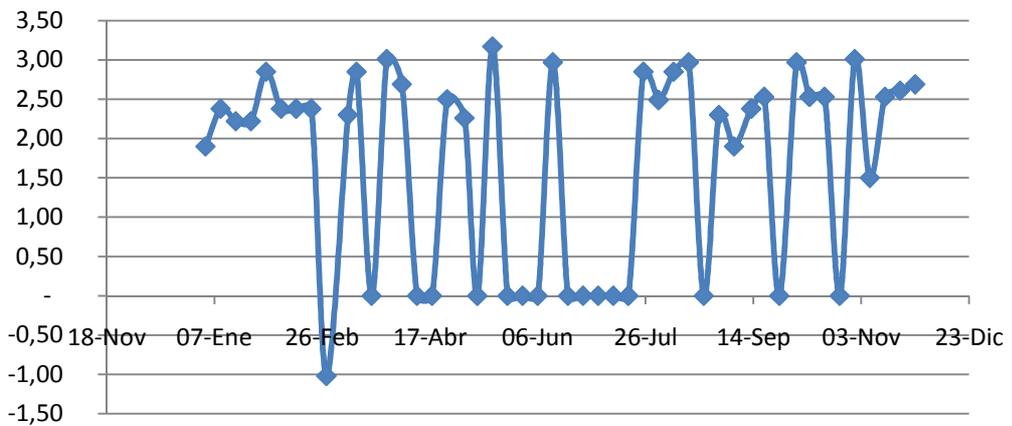
BPPD PCOA-9

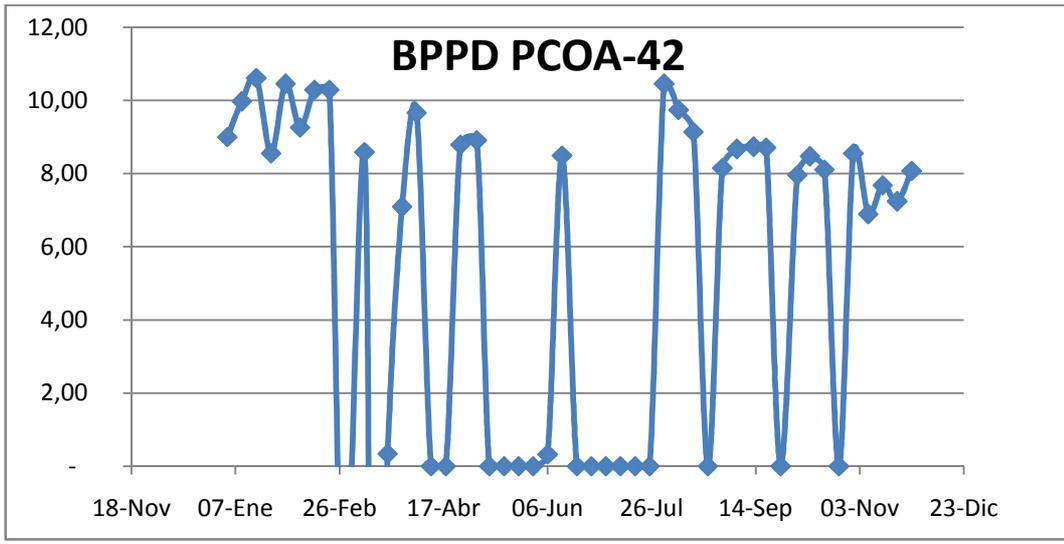
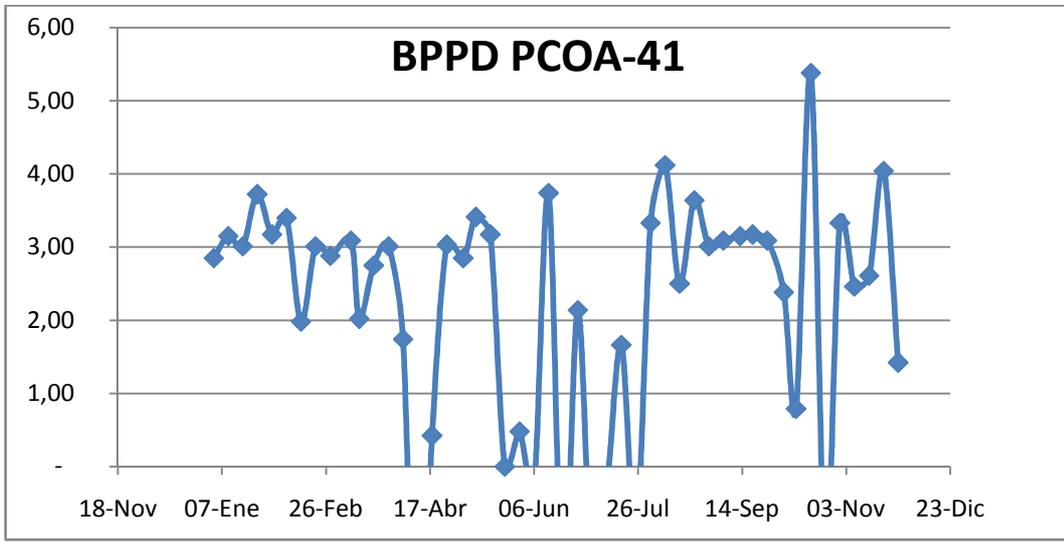
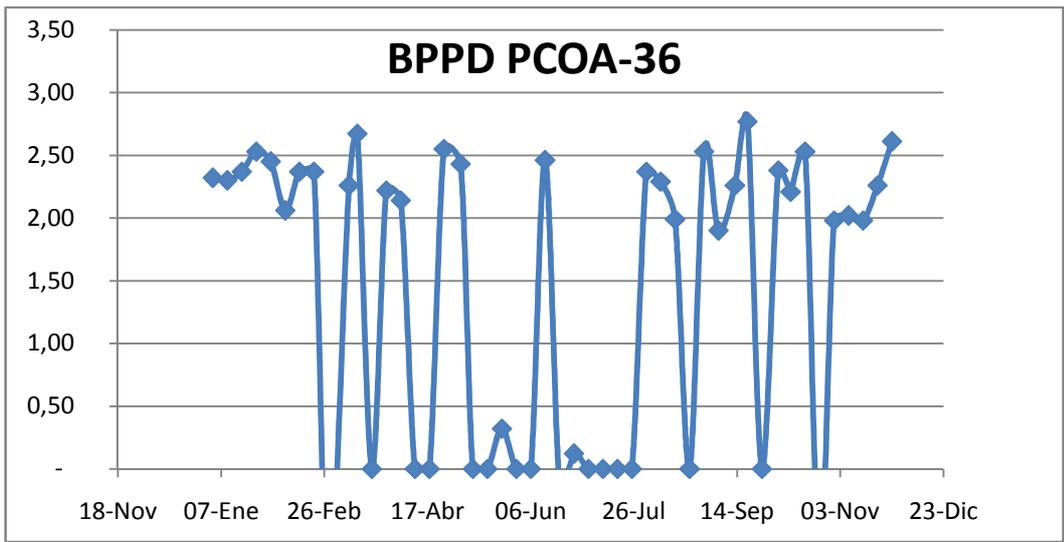


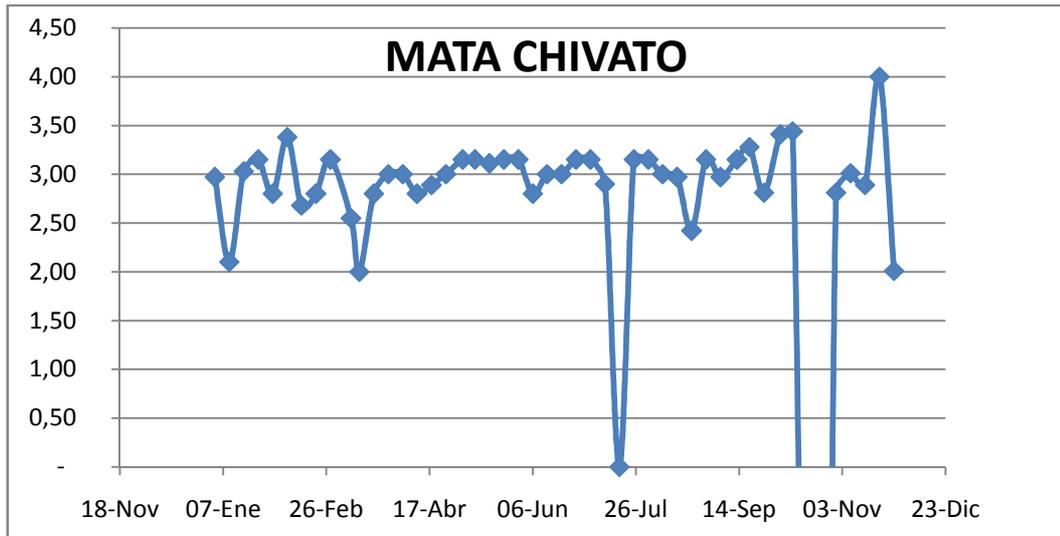
BPPD PCOA-10



BPPD PCOA-12







APÉNDICE V

DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO PACOA

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO: PACOA 1

Fecha: Agosto 17 del 2005

Fecha de Completación 12 de Octubre del 2005

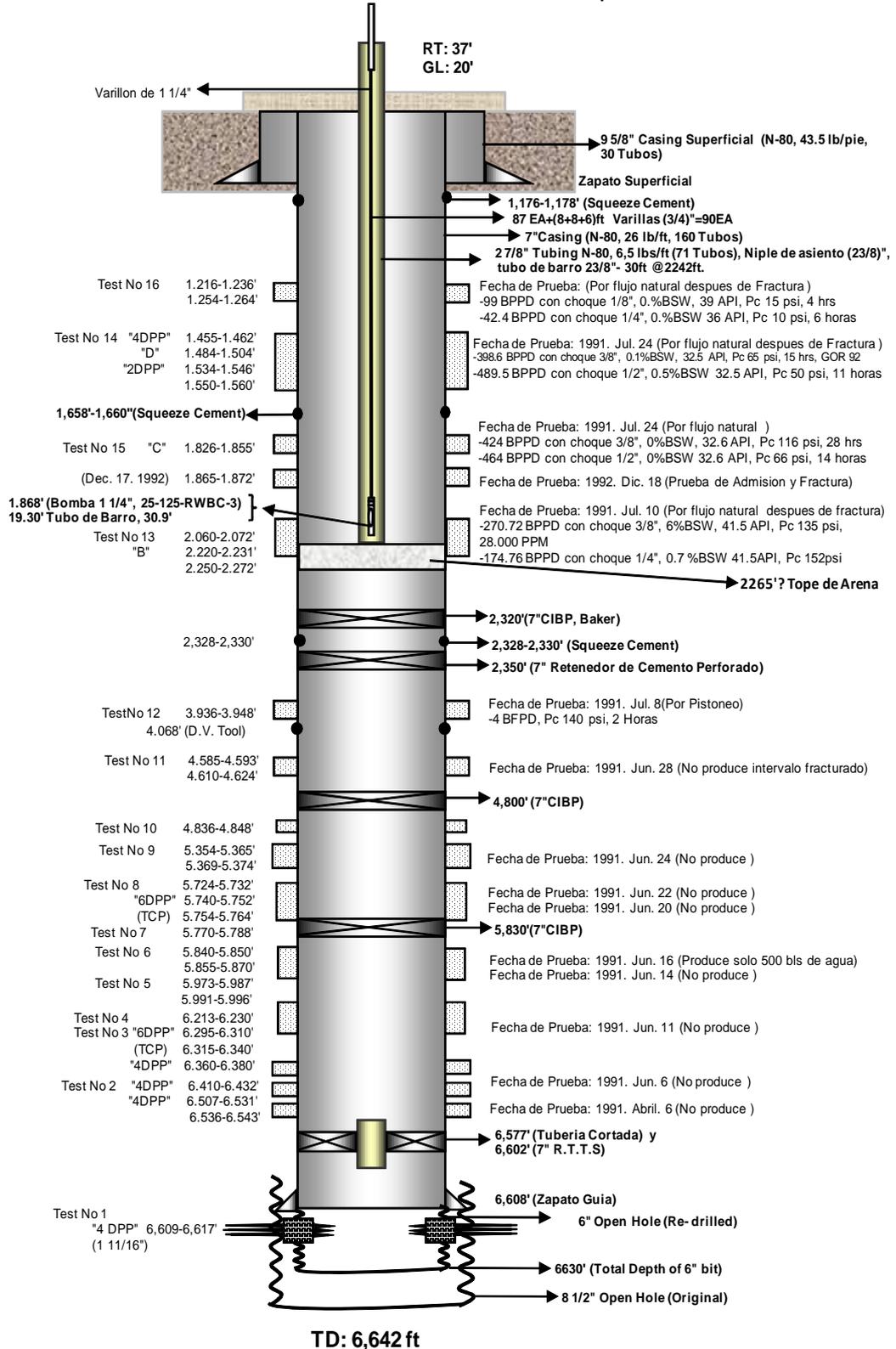
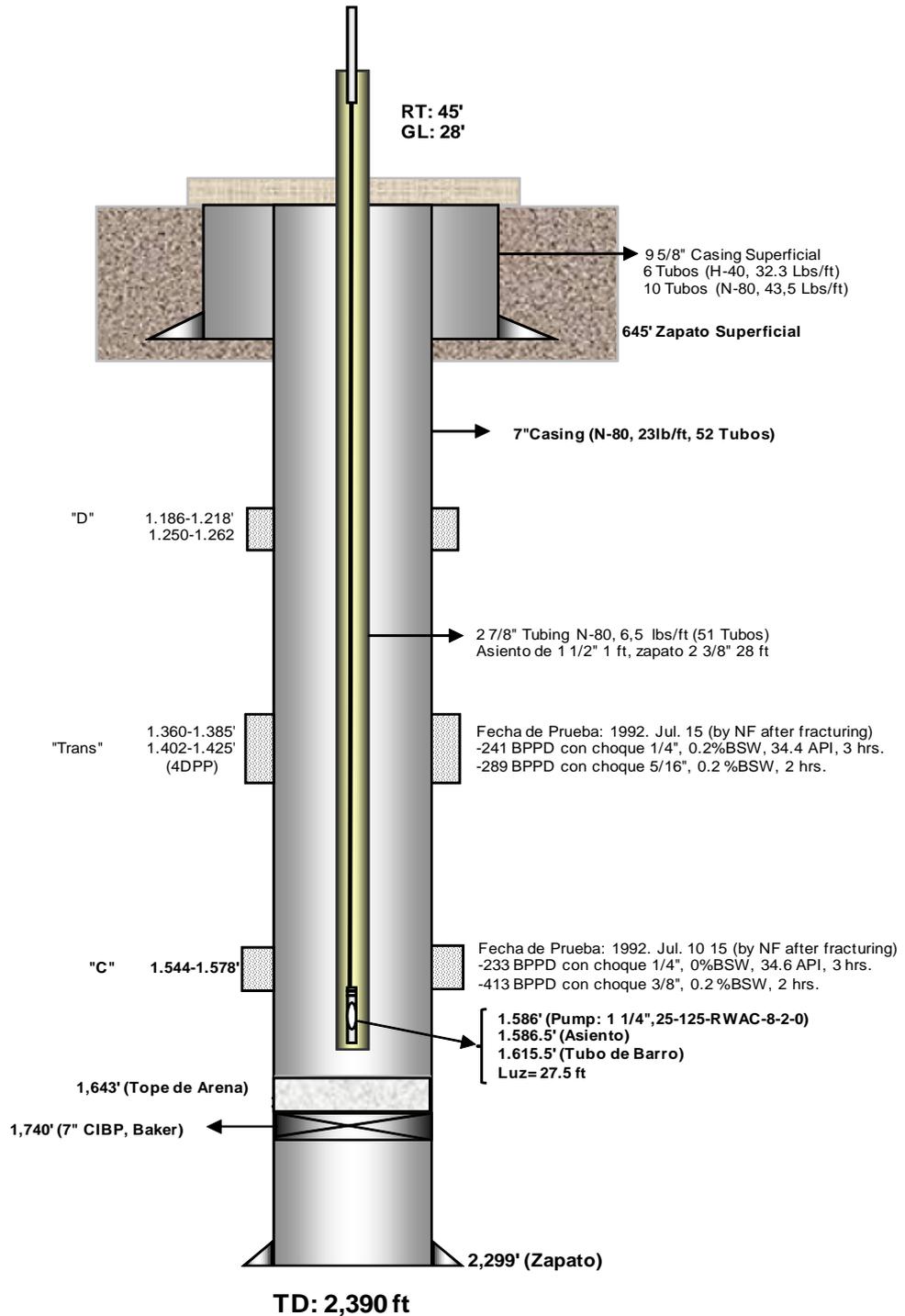


DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN

POZO: PACOA 4

Fecha: Agosto 03, 2005

Fecha de Completación: 27 de diciembre del 2005

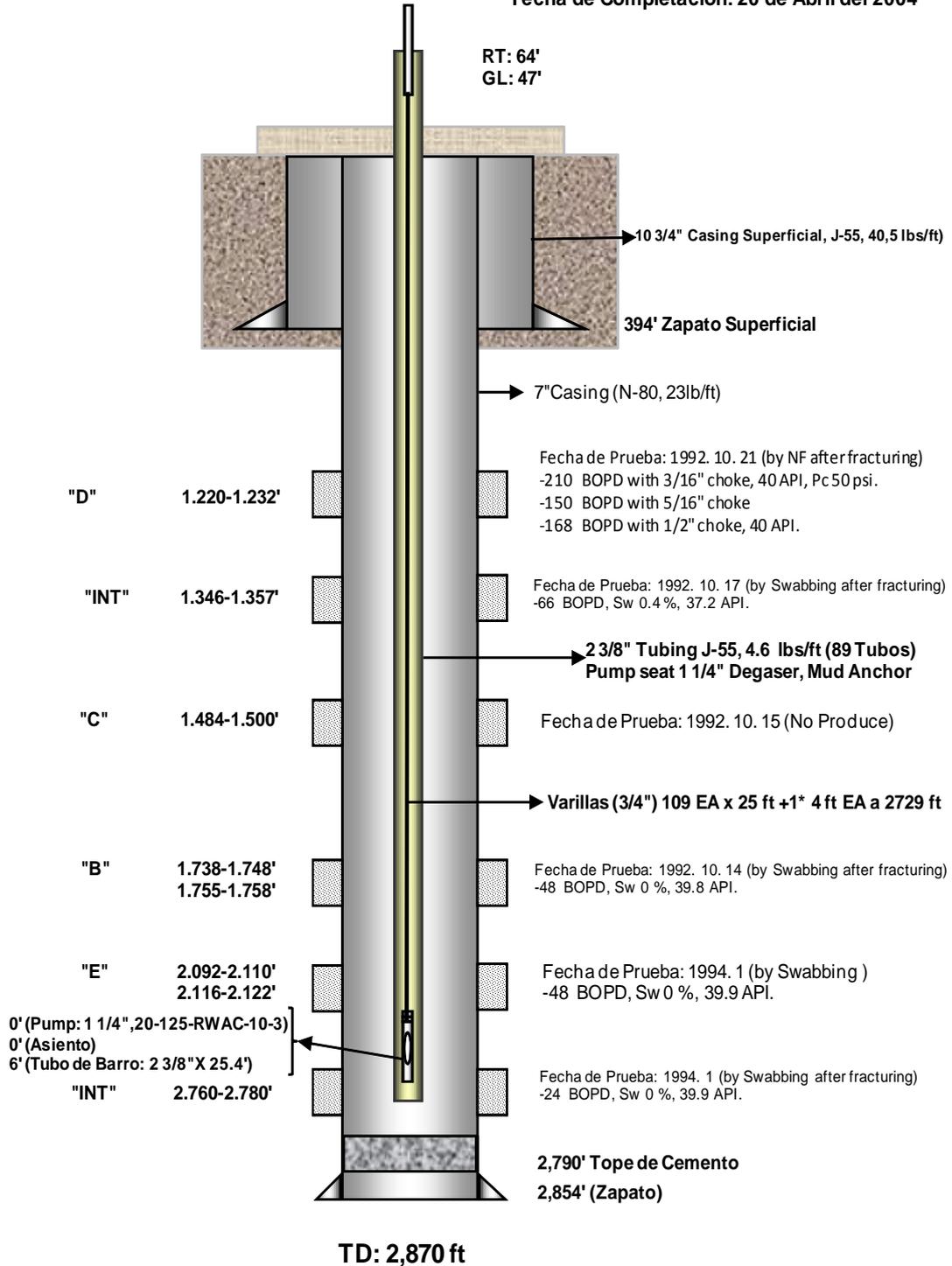


Pozo: Bombeo Mecánico

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO: PACOA 5

Fecha: Agosto 17, 2005

Fecha de Completacion: 20 de Abril del 2004

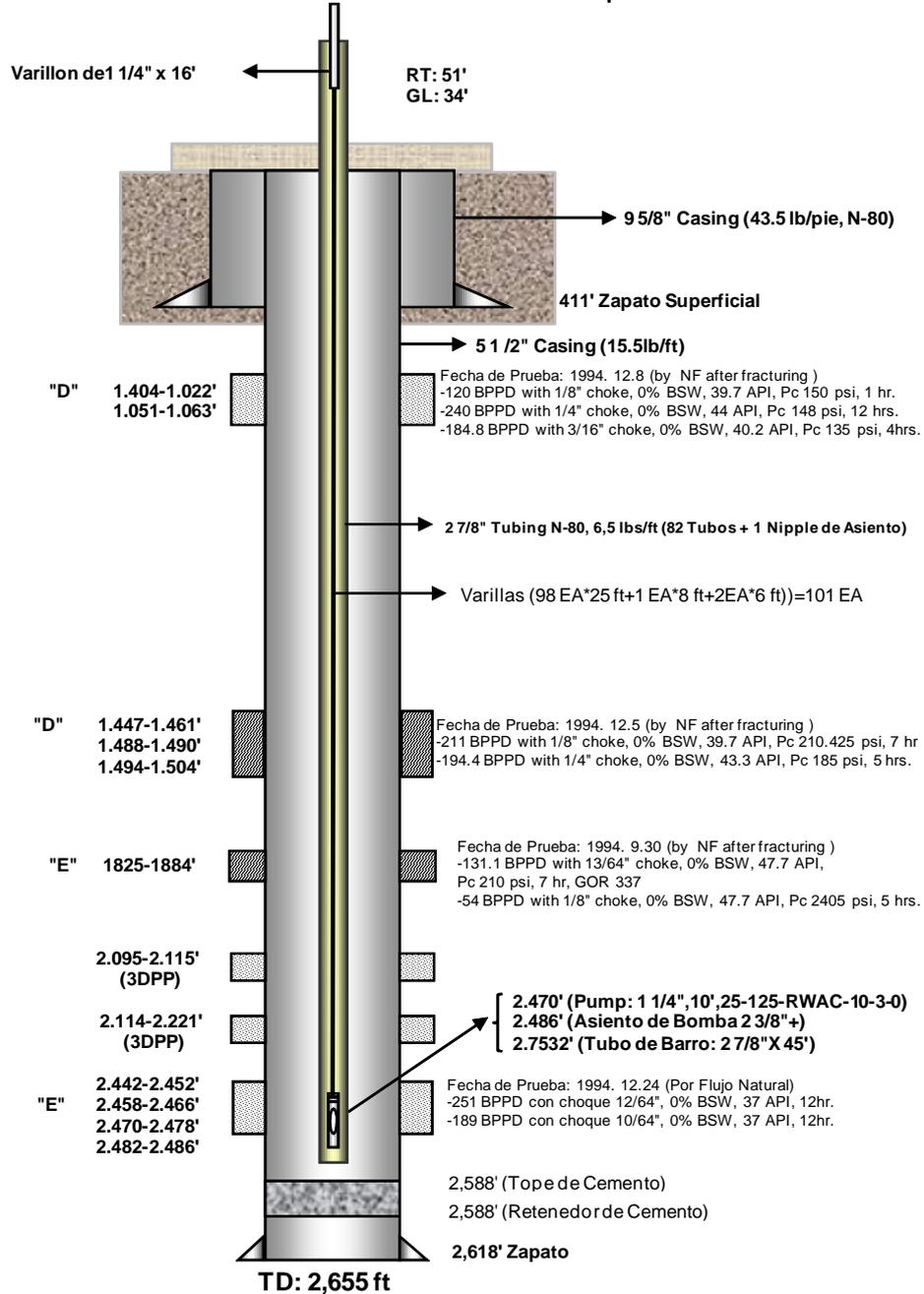


Pozo: Bombeo Mecánico

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO: PACOA 9 AFTER WORKOVER

Fecha: Agosto 18, 2005

Fecha de Completacion: 28 de Abril del 2006



■ Trabajo realizado en Workover por Canada Grande Ltda, Año 2005

- | | |
|--|---|
| <p>1.- Recovered fish @ 2177 ft (Packer + X-over+Tubings).
 2,442-2,452' : Only Admission Test
 2,458-2,466' : Only Admission Test
 2,470-2,478' : Only Admission Test
 2,482-2,486' : Only Admission Test</p> | <p>2.- 2,095-2,221' Shooting by 3 spf and Admission Test
 2,214-2,221' Shooting by 3 spf and Admission Test</p> |
|--|---|

Pozo: Bombeo Mecánico

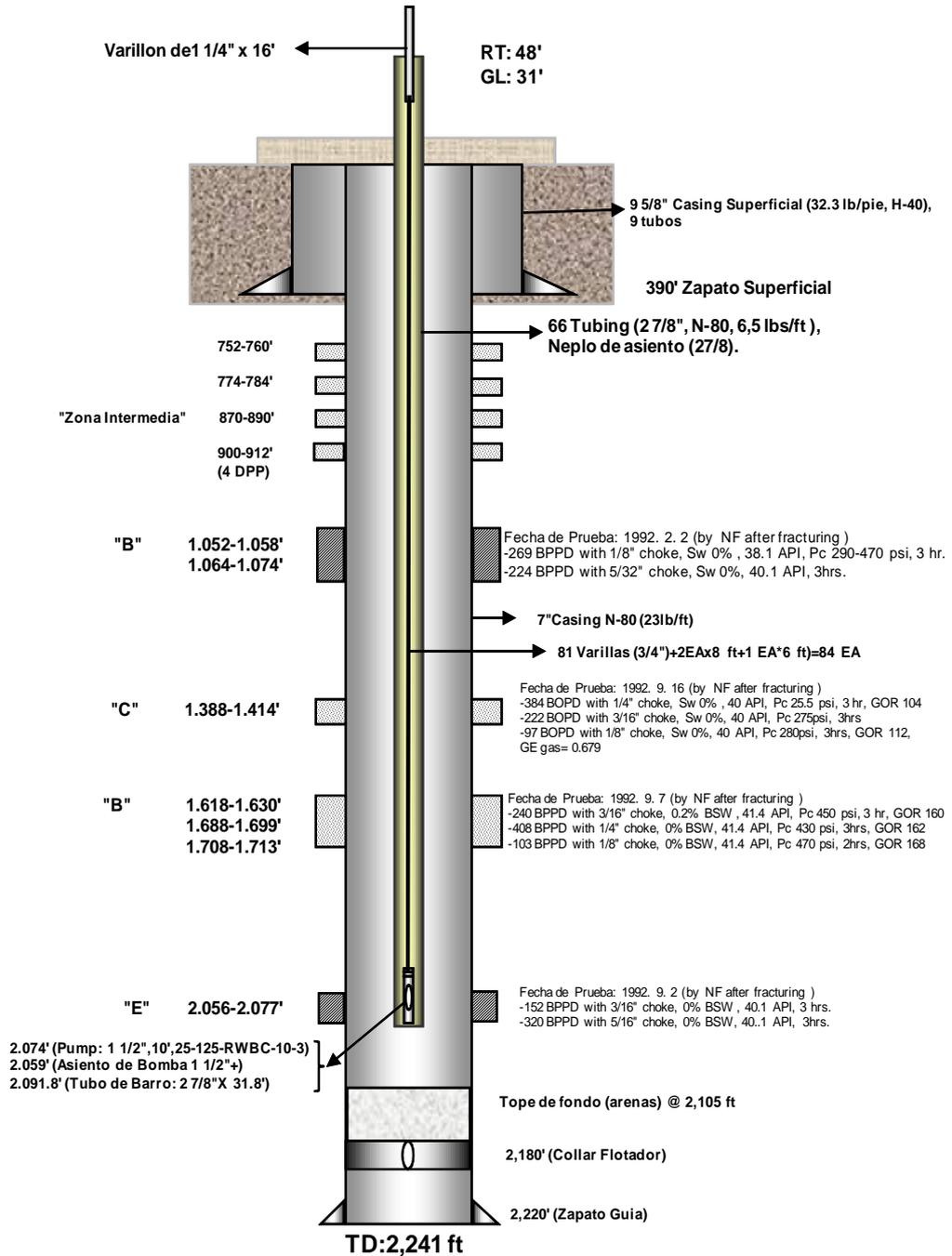
DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN

POZO: PACOA 10

WORKOVER N°9

Fecha: Marzo 20, 2005

Fecha de Completacion: 11 de Abril del 2005



Trabajo realizado en Workover por Canada Grande Ltda,2005

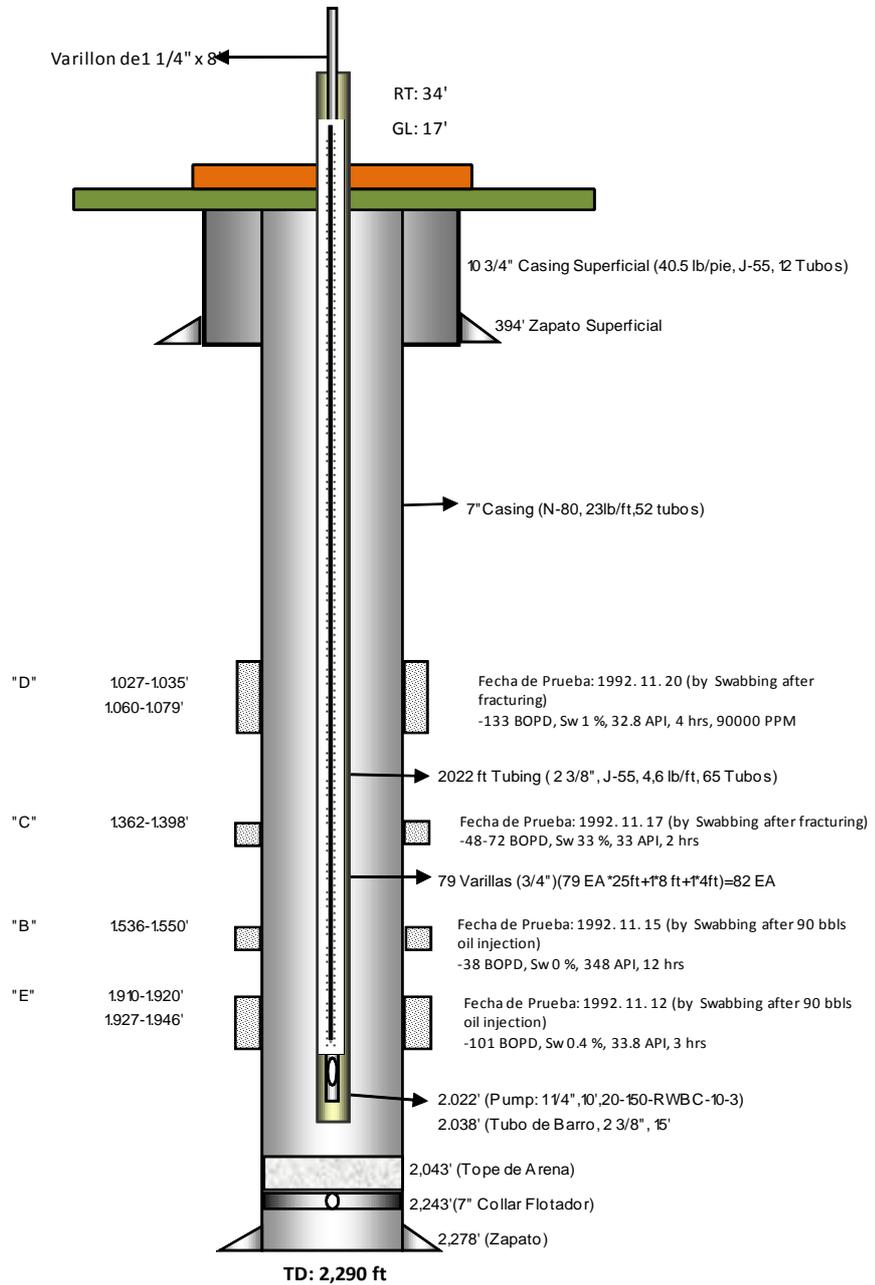
- | | |
|--|---|
| <p>1.- 1.388-1,414': Only Admission Test</p> <p>1,618-1,630':Only Admission Test</p> <p>1,688-1,699':Only Admission Test</p> <p>1,708-1,713':Only Admission Test</p> | <p>2.- 752-760' Shooting by 4 spf and Admission Test</p> <p>774-784':Shooting by 4 spf and Admission Test</p> <p>870-890':Shooting by 4 spf and Admission Test</p> <p>900-912':Shooting by 4 spf and Admission Test</p> |
|--|---|

Pozo: Bombeo Mecánico

DIAGRAMA DE COMPLETACION
 POZO: PACOA 12

Fecha: Agosto 19,2005

Fecha de Completacion: 27 de Octubre del 2006



Pozo de Bombeo Mecánico

DIAGRAMA DE COMPLETACION
POZO: PACOA 36

Fecha: Agosto 23, 2005

Fecha de Completacion: 4 de Agosto del 2005

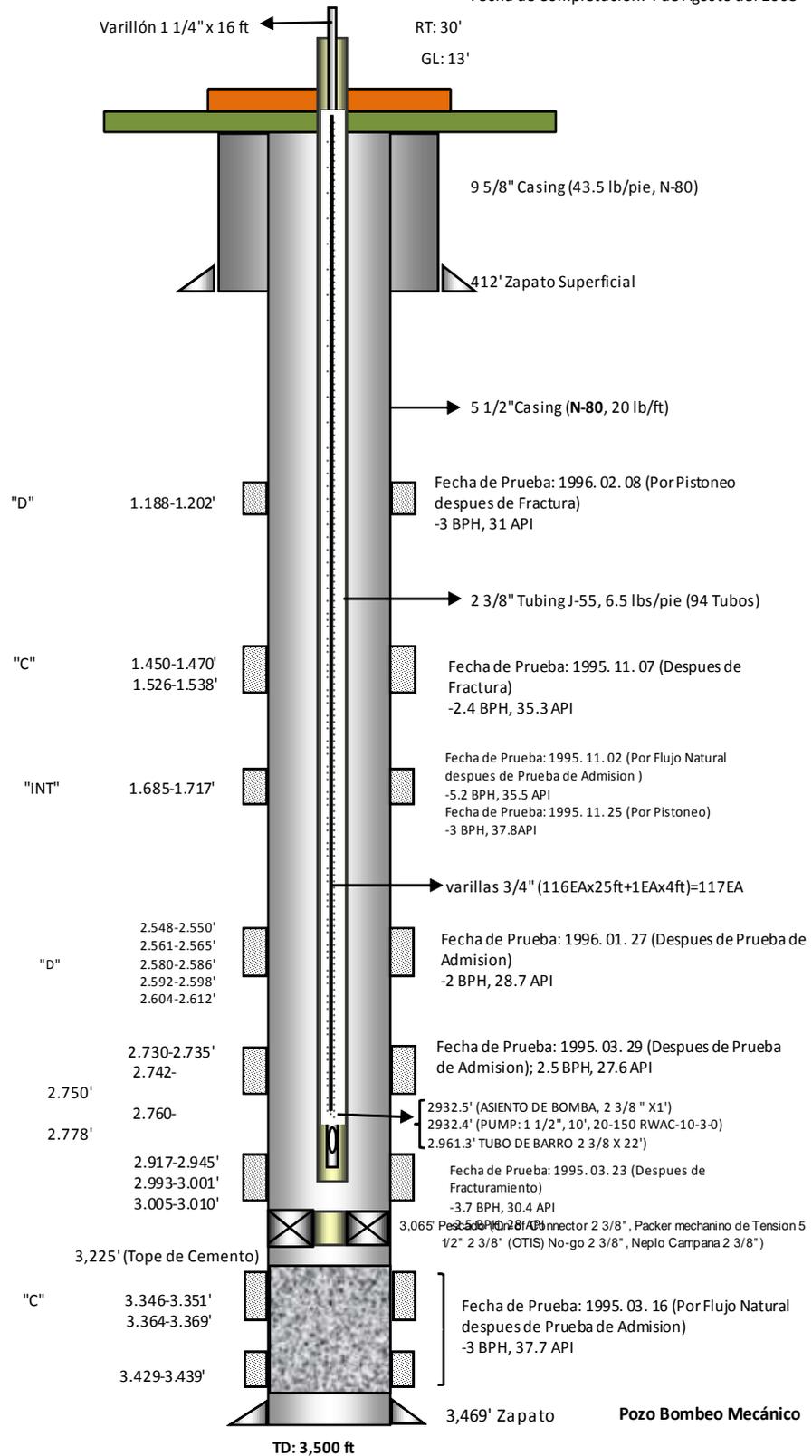
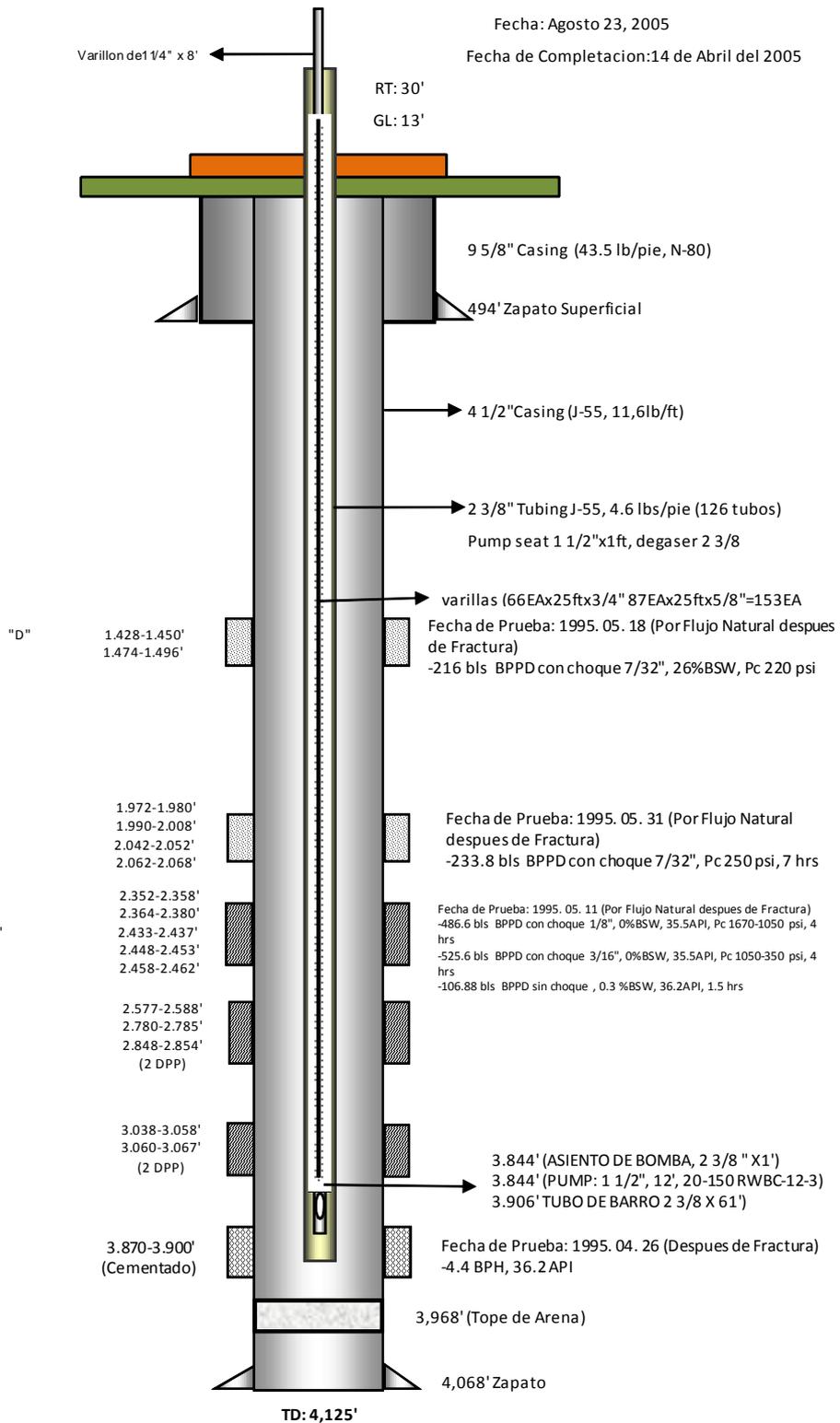


DIAGRAMA DE COMPLETACION
 POZO: PACOA 41
 AFTER WORKOVER

Fecha: Agosto 23, 2005

Fecha de Completacion: 14 de Abril del 2005

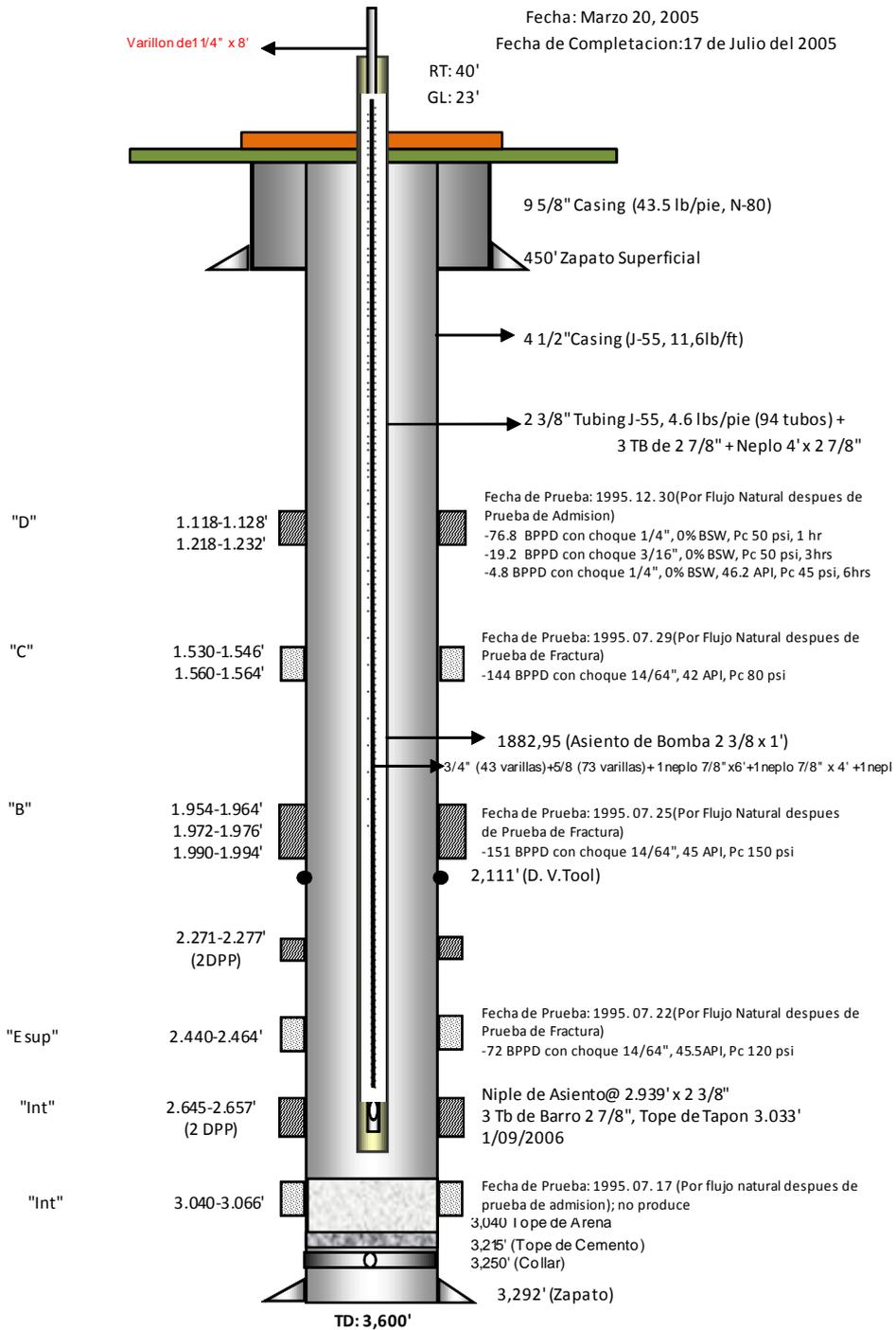


Trabajos realizados en Workover por Canada Grande Ltd, 2005

- 2,575-2,588' Shooting by Z spr and Admision test
- 2,780-2,785' Shooting by Z spr and Admision test
- 2,845-2,855' Shooting by Z spr and Admision test
- 3,035-3,068' Shooting by Z spr and Admision test
- 3,240-3,265' Shooting by Z spr and Admision test
- 2,352-2,462' Only Admision test

Pozo Bombeo Mecánico

DIAGRAMA DE COMPLETACION
 POZO: PACOA 42
 AFTER WORKOVER



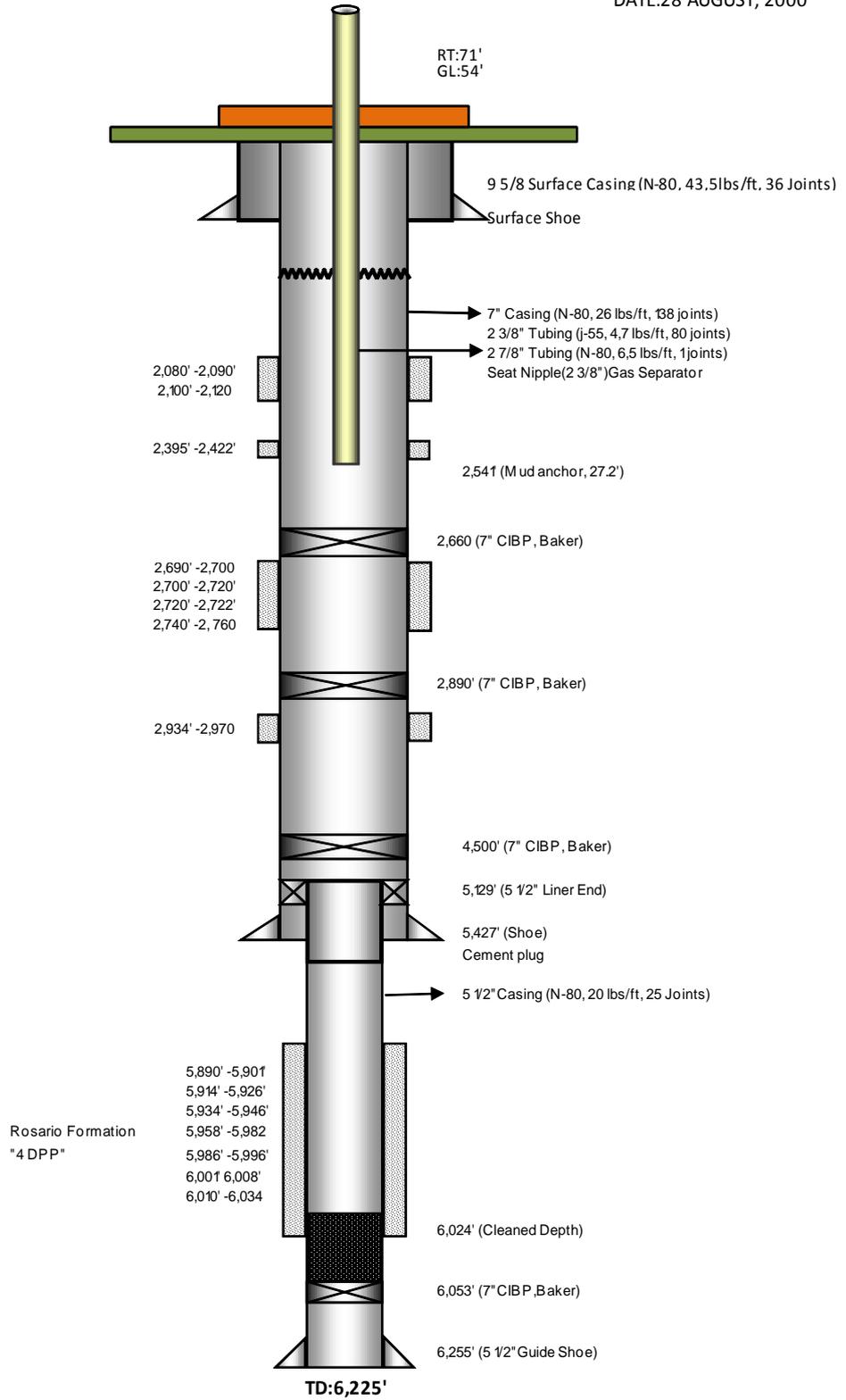
Intervalos realizados en Trabajo de Workover por Canada Grande Ltd, 2005

1. 2,645-2,657' Shooting by 2 spf and Admision Test
 2,271-2,277' Shooting by 2 spf and Admision Test
2. 1,118-1,128' Only Admision Test
 1,218-1,232': Only Admision Test
 1,954-2,087': Only Admision Test

Pozo Bombeo Mecánico

FIGURE 2.1
 COMPLETION DIAGRAM
 WELL: La Mata Chivato X-1

DATE:28 AUGUST, 2000



APÉNDICE VI

TABLAS FINANCIERAS

Meses	Período	Numero de pozos produciendo en cada mes	Producción diaria (destinación del 0/054 mensual) BPPD	Producción mensual (con destinación del 6,5% anual (destinación de 0/054 mensual) BPPD)	Ingresos totales USD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementación del sistema	Porcentaje de contingencia 25%	Costos de Inspección Mensual 2 veces por Mes	Costos operativos 36,00\$/Bbl	Egreso total / mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,01% mensual acumulado (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	3	0,00	-	-	-	30000,00	7500,00	-	-	3700,00	-3700,00	-	-3700,00	-3700,00	-3700,00	-3700,00	-3700,00
2	1	3	17,07	4986,00	4986,00	4986,00	0,00	0,00	75,00	991,66	966,66	3130,33	4817,33	4817,33	2799,77	3057,16	-642,96	
3	2	3	16,98	393,33	4074,77	8174,77	0,00	0,00	75,00	959,84	984,84	3111,93	4028,56	8881,91	959,07	-1840,63	3079,48	2424,54
4	3	3	16,89	306,58	4826,74	12281,51	0,00	0,00	75,00	948,32	983,32	3096,32	4080,95	12868,64	948,13	-4972,54	3022,92	5469,35
5	4	3	16,79	301,85	4030,90	16259,41	0,00	0,00	75,00	947,09	982,09	3079,81	3984,51	16761,37	940,74	-449,85	3017,06	8526,41
6	5	3	16,70	301,13	4090,23	20289,64	0,00	0,00	75,00	938,13	946,13	3069,24	3949,24	20410,61	937,05	-972,01	3029,19	115818,60
7	6	3	16,61	491,42	3987,75	24251,39	690,00	0,00	75,00	935,44	1010,44	2973,31	3945,13	23845,74	998,24	-1978,34	2945,80	145064,40
8	7	3	16,52	493,79	3963,43	28271,82	0,00	0,00	75,00	928,05	980,05	3028,44	3922,19	27967,93	925,07	-2408,41	2996,12	175029,51
9	8	3	16,44	491,05	3944,27	32166,09	0,00	0,00	75,00	924,88	939,88	3014,38	3901,39	31807,31	920,74	-3835,89	2980,20	20482,42
10	9	3	16,35	490,39	3923,27	36084,73	0,00	0,00	75,00	918,02	980,02	2997,25	3879,73	35678,04	918,16	-4744,06	2964,57	24473,98
11	10	3	16,26	487,74	3909,42	39986,79	0,00	0,00	75,00	913,42	920,42	2989,00	3859,21	39548,25	919,11	-5631,16	2948,10	26935,09
12	11	3	16,17	485,11	3888,72	43865,58	0,00	0,00	75,00	908,60	916,09	2947,65	3838,82	43380,07	908,32	-6573,44	2921,36	29276,79
13	12	3	16,08	482,49	3859,15	47724,66	690,00	0,00	75,00	907,03	980,03	2937,13	3817,56	47204,64	964,24	-7520,69	2880,36	32176,95
14	13	3	16,00	479,88	3830,72	51566,53	0,00	0,00	75,00	898,23	963,23	2927,49	3796,42	50993,05	896,55	-8421,22	2904,89	35076,84
15	14	3	15,91	477,29	3813,41	55388,78	0,00	0,00	75,00	893,69	904,69	2918,72	3776,39	54786,44	891,53	-9146,75	2847,86	37969,70
16	15	3	15,82	474,72	3797,22	59182,60	0,00	0,00	75,00	889,42	866,42	2910,80	3759,47	58315,91	886,77	-10204,53	2861,68	40801,38
17	16	3	15,74	472,15	3772,14	62958,14	0,00	0,00	75,00	884,44	891,44	2883,74	3735,65	62672,56	882,34	-11084,83	2836,35	43637,72
18	17	3	15,65	469,60	3758,17	66766,31	0,00	0,00	75,00	879,65	880,65	2897,52	3715,92	66927,48	873,07	-11940,79	2881,85	46519,57
19	18	3	15,57	467,07	3746,30	70451,61	690,00	0,00	75,00	874,15	931,15	2782,15	3694,28	70678,76	940,83	-12901,64	2745,78	49276,35
20	19	3	15,48	464,54	3716,53	74109,54	0,00	0,00	75,00	870,91	875,91	2837,62	3674,17	73584,64	869,38	-13765,79	2807,35	52040,71
21	20	3	15,40	462,04	3692,85	77867,98	0,00	0,00	75,00	863,93	878,93	2823,92	3656,23	77092,75	863,91	-14638,69	2792,35	54876,06
22	21	3	15,32	459,54	3676,25	81581,23	0,00	0,00	75,00	860,72	862,72	2808,10	3638,85	80645,64	858,69	-15491,39	2772,16	57636,21
23	22	3	15,24	457,04	3658,73	85198,59	0,00	0,00	75,00	856,72	865,72	2792,01	3621,35	84264,11	854,72	-16486,11	2761,79	60413,00
24	23	3	15,15	454,59	3647,28	88833,23	0,00	0,00	75,00	851,44	839,44	2777,79	3597,24	87851,35	849,00	-17496,11	2742,23	631630,23
25	24	3	15,07	452,14	3630,99	92454,13	690,00	0,00	75,00	846,31	923,31	2697,38	3573,01	91454,36	913,94	-18163,05	2641,07	658271,31
												249280,7066	82,89%	82,89%	878581,35	17951,11	631690,23	82%
												\$ 190,386,92	\$ 5,11	\$ 5,11				

INVERSION TOTAL USD 24 MESES	\$ 249.280,70
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	82,89%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	81,97%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VNA)	\$ 190.386,92
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VNA)	\$ 658.271,31
BENEFICIO/COSTO	5,11

Meses	Periodo	Columna1	Columna2	Columna3	Columna4	Columna5	Columna6	Columna7	Columna8	Columna9	Columna10	Columna11	Columna12	Columna13	Columna14	Columna15	Columna16	Columna17	Columna18	Columna19
1	0	1	0.00	0.00	-	-	-	-	10000.00	2300.00	0	12900.00	-12900.00	-	-	-	-12900.00	-12900.00	-12900.00	-12900.00
2	1	1	2.66	8070	5690.00	5690.00	5690.00	5690.00	0.00	25.00	1511.51	1536.51	1536.51	4112.99	5866.86	5866.86	5191.61	-10980.39	4067.25	-8422.75
3	2	1	2.68	8026	5618.50	11267.50	5618.50	11267.50	0.00	25.00	1303.35	1528.35	1528.35	4090.15	5556.69	11143.35	1511.54	-9468.83	4045.15	-4387.59
4	3	1	2.66	7983	5588.16	16855.66	5588.16	16855.66	0.00	25.00	1495.23	1520.23	1520.23	4067.92	5526.69	16670.24	1503.35	-7965.35	4023.18	-364.42
5	4	1	2.65	7940	5557.98	22413.63	5557.98	22413.63	0.00	25.00	1487.16	1512.16	1512.16	4045.82	5496.94	22167.08	1495.52	-6469.82	4001.32	3656.90
6	5	1	2.63	7897	5527.97	27941.60	5527.97	27941.60	0.00	25.00	1479.13	1504.13	1504.13	4023.94	5476.76	27634.24	1487.58	-4982.24	3979.58	7616.48
7	6	1	2.62	7854	5498.12	33439.71	5498.12	33439.71	2300.00	25.00	1471.14	1726.14	1726.14	3771.98	5437.64	33071.88	1707.15	-3275.09	3730.49	11346.97
8	7	1	2.60	7812	5468.43	38908.14	5468.43	38908.14	0.00	25.00	1463.19	1488.19	1488.19	3986.25	5408.27	38480.15	1471.82	-1803.27	3926.45	15283.41
9	8	1	2.59	7770	5438.90	44347.03	5438.90	44347.03	0.00	25.00	1455.29	1480.29	1480.29	3958.60	5379.07	43859.22	1464.01	-339.26	3915.06	19198.47
10	9	1	2.58	7728	5409.53	49786.36	5409.53	49786.36	0.00	25.00	1447.43	1472.43	1472.43	3937.09	5350.02	49209.24	1456.24	1116.98	3893.78	2392.26
11	10	1	2.56	7686	5380.31	55186.87	5380.31	55186.87	0.00	25.00	1439.62	1464.62	1464.62	3915.70	5321.13	54510.37	1448.51	2566.48	3872.62	26964.88
12	11	1	2.55	7643	5351.26	60488.14	5351.26	60488.14	0.00	25.00	1431.84	1456.84	1456.84	3894.42	5292.40	59622.77	1440.82	4006.31	3851.58	30816.46
13	12	1	2.53	7603	5322.36	65810.50	5322.36	65810.50	2300.00	25.00	1424.11	1679.11	1679.11	3843.25	5263.82	65806.58	1660.64	5666.95	3603.18	34419.63
14	13	1	2.52	7562	5293.62	71104.12	5293.62	71104.12	0.00	25.00	1416.42	1441.42	1441.42	3822.20	5235.39	70321.98	1425.57	7092.52	3809.83	38229.46
15	14	1	2.51	7521	5265.04	76491.16	5265.04	76491.16	0.00	25.00	1408.77	1433.77	1433.77	3811.26	5207.12	75219.10	1418.00	8510.52	3789.12	42018.58
16	15	1	2.49	7481	5236.61	81605.77	5236.61	81605.77	0.00	25.00	1401.17	1426.17	1426.17	3810.44	5179.00	80708.10	1410.48	9921.00	3768.53	45787.11
17	16	1	2.48	7440	5208.33	86814.10	5208.33	86814.10	0.00	25.00	1393.60	1418.60	1418.60	3799.73	5151.04	85819.14	1403.00	1123.99	3748.04	49555.15
18	17	1	2.47	7400	5180.20	91994.30	5180.20	91994.30	0.00	25.00	1386.07	1411.07	1411.07	3769.13	5123.22	90982.36	1395.55	1279.55	3727.67	53262.82
19	18	1	2.45	7360	5152.23	97146.53	5152.23	97146.53	2300.00	25.00	1378.59	1633.59	1633.59	3518.64	5095.56	96077.92	1615.62	1433.17	3479.94	56742.75
20	19	1	2.44	7321	5124.41	102770.94	5124.41	102770.94	0.00	25.00	1376.15	1396.15	1396.15	3728.36	5068.04	101455.96	1380.79	15715.95	3687.25	60430.01
21	20	1	2.43	7281	5096.74	107567.68	5096.74	107567.68	0.00	25.00	1368.74	1388.74	1388.74	3708.00	5040.05	106186.63	1373.47	17089.42	3667.21	64097.21
22	21	1	2.41	7242	5069.21	112486.89	5069.21	112486.89	0.00	25.00	1361.38	1381.38	1381.38	3687.84	5013.45	111200.08	1366.18	18455.66	3647.27	67744.48
23	22	1	2.40	7203	5041.84	117478.73	5041.84	117478.73	0.00	25.00	1354.05	1374.05	1374.05	3667.79	4986.58	116186.47	1358.94	19814.54	3627.44	71371.93
24	23	1	2.39	7164	5014.61	122493.35	5014.61	122493.35	0.00	25.00	1347.77	1367.77	1367.77	3647.85	4959.45	121145.92	1351.73	21166.27	3607.72	74979.65
25	24	1	2.38	7125	4987.54	127480.88	4987.54	127480.88	2300.00	25.00	1341.52	1599.52	1599.52	3398.01	4932.67	126078.59	1572.04	22738.31	3580.64	78340.28
													46540.71966	32.18%	21166.27	74979.65	32%			
													\$ 18,315.03	5.72						

INVERSION TOTAL USD 24 MESES	\$ 46,540.72
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	32%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	32%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VNA)	\$ 18,315.03
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VNA)	\$ 78,340.28
BENEFICIO/COSTO	5.72

Mes	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Producción diaria (deducción del 0,054 mensual) BPPD	Producción mensual con deducción del 6,5% anual (deducción del 0,054 mensual) BPPD	Ingresos totales USD	Ingresos acumulados	Costos de implementación del sistema Maratón	Costos de implementación del sistema Maratón	Costos de Inyección Mensual 2 veces por Mes	Costos operativos \$6.00 \$/Bbl	Egreso total/mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	1	0,06	0,06	-	-	1000,00	250,00	25,00	0	1250,00	-1250,00	-	-1250,00	-1250,00	-1250,00	-1250,00
2	1	1	10,83	324,90	2243,00	2243,00	0,00	25,00	685,38	685,38	610,38	1632,62	2242,83	2242,83	643,16	643,16	349,66
3	2	1	10,77	323,15	2260,19	4503,19	0,00	25,00	682,52	1362,90	607,52	1642,67	2237,37	4484,17	4484,17	1640,70	20310,37
4	3	1	10,71	321,40	2249,04	6762,23	0,00	25,00	609,83	2012,73	604,83	1645,21	2229,56	6714,75	597,34	532,17	36392,59
5	4	1	10,66	319,66	2237,58	9033,78	0,00	25,00	587,13	2602,86	602,33	1644,22	2218,41	8924,16	594,19	1478,36	52766,81
6	5	1	10,60	317,94	2225,72	11249,49	0,00	25,00	564,99	3167,85	599,99	1625,72	2210,90	111256,06	591,21	1732,57	68863,49
7	6	1	10,54	316,22	2213,54	13462,03	250,00	25,00	542,84	3710,69	617,84	1587,70	2182,04	13348,11	610,88	2502,45	84645,66
8	7	1	10,48	314,51	2201,60	15664,63	0,00	25,00	520,85	4231,54	595,85	1610,15	2173,83	15492,94	580,78	2953,23	100588,71
9	8	1	10,43	312,82	2189,72	17852,15	0,00	25,00	500,04	4731,58	584,04	1610,10	2165,25	17678,18	589,32	3172,55	116465,64
10	9	1	10,37	311,13	2177,87	20021,02	0,00	25,00	482,40	5213,98	582,40	1592,67	2159,30	19817,49	578,03	4040,57	132156,91
11	10	1	10,31	309,45	2166,17	22182,29	0,00	25,00	465,94	5679,92	580,94	1580,94	2142,99	21950,48	576,91	4617,48	147823,00
12	11	1	10,26	307,78	2154,30	24326,38	0,00	25,00	450,64	6130,56	579,64	1575,66	2130,31	24047,79	575,95	5243,43	163404,36
13	12	1	10,20	306,11	2142,96	26494,54	250,00	25,00	435,51	6586,07	578,51	1569,45	2119,25	26204,04	592,64	5836,07	178673,97
14	13	1	10,15	304,46	2131,25	28626,78	0,00	25,00	420,55	7056,62	577,55	1558,70	2107,81	28317,85	564,54	6430,61	194087,24
15	14	1	10,09	302,82	2119,76	30746,94	0,00	25,00	406,75	7553,37	576,75	1550,41	2096,99	30481,84	564,09	6964,70	209417,14
16	15	1	10,04	301,18	2108,69	32846,64	0,00	25,00	393,13	8066,50	566,13	1541,67	2089,79	32492,62	560,80	7528,50	224664,12
17	16	1	9,99	299,55	2098,88	34951,49	0,00	25,00	380,66	8587,16	565,66	1533,18	2078,19	34560,82	557,67	8082,17	239288,64
18	17	1	9,93	297,94	2088,62	37071,10	0,00	25,00	368,37	9115,53	565,37	1525,25	2062,20	36629,02	554,71	8635,88	254911,14
19	18	1	9,88	296,33	2078,00	39114,10	250,00	25,00	356,23	9651,76	560,23	1493,76	2051,82	38681,84	541,38	9127,28	269684,59
20	19	1	9,82	294,73	2063,98	41145,08	0,00	25,00	344,26	10166,02	556,26	1485,72	2040,04	40715,89	548,26	9711,52	284044,36
21	20	1	9,77	293,14	2059,58	43264,66	0,00	25,00	332,45	10668,47	551,45	1504,12	2029,86	42799,75	545,78	10266,30	299443,44
22	21	1	9,72	291,55	2048,77	45267,43	0,00	25,00	320,80	11169,27	546,80	1492,97	2018,27	44764,02	542,46	10841,76	314202,26
23	22	1	9,67	289,98	2028,56	47271,99	0,00	25,00	309,32	11668,95	541,32	1484,25	2005,20	46769,30	539,30	11388,06	32881,24
24	23	1	9,61	288,41	2018,95	49316,94	0,00	25,00	298,01	12161,96	540,99	1476,96	1996,87	48736,17	537,29	11925,35	343480,82
25	24	1	9,56	286,86	2007,93	51340,88	250,00	25,00	287,02	12648,98	537,02	1462,12	1989,05	50795,23	535,91	12421,26	35773,97
													11925,35	48736,17	11925,35	343480,82	131%
													132,519%	48736,17	11925,35	343480,82	131%
													\$ 109,043,99	48736,17	11925,35	343480,82	131%
													4,09	48736,17	11925,35	343480,82	131%

INVERSION TOTAL USD 24 MESES	\$ 145,720,78
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	133%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	131%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VNA)	\$ 109,043,99
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VNA)	\$ 357,773,97
BENEFICIO/COSTO	4,09

Meses	Periodo	PRODUCCION POZO PAC 5		CALCULO VAN - TIR		PRODUCCION POZO PAC 42		COSTO DE INSPECCION MENSUAL		25		PRODUCCION DE POZO MATACHIVATO		COSTO DE BARRIL \$ 70.00		3.55		TOTAL DE PRODUCCION DIARIA		3.55	
		Columna2	Columna3	Columna4	Columna5	Columna6	Columna7	Columna8	Columna9	Columna10	Columna11	Columna12	Columna13	Columna14	Columna15	Columna16	Columna17	Columna18	Columna19	Columna20	Columna21
1	0	0.00	0.00	-	0.00	10000.00	2500.00	2500.00	0	12500.00	-12500.00	-	7373.00	7373.00	1997.53	-12500.00	-12500.00	-12500.00	-12500.00	-12500.00	-12500.00
2	1	3.55	106.50	7455.00	7455.00	7455.00	0.00	25.00	1997.53	2019.75	5435.26	2019.75	7373.00	7373.00	1997.53	-1802.47	-1802.47	-1802.47	-1802.47	-1802.47	-1802.47
3	2	1	3.53	7414.74	14869.74	14869.74	0.00	25.00	1983.97	2008.97	5406.77	2008.97	7331.88	14706.18	1986.87	-8515.60	-8515.60	-8515.60	-8515.60	-8515.60	-1778.23
4	3	1	3.51	7374.70	22244.45	22244.45	0.00	25.00	1973.26	1998.26	5376.44	1998.26	7292.58	21999.74	1976.28	-6339.32	-6339.32	-6339.32	-6339.32	-6339.32	3539.08
5	4	1	3.49	7334.88	29579.33	29579.33	0.00	25.00	1962.64	1987.64	5347.28	1987.64	7254.20	29253.95	1965.74	-4733.58	-4733.58	-4733.58	-4733.58	-4733.58	882.53
6	5	1	3.47	7295.27	36874.60	36874.60	0.00	25.00	1952.01	1977.01	5318.27	1977.01	7215.02	36489.98	1955.26	-2618.33	-2618.33	-2618.33	-2618.33	-2618.33	14087.30
7	6	1	3.46	7255.88	44130.48	44130.48	230.00	25.00	1941.47	1966.47	5299.41	1966.47	7176.04	43685.04	1944.47	-4460.11	-4460.11	-4460.11	-4460.11	-4460.11	19091.05
8	7	1	3.44	7216.70	51347.17	51347.17	0.00	25.00	1930.98	1955.98	5260.71	1955.98	7137.31	50782.35	1934.47	4488.45	4488.45	4488.45	4488.45	4488.45	24292.90
9	8	1	3.42	7177.73	58524.90	58524.90	0.00	25.00	1920.55	1945.55	5222.17	1945.55	7098.77	57881.12	1924.15	3412.60	3412.60	3412.60	3412.60	3412.60	29463.52
10	9	1	3.40	7138.97	65663.86	65663.86	0.00	25.00	1910.18	1935.18	5203.78	1935.18	7060.44	64941.54	1913.90	5326.50	5326.50	5326.50	5326.50	5326.50	5146.54
11	10	1	3.38	7100.42	72764.28	72764.28	0.00	25.00	1899.87	1924.87	5175.35	1924.87	7023.11	71963.87	1907.69	2842.20	2842.20	2842.20	2842.20	2842.20	5118.62
12	11	1	3.36	7062.07	79826.35	79826.35	0.00	25.00	1889.61	1914.61	5147.46	1914.61	6984.34	78848.24	1893.55	9123.74	9123.74	9123.74	9123.74	9123.74	5090.84
13	12	1	3.34	7023.94	86880.29	86880.29	230.00	25.00	1879.41	1904.41	5120.53	1904.41	6946.67	88849.93	2110.93	12346.77	12346.77	12346.77	12346.77	12346.77	4885.75
14	13	1	3.33	6986.01	93836.30	93836.30	0.00	25.00	1869.26	1884.26	5091.75	1884.26	6901.16	92804.14	1873.42	13108.04	13108.04	13108.04	13108.04	13108.04	5085.74
15	14	1	3.31	6948.28	100784.58	100784.58	0.00	25.00	1859.16	1864.16	5064.12	1864.16	6871.83	96759.95	1863.44	14971.53	14971.53	14971.53	14971.53	14971.53	5070.42
16	15	1	3.29	6910.76	107695.34	107695.34	0.00	25.00	1849.12	1854.12	5036.64	1854.12	6847.74	106510.69	1853.51	16825.03	16825.03	16825.03	16825.03	16825.03	4981.24
17	16	1	3.27	6873.45	114566.79	114566.79	0.00	25.00	1839.14	1844.14	5009.31	1844.14	6797.84	113306.53	1843.63	18686.67	18686.67	18686.67	18686.67	18686.67	4984.21
18	17	1	3.26	6836.33	121405.12	121405.12	0.00	25.00	1829.21	1834.21	4982.12	1834.21	6761.33	120069.66	1833.81	20504.48	20504.48	20504.48	20504.48	20504.48	4973.18
19	18	1	3.24	6799.41	128204.53	128204.53	230.00	25.00	1819.33	1824.33	4955.08	1824.33	6724.62	126794.28	2051.51	22553.94	22553.94	22553.94	22553.94	22553.94	7920.29
20	19	1	3.22	6762.70	134967.23	134967.23	0.00	25.00	1809.50	1814.50	4928.19	1814.50	6683.11	133482.99	1814.32	24468.31	24468.31	24468.31	24468.31	24468.31	8411.427
21	20	1	3.20	6726.18	141693.48	141693.48	0.00	25.00	1799.73	1804.73	4901.44	1804.73	6632.19	140134.77	1804.66	26122.97	26122.97	26122.97	26122.97	26122.97	88961.80
22	21	1	3.19	6689.86	148333.26	148333.26	0.00	25.00	1790.01	1795.01	4874.84	1795.01	6581.04	146510.04	1795.05	27968.02	27968.02	27968.02	27968.02	27968.02	93783.02
23	22	1	3.17	6653.73	155066.99	155066.99	0.00	25.00	1780.35	1785.35	4848.38	1785.35	6530.58	144651.58	1785.49	29755.51	29755.51	29755.51	29755.51	29755.51	98578.07
24	23	1	3.15	6617.80	161654.79	161654.79	0.00	25.00	1770.73	1775.73	4822.07	1775.73	6480.00	142807.00	1775.98	31529.49	31529.49	31529.49	31529.49	31529.49	103347.09
25	24	1	3.13	6582.06	168264.85	168264.85	230.00	25.00	1761.17	1766.17	4805.89	1766.17	6430.64	141006.64	1775.98	33234.44	33234.44	33234.44	33234.44	33234.44	107827.76
													57019.2032	42.83%	31529.49	42%	103347.09				
													\$ 27,900.64		\$ 27,900.64		\$ 27,900.64				
													5.07		5.07		5.07				

INVERSION TOTAL USD 24 MESES	\$ 57,019.20
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	43%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	42%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VAN)	\$ 27,900.64
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VAN)	\$ 107,862.76
BENEFICIO/COSTO	5.07

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Producción diaria (declinación del 0,064 mensual) BPPD	Producción mensual con declinación del 65% anual (declinación del 0,064 mensual) BPPD	Ingresos totales \$USD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementación del sistema Mantraintento	Costos de contingencia 25%	Costos de Inspección Mensual 2 veces por Mes	Costos operativos 36.00\$/Bbl	Egreso total/mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Flujo de caja actualizado con 0.011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	1	0.00	-	-	-	10000.00	230.00	25.00	0	12500.00	-42300.00	-	-42300.00	-12500.00	-12500.00	-12500.00	-12500.00
2	1	1	2.69	80.70	6456.00	6456.00	0.00	0.00	25.00	1511.51	1536.51	4919.48	6384.98	6384.98	-10980.39	1519.61	-8865.37	-7634.66
3	2	1	2.68	80.26	6421.14	12877.14	0.00	0.00	25.00	1503.35	1528.35	4892.78	6350.51	12735.49	-9468.85	1511.54	-4838.97	-2795.66
4	3	1	2.66	79.83	6386.46	19263.60	0.00	0.00	25.00	1495.23	1520.23	4866.23	6316.21	19151.70	-9963.35	1503.51	-4812.70	2017.05
5	4	1	2.65	79.40	6351.98	25615.58	0.00	0.00	25.00	1487.16	1512.16	4839.82	6282.00	25333.81	-10455.2	1495.52	-4786.58	6893.63
6	5	1	2.63	78.97	6317.68	31933.25	0.00	0.00	25.00	1479.13	1504.13	4813.55	6248.18	31581.99	-1082.24	1487.58	-4760.60	11564.23
7	6	1	2.62	78.54	6283.36	38216.81	230.00	0.00	25.00	1471.14	1496.14	4787.42	6214.44	37796.43	-1170.15	1476.43	-4739.29	16071.52
8	7	1	2.60	78.12	6249.05	44466.44	0.00	0.00	25.00	1463.19	1488.19	4761.43	6180.88	43977.31	-1263.27	1471.82	-4719.06	20780.58
9	8	1	2.59	77.70	6215.88	50682.32	0.00	0.00	25.00	1455.29	1480.29	4735.59	6147.51	50242.82	-1356.26	1464.01	-4683.50	25464.08
10	9	1	2.58	77.28	6182.72	56864.64	0.00	0.00	25.00	1447.43	1472.43	4709.88	6114.31	56239.13	-1450.24	1456.24	-4658.07	30122.15
11	10	1	2.56	76.86	6148.93	63013.57	0.00	0.00	25.00	1439.62	1464.62	4684.31	6081.29	62201.42	-1544.51	1448.51	-4632.79	34754.95
12	11	1	2.55	76.45	6115.73	69129.30	0.00	0.00	25.00	1431.84	1456.84	4658.88	6048.45	68368.88	-1638.88	1440.82	-4607.63	39492.57
13	12	1	2.53	76.03	6082.70	75212.00	230.00	0.00	25.00	1424.11	1449.11	4633.39	6015.79	74384.67	-1734.67	1433.11	-4582.51	43717.72
14	13	1	2.52	75.62	6049.86	81261.85	0.00	0.00	25.00	1416.42	1441.42	4608.43	5983.31	80367.97	-1830.57	1425.57	-4557.74	48235.46
15	14	1	2.51	75.21	6017.19	87291.04	0.00	0.00	25.00	1408.77	1433.77	4583.41	5951.00	86318.97	-1926.41	1418.00	-4532.99	52808.45
16	15	1	2.49	74.81	5984.69	93263.73	0.00	0.00	25.00	1401.17	1426.17	4558.52	5918.86	92337.83	-2022.23	1408.48	-4508.38	57316.83
17	16	1	2.48	74.40	5952.38	99216.11	0.00	0.00	25.00	1393.60	1418.60	4533.78	5886.90	98247.73	-2118.07	1403.00	-4483.90	61800.74
18	17	1	2.47	74.00	5920.23	105136.34	0.00	0.00	25.00	1386.07	1411.07	4509.16	5855.11	104979.94	-2213.91	1395.55	-4459.54	66260.30
19	18	1	2.45	73.60	5888.26	111024.61	230.00	0.00	25.00	1378.59	1403.59	4484.67	5823.49	108033.34	-2309.74	1385.02	-4435.17	70468.17
20	19	1	2.44	73.21	5856.47	116881.07	0.00	0.00	25.00	1371.15	1396.15	4460.32	5792.05	111595.38	-2405.56	1373.47	-4411.26	74879.43
21	20	1	2.43	72.81	5824.84	122705.92	0.00	0.00	25.00	1363.74	1388.74	4436.01	5760.77	115166.15	-2501.39	1365.81	-4387.30	79266.73
22	21	1	2.41	72.42	5793.39	128493.30	0.00	0.00	25.00	1356.38	1381.38	4412.01	5729.66	117845.81	-2597.22	1368.18	-4363.48	83630.21
23	22	1	2.40	72.03	5762.10	134261.41	0.00	0.00	25.00	1349.05	1374.05	4387.65	5698.72	120635.53	-2693.05	1369.44	-4339.78	87969.99
24	23	1	2.39	71.64	5730.99	139992.40	0.00	0.00	25.00	1341.77	1366.77	4362.22	5667.95	123526.48	-2788.88	1370.71	-4316.21	92286.21
25	24	1	2.38	71.25	5700.04	145692.44	230.00	0.00	25.00	1334.52	1359.52	4337.34	5637.34	144889.82	-2884.71	1372.04	-4292.78	96351.51
												4654071966	13845248	2116627	9228621	38%		
												\$ 24,163.07	6.54					

INVERSION TOTAL USD 24 MESES	\$ 46,540,712
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	39%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	38%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VNA)	\$ 24,163.07
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VNA)	\$ 96,351.51
BENEFICIO/COSTO	6.54

PRODUCCIÓN POZO PAC 5
 CALCULO VAN - TIR
 PRODUCCIÓN POZO PAC 42
 COSTO DE INSPECCION MENSUAL POZO
 10.83
 PRODUCCION DE POZO MACHIVATO
 COSTO DE BARRIL
 \$ 80.00
 COSTO DE MANTENIMIENTO
 230
 COSTO OPERATIVO
 \$ 18.73
 TOTAL DE PRODUCCION DIARIA
 10.88

Columna1	Columna2	Columna3	Columna4	Columna5	Columna6	Columna7	Columna8	Columna9	Columna10	Columna11	Columna12	Columna13	Columna14	Columna15	Columna16	Columna17	Columna18	Columna19
1	0	1	0.00	0.00	-	-	1000000	2500.00	25.00	6085.38	6110.38	1888.62	25706.00	25706.00	6043.16	-12500.00	-12500.00	-12500.00
2	1	1	10.83	324.96	2592.00	0.00	2592.00	0.00	25.00	6085.38	6110.38	1888.62	25706.00	25706.00	6043.16	-4658.64	1962.93	7162.93
3	2	1	10.77	323.15	2588.164	0.00	51843.64	0.00	25.00	6052.52	6077.52	1974.13	25567.28	25567.28	6010.66	-4461.77	19586.61	26719.54
4	3	1	10.71	321.48	2572.004	0.00	75555.06	0.00	25.00	6019.83	6044.83	1867.21	25429.21	25429.21	5978.34	-5332.17	19480.97	46170.41
5	4	1	10.66	319.66	2557.320	0.00	103128.89	0.00	25.00	5987.33	6012.33	1850.87	25291.89	25291.89	5946.19	-5178.36	19345.70	6516.11
6	5	1	10.60	317.94	2543.510	0.00	128653.99	0.00	25.00	5954.99	5979.99	1845.11	25155.32	25155.32	5914.21	-4992.57	19241.10	8157.22
7	6	1	10.54	316.22	2529.775	0.00	153861.75	0.00	25.00	5922.84	6177.84	1911.92	25019.48	25019.48	6109.88	-4820.45	18991.60	10566.62
8	7	1	10.48	314.51	2516.115	0.00	179022.86	0.00	25.00	5890.83	5915.83	1924.29	24884.37	24884.37	5830.78	-4658.23	18803.39	12770.41
9	8	1	10.43	312.82	2502.28	0.00	204448.17	0.00	25.00	5859.04	5884.04	1941.23	24750.00	24750.00	5789.32	-4517.55	18610.68	14631.09
10	9	1	10.37	311.13	2489.14	0.00	229883.31	0.00	25.00	5827.40	5852.40	1957.74	24616.33	24616.33	5748.03	-4396.57	18428.32	16459.41
11	10	1	10.31	309.45	2475.73	0.00	253644.08	0.00	25.00	5795.94	5820.94	1974.80	24483.42	24483.42	5706.91	-4277.48	18246.51	17905.93
12	11	1	10.26	307.78	2462.05	0.00	278161.09	0.00	25.00	5764.64	5789.64	1992.41	24351.21	24351.21	5665.95	-4160.25	18065.26	19381.18
13	12	1	10.20	306.11	2448.09	0.00	302805.19	0.00	25.00	5733.51	5758.51	2010.58	24219.71	24219.71	5625.64	-4045.67	17884.99	20866.26
14	13	1	10.15	304.46	2433.65	0.00	327624.04	0.00	25.00	5702.55	5727.55	2029.30	24088.93	24088.93	5585.44	-3932.61	17705.38	22361.64
15	14	1	10.09	302.82	2422.52	0.00	351897.36	0.00	25.00	5671.75	5696.75	2048.57	23958.83	23958.83	5545.39	-3821.70	17527.67	23857.40
16	15	1	10.04	301.18	2409.45	0.00	375481.87	0.00	25.00	5641.13	5666.13	2068.38	23829.47	23829.47	5505.30	-3712.57	17351.10	25363.07
17	16	1	9.99	299.55	2394.40	0.00	399446.27	0.00	25.00	5610.66	5635.66	2088.73	23700.79	23700.79	5465.24	-3604.21	17175.83	26878.19
18	17	1	9.93	297.94	2384.99	0.00	423291.26	0.00	25.00	5580.37	5605.37	2109.62	23572.81	23572.81	5425.17	-3496.61	17001.12	28403.28
19	18	1	9.88	296.33	2376.28	0.00	446975.54	0.00	25.00	5550.23	5575.23	2130.95	23445.51	23445.51	5385.08	-3389.74	16826.94	29938.42
20	19	1	9.82	294.73	2368.27	0.00	470665.88	0.00	25.00	5520.26	5545.26	2152.81	23318.91	23318.91	5345.00	-3283.40	16653.22	31483.66
21	20	1	9.77	293.14	2360.94	0.00	494016.75	0.00	25.00	5490.45	5515.45	2175.19	23192.98	23192.98	5304.92	-3177.56	16479.04	33038.90
22	21	1	9.72	291.55	2354.31	0.00	517411.06	0.00	25.00	5460.80	5485.80	2198.11	23067.74	23067.74	5264.84	-3072.21	16304.37	34594.14
23	22	1	9.67	289.98	2348.36	0.00	540539.42	0.00	25.00	5431.32	5456.32	2220.68	22943.18	22943.18	5224.76	-2967.36	16129.20	36149.38
24	23	1	9.61	288.41	2343.09	0.00	563621.51	0.00	25.00	5401.99	5426.99	2243.84	22819.28	22819.28	5184.68	-2862.91	15953.53	37704.62
25	24	1	9.56	286.86	2338.49	0.00	586651.00	0.00	25.00	5372.82	5397.82	2267.50	22696.06	22696.06	5144.60	-2759.04	15777.86	39259.86
											145720.784	158.50%	55742.77	119555.35	41357.42	157%		
											\$ 132,588.34							
											4.67							

INVERSION TOTAL 24 MESES	\$ 145,720.78
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	159%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	157%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VNA)	\$ 132,588.34
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VNA)	\$ 430,287.57
BENEFICIO/COSTO	4.67

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Producción diaria (deducción del 0,0054 mensual) BPPD	Producción mensual con deducción del 6,5% anual (deducción del 0,0054 mensual) BPPD	Ingresos totales acumulados \$USD	Ingresos totales acumulados USD	Costos de implementación del sistema Mantenimiento	Porcentaje de Contingencia 25%	Costos de Inspección Mensual 2 veces por Mes	Costos operativos 36,00 \$/Bbl	Egreso total/mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales acumulados (USD)	Egresos totales acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Salud financiera de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	1	0.00	0.00	-	1000.00	2500.00	2500.00	25.00	0	12300.00	-12500.00	-	-12500.00	-12500.00	-12500.00	-12500.00
2	1	1	3.55	0.650	8320.00	8320.00	0.00	0.00	25.00	194.75	2019.75	650.26	8426.28	8426.28	-1050.47	6428.75	-4071.25
3	2	1	3.53	0.552	8475.99	16995.99	0.00	0.00	25.00	1983.97	2008.97	6465.02	8380.78	1807.06	-8515.60	6391.90	322.66
4	3	1	3.51	0.535	8426.23	25422.22	0.00	0.00	25.00	1973.26	1998.26	6429.97	8335.52	2510.28	-6339.32	6350.24	681.90
5	4	1	3.49	0.478	8382.72	33804.94	0.00	0.00	25.00	1962.60	1987.60	6395.12	8290.51	3343.09	-1967.28	6324.77	1306.67
6	5	1	3.47	0.422	8337.45	42142.40	0.00	0.00	25.00	1952.01	1977.01	6360.45	8245.74	4168.83	-1955.26	6290.48	1927.15
7	6	1	3.46	0.366	8292.43	50434.83	2300.00	0.00	25.00	1941.47	2096.47	6095.97	8201.21	4988.05	-212.30	6229.41	2526.06
8	7	1	3.44	0.310	8247.65	58682.48	0.00	0.00	25.00	1930.98	1955.98	6291.67	8156.93	5808.97	-1934.47	6187.73	3158.52
9	8	1	3.42	0.254	8203.11	66885.60	0.00	0.00	25.00	1920.58	1945.58	6237.56	8112.88	6619.85	-1924.15	6155.17	3737.25
10	9	1	3.40	0.199	8158.82	75944.41	0.00	0.00	25.00	1910.18	1935.18	6232.63	8069.07	74218.92	1913.90	6121.80	4389.22
11	10	1	3.38	0.143	8114.76	83191.17	0.00	0.00	25.00	1899.87	1924.87	6189.89	8025.30	8224.42	1905.69	6121.80	5004.23
12	11	1	3.36	0.088	8070.94	91230.11	0.00	0.00	25.00	1889.61	1914.61	6156.33	7982.16	9026.58	1893.55	6086.61	5602.84
13	12	1	3.34	0.034	8027.36	99257.47	2300.00	0.00	25.00	1879.41	2134.41	5929.95	7939.06	9816.64	2110.95	6048.13	6190.97
14	13	1	3.33	99.80	7984.01	107241.48	0.00	0.00	25.00	1869.26	1894.26	6097.75	7896.19	10660.82	1873.42	6022.77	67953.73
15	14	1	3.31	99.26	7940.90	115182.38	0.00	0.00	25.00	1859.16	1884.16	6067.73	7853.55	113915.37	1865.44	5990.11	73943.84
16	15	1	3.29	98.73	7898.02	123080.39	0.00	0.00	25.00	1849.12	1874.12	6038.99	7811.44	121726.51	1853.51	5957.63	79901.47
17	16	1	3.27	98.19	7855.37	130955.76	0.00	0.00	25.00	1839.14	1864.14	5991.23	7768.96	129495.46	1843.63	5925.32	85026.80
18	17	1	3.26	97.66	7812.95	138748.70	0.00	0.00	25.00	1829.21	1854.21	5958.74	7727.00	137222.47	1833.81	5893.19	91719.99
19	18	1	3.24	97.13	7770.76	146519.46	2300.00	0.00	25.00	1819.33	2074.33	5966.43	7685.28	144907.75	2051.51	2553.99	97533.76
20	19	1	3.22	96.61	7728.79	154248.26	0.00	0.00	25.00	1809.50	1844.50	5894.29	7643.78	152551.53	1814.32	2468.31	103183.21
21	20	1	3.20	96.09	7687.06	161935.32	0.00	0.00	25.00	1799.73	1824.73	5862.33	7602.50	160340.03	1804.66	2612.97	108981.06
22	21	1	3.19	95.57	7645.55	169800.87	0.00	0.00	25.00	1790.01	1815.01	5830.54	7561.45	167715.48	1795.05	2798.02	114747.46
23	22	1	3.17	95.05	7604.26	177185.13	0.00	0.00	25.00	1780.35	1805.35	5798.92	7520.62	175236.09	1785.49	2975.51	120482.58
24	23	1	3.15	94.54	7563.20	184748.33	0.00	0.00	25.00	1770.73	1795.73	5767.47	7480.01	182716.10	1775.98	3159.49	126186.61
25	24	1	3.13	94.03	7522.36	192270.69	2300.00	0.00	25.00	1761.17	2016.17	5506.19	7439.61	190155.71	1993.99	3352.49	131632.22
											570192052	51.37%	182716.10	31529.49	126186.61	51%	
													\$ 35,618.32			5.80	

INVERSION TOTAL USD 24 MESES	\$ 57,019.20
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	51%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	51%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VNA)	\$ 35,618.32
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VNA)	\$ 131,632.22
BENEFICIO/COSTO	5.80

PRODUCCIÓN POZO PAC5		CALCULO VAN - TIR		PRODUCCIÓN POZO PAC4		PRODUCCIÓN DE POZO MATACHAVITO		COSTO DE MANTENIMIENTO		COSTO DE BARRIL \$ 90.00		COSTO OPERATIVO		TOTAL DE PRODUCCION DIARIA		2.69		
		25		25		90.00		230		18.73		2.69						
Columna1	Columna2	Columna3	Columna4	Columna5	Columna6	Columna7	Columna8	Columna9	Columna10	Columna11	Columna12	Columna13	Columna14	Columna15	Columna16	Columna17	Columna18	Columna19
Meses	Periodo	Numero de pozos producidos en cada mes	Produccion diaria (definicion del 0.0054 mensual) BPPD	Produccion mensual con definicion del 6.5% anual (definicion de 0.0054 mensual) BPPD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementacion del sistema M anteamiento	Costos de contingencia 25%	Costos de Inyeccion Mensual 2 veces por Mes	Costos operativos 3600\$/Bbl	Egreso total /mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados con 0.011% mensual (Dolares)	Flujo de caja actualizado	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)	
1	0	1	0.00	-	-	10000.00	2300.00	25.00	0.00	12500.00	-12500.00	-	-12500.00	-12500.00	-12500.00	-12500.00	-12500.00	
2	1	1	2.69	80.70	7263.00	7263.00	0.00	25.00	1515.51	1536.51	5726.49	7183.11	7183.11	1519.61	-10980.34	5663.50	-6836.50	
3	2	1	2.68	80.26	7223.78	14486.78	0.00	25.00	1503.55	1528.55	5695.43	7144.32	14327.43	1511.54	-9468.85	5632.78	-1203.72	
4	3	1	2.66	79.83	7184.77	21671.55	0.00	25.00	1492.33	1520.23	5664.54	7105.74	21433.16	1503.51	-7963.33	5602.23	4993.51	
5	4	1	2.65	79.40	7145.97	28817.52	0.00	25.00	1481.14	1512.16	5633.82	7067.37	28500.53	1495.52	-6469.82	5571.85	9770.35	
6	5	1	2.63	78.97	7107.39	35924.91	0.00	25.00	1470.13	1503.13	5603.26	7029.20	35529.74	1487.58	-4982.24	5541.62	1511.98	
7	6	1	2.62	78.54	7069.01	42993.92	230.00	25.00	1471.14	1504.87	5542.87	6991.25	42520.98	1471.82	-3275.08	5284.10	20796.07	
8	7	1	2.60	78.12	7030.83	50024.75	0.00	25.00	1463.19	1488.19	5542.64	6953.49	49474.48	1471.82	-1803.27	5481.67	26277.74	
9	8	1	2.59	77.70	6992.87	57017.61	0.00	25.00	1455.24	1480.24	5512.57	6915.94	56390.42	1466.01	-339.24	5451.93	31279.68	
10	9	1	2.58	77.28	6955.10	63972.72	0.00	25.00	1447.43	1472.43	5482.67	6878.60	63599.02	1456.24	1116.98	5422.36	37152.04	
11	10	1	2.56	76.86	6917.35	70890.27	0.00	25.00	1439.62	1464.62	5452.93	6841.45	7010.47	1445.51	2565.44	5392.95	42544.09	
12	11	1	2.55	76.45	6880.19	77770.46	0.00	25.00	1431.84	1456.84	5423.35	6804.51	76914.98	1440.82	4006.31	5363.69	47908.68	
13	12	1	2.53	76.03	6843.04	84613.50	230.00	25.00	1424.11	1449.11	5393.93	6767.77	8362.75	1430.04	5666.95	5307.12	53015.80	
14	13	1	2.52	75.62	6806.09	91419.59	0.00	25.00	1416.42	1441.42	5364.66	6731.22	90413.97	1425.57	7092.52	5306.65	5821.45	
15	14	1	2.51	75.21	6769.33	98188.92	0.00	25.00	1408.77	1433.77	5335.56	6694.81	97108.84	1418.00	8510.52	5276.87	6398.32	
16	15	1	2.49	74.81	6732.78	104921.70	0.00	25.00	1401.17	1426.17	5306.61	6658.72	103767.56	1410.48	9921.00	5248.24	68846.56	
17	16	1	2.48	74.40	6696.42	111618.12	0.00	25.00	1393.60	1418.60	5277.82	6622.76	110900.32	1403.00	11323.94	5219.77	74066.33	
18	17	1	2.47	74.00	6660.26	118278.39	0.00	25.00	1386.07	1411.07	5249.19	6587.00	116977.32	1395.55	12719.53	5191.45	79257.78	
19	18	1	2.45	73.60	6624.30	124902.68	230.00	25.00	1378.54	1403.54	5220.71	6551.43	12528.75	1388.02	14335.11	4935.81	84933.59	
20	19	1	2.44	73.21	6588.53	131491.21	0.00	25.00	1371.15	1396.15	5192.38	6516.05	130444.80	1380.79	15715.98	5135.26	89238.85	
21	20	1	2.43	72.81	6552.95	138044.15	0.00	25.00	1363.74	1388.74	5164.21	6480.87	136255.67	1373.47	17089.42	5107.40	94456.25	
22	21	1	2.41	72.42	6517.56	144561.72	0.00	25.00	1356.38	1381.38	5136.18	6445.87	142971.54	1366.18	18455.60	5079.69	99515.94	
23	22	1	2.40	72.03	6482.37	151044.08	0.00	25.00	1349.05	1374.05	5108.31	6411.06	149382.60	1358.94	19844.54	5062.12	104868.06	
24	23	1	2.39	71.64	6447.36	157491.45	0.00	25.00	1341.77	1366.77	5080.59	6376.44	155759.04	1351.73	21166.27	5024.71	109927.77	
25	24	1	2.38	71.25	6412.55	163903.99	230.00	25.00	1334.52	1359.52	4824.02	6342.01	162101.05	1342.01	22738.31	4769.97	114824.74	
											46540.71966	45.16%	155759.04	21166.27	109592.77	48%		
											\$ 30,011.11							
											7.36							

INVERSION TOTAL USD 24 MESES	\$ 46,540.72
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	45%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	45%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VAN)	\$ 30,011.11
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VNA)	\$ 114,362.74
BENEFICIO/COSTO	7.36

Meses	Columna1	Columna2	Columna3	Columna4	Columna5	Columna6	Columna7	Columna8	Columna9	Columna10	Columna11	Columna12	Columna13	Columna14	Columna15	Columna16	Columna17	Columna18	Columna19
Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Producción diaria (declinación del 0.0054 mensual) BPPD	Producción mensual con declinación del 6.5% anual (declinación del 0.0054 mensual) BPPD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementación del sistema de mantenimiento	Porcentaje de Contingencia 25%	Costos de Inspección Mensual 2 veces por Mes	Costos operativos 36,00\$/Bbl	Egreso total mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizado con 0.01% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)			
1	0	0.00	-	-	10000.00	2500.00	0	0	12500.00	-12500.00	-	-12500.00	-12500.00	-12500.00	-12500.00	-12500.00			
2	1	10.83	324.90	2924.10	0.00	0.00	25.00	6083.38	6110.38	23130.62	28919.35	6043.16	28919.35	6043.16	22876.19	10376.19			
3	2	10.77	323.15	2903.11	0.00	0.00	25.00	6052.58	6077.52	22955.58	28763.18	5762.53	28763.18	446.17	22752.52	33128.71			
4	3	10.71	321.40	28926.05	0.00	0.00	25.00	6019.83	6044.83	22881.22	28607.86	86290.40	5978.34	532.17	22629.52	57582.33			
5	4	10.66	319.66	28769.85	0.00	0.00	25.00	5987.33	6012.33	22757.52	28453.38	114745.78	5946.19	11478.38	22507.19	78265.42			
6	5	10.60	317.94	28614.49	0.00	0.00	25.00	5954.99	5979.99	22644.50	28299.73	143943.51	5914.21	17392.57	22385.52	100690.94			
7	6	10.54	316.22	28459.97	230.00	0.00	25.00	5922.84	6177.84	22528.14	28146.91	171904.42	6109.88	23502.45	22037.05	122687.97			
8	7	10.48	314.51	28306.26	0.00	0.00	25.00	5890.85	5984.04	22390.44	27994.92	199185.35	5850.78	2933.28	22144.14	144832.12			
9	8	10.43	312.82	28153.44	0.00	0.00	25.00	5859.04	5884.04	22269.39	27843.75	279207.09	5819.52	35172.55	22024.43	166865.55			
10	9	10.37	311.13	28001.41	0.00	0.00	25.00	5827.40	5824.40	22149.00	27693.39	254722.49	5788.03	40960.57	21905.36	188761.91			
11	10	10.31	309.45	27850.20	0.00	0.00	25.00	5795.94	5820.94	22029.26	27543.85	262266.33	5756.91	46717.48	21786.94	210548.85			
12	11	10.26	307.78	27699.81	0.00	0.00	25.00	5764.64	5789.64	21910.17	27395.11	308661.44	5725.95	52443.48	21669.16	232180.01			
13	12	10.20	306.11	27550.23	230.00	0.00	25.00	5733.51	5988.51	21786.17	27247.18	336908.62	5692.64	58366.07	21524.54	253425.55			
14	13	10.15	304.46	27401.46	0.00	0.00	25.00	5702.55	5727.55	21673.91	27100.04	366008.66	5664.54	64010.61	21435.50	274970.05			
15	14	10.09	302.82	27253.49	0.00	0.00	25.00	5671.75	5696.75	21556.74	26953.70	396962.37	5634.09	69664.70	21319.61	296297.66			
16	15	10.04	301.18	27106.32	0.00	0.00	25.00	5641.13	5666.13	21440.20	26808.15	417700.52	5603.80	75268.59	21204.35	317502.02			
17	16	9.99	299.55	26959.95	0.00	0.00	25.00	5610.66	5635.66	21324.28	26663.39	444433.91	5573.67	80842.17	21089.72	338591.73			
18	17	9.93	297.94	26814.36	0.00	0.00	25.00	5580.37	5605.37	21209.00	26519.41	470953.31	5543.71	86385.88	20975.70	359567.43			
19	18	9.88	296.33	26669.57	0.00	0.00	25.00	5550.23	5575.23	21094.33	26376.20	497329.51	5513.88	92127.28	20864.43	380202.26			
20	19	9.82	294.73	26525.55	0.00	0.00	25.00	5520.26	5545.26	20980.29	26233.77	523565.28	5484.26	97611.52	20749.51	400951.76			
21	20	9.77	293.14	26382.31	0.00	0.00	25.00	5490.45	5515.45	20866.86	26092.11	549655.39	5454.78	103066.39	20637.32	421580.09			
22	21	9.72	291.55	26239.85	0.00	0.00	25.00	5460.80	5485.80	20754.04	25951.21	576066.60	5425.46	108491.74	20525.75	442114.84			
23	22	9.67	289.98	26098.15	0.00	0.00	25.00	5431.32	5456.32	20641.84	25811.07	601417.67	5396.30	113888.09	20414.78	462529.61			
24	23	9.61	288.41	25957.22	0.00	0.00	25.00	5401.99	5426.99	20530.24	25671.09	627089.37	5367.29	119253.35	20304.40	482834.02			
25	24	9.56	286.86	25817.05	230.00	0.00	25.00	5372.82	5677.82	20419.24	25533.07	653022.43	5338.07	124821.28	19867.16	502801.17			
											145720.7784	184.530%	627089.37	119255.35	482834.02	182%			
											\$ 156,132.69								
											5.26								

INVERSION TOTAL USD 24 MESES	\$ 145,720.78
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	184%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	182%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VAN)	\$ 156,132.69
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VAN)	\$ 502,801.17
BENEFICIO/COSTO	5.26

PRODUCCIÓN POZO PAC 5
 CALCULO VAN - TIR
 PRODUCCIÓN POZO PAC 42
 COSTO DE INSPECCION MENSUAL 25
 PRODUCCION DE POZO MATACHIVATO
 COSTO DE BARRIL \$ 90.00
 COSTO DE MANTENIMIENTO 230.0
 COSTO OPERATIVO \$ 18.73
 TOTAL DE PRODUCCION DIARIA 3.55
 PRODUCCION POZO PAC 42 3.55
 TOTAL DE PRODUCCION DIARIA 3.55

Meses	Columna2	Columna3	Columna4	Columna5	Columna6	Columna7	Columna8	Columna9	Columna10	Columna11	Columna12	Columna13	Columna14	Columna15	Columna16	Columna17	Columna18	Columna19	
1	0	0.00	0.00	0.00	-	-	10000.00	250.00	0	12500.00	-12500.00	-12500.00	-	-	-12500.00	-12500.00	-12500.00	-12500.00	
2	1	3.55	106.50	9585.00	9585.00	0.00	25.00	1944.75	2019.75	9479.57	7562.24	9479.57	9479.57	9479.57	1997.53	-10502.47	7482.04	-5017.96	
3	2	3.53	105.92	9533.24	191182.4	0.00	25.00	1983.97	2008.97	9428.38	7524.27	9428.38	18907.94	1986.87	-4515.60	7411.50	2423.54	9824.72	
4	3	3.51	105.35	9481.76	286000.0	0.00	25.00	1973.26	1998.26	9374.46	7465.50	9374.46	28205.40	1976.28	-6539.32	7401.18	9824.72	9824.72	
5	4	3.49	104.78	9430.56	380035.4	0.00	25.00	1962.60	1987.60	9226.82	7442.94	9226.82	37612.23	1965.74	-4573.38	7361.08	17185.80	17185.80	
6	5	3.47	104.22	9379.63	474102.0	0.00	25.00	1952.01	1977.01	9076.46	7402.63	9076.46	46888.69	1955.26	-2618.32	7321.20	24507.00	24507.00	
7	6	3.46	103.66	9328.98	567391.8	290.00	25.00	1941.47	2196.47	8726.54	7132.52	8726.54	56115.06	2172.30	-446.01	7054.06	31561.07	31561.07	
8	7	3.44	103.10	9278.61	660779.6	0.00	25.00	1930.98	1955.98	8329.63	7322.63	8329.63	65291.60	1934.47	1488.45	7242.08	38803.14	38803.14	
9	8	3.42	102.54	9228.50	752429.4	0.00	25.00	1920.55	1945.55	7829.95	7282.95	7829.95	74418.59	1924.15	3412.64	7202.84	46065.98	46065.98	
10	9	3.40	101.99	9178.67	842409.6	0.00	25.00	1910.18	1935.18	7204.24	7204.24	7204.24	83496.29	1915.90	5326.50	7163.81	53169.79	53169.79	
11	10	3.38	101.43	9129.11	935540.7	0.00	25.00	1899.87	1924.87	6503.37	7097.75	6503.37	92524.98	1905.69	7230.20	7124.99	60284.78	60284.78	
12	11	3.36	100.89	9079.81	1026338.8	0.00	25.00	1889.61	1914.61	5802.88	7062.20	5802.88	101504.91	1895.55	9123.74	7062.38	67391.16	67391.16	
13	12	3.34	100.34	9030.78	11166466.6	290.00	25.00	1879.41	2134.41	5092.31	7030.57	5092.31	119319.55	1891.42	11234.67	6820.51	74201.67	74201.67	
14	13	3.33	99.80	8982.01	12064667.6	0.00	25.00	1869.26	1894.26	4381.84	7000.35	4381.84	128154.79	1883.44	13108.09	7000.79	81211.46	81211.46	
15	14	3.31	99.26	8933.51	1298001.7	0.00	25.00	1859.16	1884.16	3671.15	6973.15	3671.15	136942.32	1875.51	16825.03	6942.02	95172.29	95172.29	
16	15	3.29	98.73	8885.27	1386454.4	0.00	25.00	1849.12	1874.12	2960.88	6945.34	2960.88	145682.40	1867.63	18668.67	6894.44	102013.73	102013.73	
17	16	3.27	98.19	8837.29	1473027.3	0.00	25.00	1839.14	1864.14	2250.39	6918.31	2250.39	154752.28	1859.75	20502.48	6859.07	108822.80	108822.80	
18	17	3.26	97.66	8789.57	1560922.9	0.00	25.00	1829.21	1854.21	1547.77	6891.77	1547.77	163021.22	1851.51	22488.31	6824.32	115467.23	115467.23	
19	18	3.24	97.13	8742.10	1648343.9	290.00	25.00	1819.33	2074.33	899.25	6865.34	899.25	171020.47	1843.32	24488.31	6784.93	122252.16	122252.16	
20	19	3.22	96.61	8694.89	1735292.9	0.00	25.00	1809.50	1834.50	217.77	6838.21	217.77	180173.28	1835.81	26172.97	6748.15	129000.31	129000.31	
21	20	3.20	96.09	8647.94	1821772.3	0.00	25.00	1799.73	1824.73	104.66	6811.11	104.66	188679.91	1827.65	27988.02	6711.58	135711.89	135711.89	
22	21	3.19	95.57	8601.24	1907784.7	0.00	25.00	1790.01	1815.01	1788.49	6784.51	1788.49	197140.60	1815.01	29753.51	6675.20	142387.09	142387.09	
23	22	3.17	95.05	8554.89	1993332.7	0.00	25.00	1780.35	1805.35	1415.01	6757.85	1415.01	205555.61	1805.35	31529.49	6639.02	149036.12	149036.12	
24	23	3.15	94.54	8508.60	2078418.7	0.00	25.00	1770.73	1795.73	1161.17	6731.17	1161.17	213925.17	1795.73	33523.49	6575.57	155401.69	155401.69	
25	24	3.13	94.03	8462.65	2163045.2	290.00	25.00	1761.17	205555.61	57019.2052	59.91%	57019.2052	31529.49	149026.12	31529.49	149026.12	31529.49	31529.49	
																		\$ 43,335.99	6.52
																		\$ 57,019.20	60%
																		\$ 43,335.99	59%
																		\$ 155,401.69	6.52

INVERSION TOTAL USD 24 MESES	\$ 57,019.20
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	60%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	59%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VNA)	\$ 43,335.99
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VNA)	\$ 155,401.69
BENEFICIO /COSTO	6.52

AMORTIZACIÓN

PRÉSTAMO	12500.00	POR CADA POZO	MENSUAL
INTERÉS	11%	0.9167%	
TIEMPO	24	MESES	

$$CF = CAPITAL FIJO = \frac{PRÉSTAMO}{i \cdot (1 - (1 + i)^{-n})}$$

CÁLCULO:	
(1+i) ⁻ⁿ = A	0.803323496
A/i	21.455618598
CF	582.5979775

	CAPITAL	12500.00		
MESES	INTERÉS	CUOTA	AMORTIZACIÓN	CAPITAL
1	114.58	468.01	582.60	12031.99
2	110.29	472.30	582.60	11559.68
3	105.96	476.63	582.60	11083.05
4	101.59	481.00	582.60	10602.04
5	97.19	485.41	582.60	10116.63
6	92.74	489.86	582.60	9626.77
7	88.25	494.35	582.60	9132.42
8	83.71	498.88	582.60	8633.53
9	79.14	503.46	582.60	8130.07
10	74.53	508.07	582.60	7622.00
11	69.87	512.73	582.60	7109.27
12	65.17	517.43	582.60	6591.84
13	60.43	522.17	582.60	6069.67
14	55.64	526.96	582.60	5542.71
15	50.81	531.79	582.60	5010.92
16	45.93	536.66	582.60	4474.26
17	41.01	541.58	582.60	3932.67
18	36.05	546.55	582.60	3386.12
19	31.04	551.56	582.60	2834.57
20	25.98	556.61	582.60	2277.95
21	20.88	561.72	582.60	1716.23
22	15.73	566.87	582.60	1149.37
23	10.54	572.06	582.60	577.31
24	5.29	577.31	582.60	0.00
TOTALES	1482.35	12500.00	13982.35	