



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE
“SANTA ELENA”**

**ESCUELA DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“REDISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO
MECÁNICO, MEDIANTE EL ESTUDIO DE FACTORES MECÁNICOS Y
PETROFÍSICOS PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN EL
CAMPO PACOA BLOQUE 1 OPERADO POR EP PETROAMAZONAS”.**

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

**AUTORES:
CHILUIZA VERA WENDY EVELYN
ROSALES GONZABAY JOSÉ ANDRÉS**

**TUTOR:
ING. RAUL MORGNER**

LA LIBERTAD – ECUADOR

2013

**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**REDISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO
MECÁNICO, MEDIANTE EL ESTUDIO DE FACTORES MECANICOS Y
PETROFISICOS PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCION EN EL
CAMPO PACOA BLOQUE 1 OPERADO POR EP PETROAMAZONAS.**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTORES: WENDY EVELYN CHILUIZA VERA
JOSE ANDRES ROSALES GONZABAY

TUTOR: ING. RAUL MORGNER

LA LIBERTAD – ECUADOR

2013

La Libertad, 27 de mayo del 2013

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de **Tutor** de la Tesis de Grado “**REDISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECÁNICO, MEDIANTE EL ESTUDIO DE FACTORES MECÁNICOS Y PETROFÍSICOS PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO PACOA BLOQUE 1 OPERADO POR EP PETROAMAZONAS**” realizada por los Sres. WENDY EVELYN CHILUIZA VERA Y JOSE ANDRES ROSALES GONZABAY, egresados de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería.

Pongo en conocimiento que he revisado la Tesis de Grado y que se han realizado las correcciones pertinentes, por lo tanto sugiero se dé trámite favorable para que los mencionados estudiantes realicen su defensa de la indicada Tesis.

Atentamente

.....
Ing. Raúl Morgner Mangold.

TUTOR



Laura Alexandra Zambrano Rodríguez

MAGISTER EN DISEÑO Y EVALUACION
DE MODELOS EDUCATIVOS

CERTIFICADO:

Certifico haber realizado la revisión gramatológica del trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo correspondiente al **REDISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECÁNICO, MEDIANTE EL ESTUDIO DE FACTORES MECÁNICOS Y PETROFÍSICOS PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO PACOA BLOQUE 1 OPERADO POR EP PETROAMAZONAS**, de los Señores CHILUIZA VERA WENDY Y ROSALES GONZABAY JOSÉ, de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, la misma que cumple con los parámetros gramaticales.

Atentamente

Lcda. Laura Zambrano Rodríguez

**MAGISTER EN DISEÑO Y EVALUACION
DE MODELOS EDUCATIVOS**

CONTENIDO

APROBACIÓN DE TUTOR.....	IV
CERTIFICADO GRAMATOLÓGICO.....	V
CONTENIDO.....	VI
DECLARACIÓN EXPRESA.....	VII
AGRADECIMIENTO.....	VIII
AGRADECIMIENTO.....	IX
DEDICATORIA.....	X
DEDICATORIA.....	XI
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN.....	XII
INDICE GENERAL.....	XIII
INDICE DE TABLAS.....	XVII
INDICE DE FIGURAS.....	XIX
INDICE DE ANEXOS.....	XXI
SIMBOLOGIA.....	XXIII
RESUMEN.....	XXV

DECLARACIÓN EXPRESA

Nosotros CHILUIZA VERA WENDY EVELYN y JOSÉ ANDRÉS ROSALES GONZABAY declaramos bajo juramento que el presente trabajo aquí descrito es de nuestra autoría, que no ha sido desarrollado para ningún grado de tesis en la Unidad Académica de la Facultad de Ciencias de Ingeniería de la Carrera de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

El tema de investigación lleva por título **“REDISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECÁNICO, MEDIANTE EL ESTUDIO DE FACTORES MECANICOS Y PETROFISICOS PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO PACOA BLOQUE 1 OPERADO POR EP PETROAMAZONAS”** el mismo que ha sido desarrollado con la finalidad de incrementar la eficiencia en el sistema de producción por bombeo mecánico del Campo Pacoa, mediante el rediseño del sistema artificial por bombeo mecánico.

JUNIO DEL 2013

AGRADECIMIENTO

En este trabajo de tesis me gustaría agradecerle a Dios por encaminar mi vida y poner en ella personas de vital importancia como mis padres a ellos no solamente les debo el presente trabajo sino todo lo que soy como persona, a su labor como padres que más allá de ser una labor de responsabilidad ha sido un trabajo de amor.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, a maestros, compañeros y todos aquellos que han formado parte de estos años de estudio. A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero por permitirnos el desarrollo del presente trabajo; en especial al Ing. Juan Pablo Freire Caiza por toda la colaboración brindada ya que sin su valiosa cooperación no hubiese sido posible finalizar con éxito.

Al Ing. Raúl Morgner por su intervención oportuna en este proceso.

WENDY E. CHILUIZA VERA

AGRADECIMIENTO

El desarrollo de este trabajo no hubiese sido posible realizar si no es por el apoyo de grandes personas como mis padres, gracias por haber estado conmigo en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante y por haber hecho de mí una persona de bien, y a mi esposa que me acompaño en este largo trayecto alentándome con su amor y estimulándome día a día.

A los ingenieros Raúl Morgner y Juan Freire Caiza, un especial agradecimiento por su intervención en un momento crucial para el desarrollo de este trabajo, por colaborar con la orientación necesaria y el enfoque requerido para culminar esta tesis.

JOSÉ ANDRÉS ROSALES GONZABAY

DEDICATORIA

A los seres imprescindibles de mi vida, mis padres, por su amor, sus cuidados y su apoyo incondicional, éste trabajo y todo lo que logré en todos los aspectos de mi vida se los debo a ustedes.

WENDY CHILUIZA VERA

DEDICATORIA

A mis padres que gracias a su confianza y ayuda incondicional supieron guiarme y hacer de mí un hombre de bien y poder así culminar esta etapa de mi vida profesional.

A mi esposa; gracias por su apoyo sincero y absoluto en los momentos más difíciles de mi vida, siendo el soporte necesario para seguir en pie. Gracias por ser mi compañera y darme la familia que siempre soñé.

A mis hijos que son la luz de mis ojos y la fuerza que me impulsa a seguir. Por Uds. y para Uds. seguiré creciendo como persona, padre, amigo y profesional y de esta manera darles la estabilidad emocional y seguridad que necesita todo hogar.

JOSÉ ANDRÉS ROSALES GONZABAY

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

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

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

Ing. Carlos Portilla Lazo
PROFESOR DEL ÁREA

Ing. Raúl Morgner, MSc.
TUTOR DE TESIS

Abg. Milton Zambrano Coronado, MSc.
SECRETARIO GENERAL – PROCURADOR

INDICE GENERAL

CAPITULO I

1.1 Reseña histórica	1
1.2. Ubicación	2
1.3. Estratigrafía y litología de la zona de interés	3
1.4. Geología	3
1.4.1. Niveles productores	8
1.5. Análisis de presiones	11
1.6. Productividad de los yacimientos	12
1.6.1.1. Cálculo del poes	13
1.7. Producción	13
1.7.1. Producción por yacimiento	14
1.8. Facilidades de superficie	15
1.8.1. Estación norte	16
1.8.2. Estación central	18
1.8.3. Estación sur	20
1.9. Reinyección de agua	22
1.10. Recolección de petróleo	23
1.11. Transporte y fiscalización del crudo	24

CAPITULO II

2.1. Antecedentes	25
2.2. Equipo de subsuelo de bombeo mecánico	26
2.2.1. Tubería de producción	26
2.2.1.1. Especificación de la tubería de producción	27
2.2.2. Varillas de succión	28
2.2.2.1. Tipos de varillas de succión	29
2.2.2.1.1. Varillas tipo API	29
2.2.2.1.2. Varillas No API	30
2.2.2.2. Diagrama de Goodman	32
2.2.3. Bombas de subsuelo	33
2.2.3.1. Componentes de la bomba de subsuelo	33
2.2.3.2. Funcionamiento	34
2.2.3.3. Tipo de bombas	35
2.2.3.3.1. Bombas de varillas	35
2.2.3.3.2. Bombas de tubería	36

2.2.3.3.3. Bombas SIS	37
2.2.3.4. Nomenclatura de las bombas	38
2.2.4. Ancla de gas o separadores de gas	40
2.2.4.1. Funcionamiento	40
2.2.4.2. Tipo de anclas de gas	41
2.2.4.3. Especificación de las anclas de gas	42
2.2.5. Anclas de tubería	44
2.3. Equipo de superficie de bombeo mecánico	45
2.3.1. Instalación en superficie	45
2.3.2. Unidad de bombeo	46
2.3.2.1. Tipo de unidades de bombeo	46
2.3.2.1.1. Unidades de bombeo mecánico API	46
2.3.2.1.2. Unidades hidráulicas	50
2.3.2.1.3. Unidades rotativas	51
2.3.2.1.4. Otro tipo de unidades de bombeo mecánico	51
2.3.2.2. Descripción y especificación de la unidad de bombeo	52
2.3.3. Motor de la unidad	55
2.3.3.1. Motor de combustión interna	55
2.3.3.2. Motores eléctricos	55
2.3.3.3. Especificaciones de motores	56
2.3.4. Cabezal de pozo	56
2.3.4.1. Función	58
2.3.4.2. Diseño de un cabezal	58

CAPITULO III

3.1. Equipos de medición	60
3.1.1. Dinamómetro	60
3.1.2. Echometer	64
3.1.2.1. Principio de funcionamiento del Echometer	64
3.2. Problemas más comunes en el equipo de subsuelo	66
3.3. Problemas más comunes en las varillas de succión	69
3.4. Diagrama de problemas más frecuentes	71
3.4.1. Pozos sin inconvenientes	72
3.4.2. Pozos con alta producción de gas (gas lock)	74
3.4.3. Pozos con crudos viscosos	75
3.4.4. Pozos agitados	75
3.4.5. Pozos con producción a tasa máxima	76

3.4.6. Pozos con fluidos de baja viscosidad	77
3.4.7. Pozos con cabillas partidas cuando el pozo está bombeando	77
3.4.8. Pozos con cabillas partidas cuando el pozo no está bombeando	78
3.4.9. Pozos con válvula viajera dañada	79
3.4.10. Pozo con válvula fija dañada	79
3.4.11. Pozo con fuga en la tubería o niple de asentamiento	80
3.4.12. Pozos con alto manejo de arena	81
3.4.13. Pozos con daño en el balancín	81
3.5. Toma e interpretación de los niveles de fluido	82
3.6. Estadística de los problemas del campo	84

CAPITULO IV

4.1. Análisis técnico para el rediseño del sistema de bombeo mecánico de los pozos	85
4.1.1. Pozos seleccionados para el rediseño	85
4.2. Procedimiento del diseño de bombeo mecánico	86
4.2.1. Diseño de las sartas de varillas	86
4.2.2. Factores que contribuyen a formar la carga total de la varilla	87
4.2.3. Diseño de la bomba	88
4.2.4. Carrera efectiva del émbolo	89
4.2.5. Ajuste del pistón	89
4.2.6. Reducción de velocidad y tamaño de las poleas	90
4.3. Método API RP 11L	90
4.3.1. Cálculos para la tubería de producción desanclada	91
4.3.2. Cálculo de las características de operación	94
4.4. Análisis de los pozos seleccionados del campo Pacoa	96
4.4.1. Evaluación técnica de los resultados obtenidos	96
4.4.1.1. Análisis del pozo Pacoa 04	96
4.4.1.2. Análisis del pozo Pacoa 05	98
4.4.1.3. Análisis del pozo Pacoa 09	100
4.4.1.4. Análisis del pozo Pacoa 10	102
4.4.1.5. Análisis del pozo Pacoa 30	104
4.4.1.6. Análisis del pozo Pacoa 36	106
4.4.1.7. Análisis del pozo Pacoa 40	108
4.4.1.8. Análisis del pozo Pacoa 41	110
4.4.1.9. Análisis del pozo Pacoa 42	112

CAPITULO V

5.1. ANÁLISIS ECONOMICO	114
5.1.1. Cálculo preciso de los costos financieros	114
5.1.2. Cálculo preciso de los beneficios financieros	114
5.1.3. Demostración de la viabilidad y sostenibilidad financieras	115
5.1.4. Evaluación de los costos y beneficios sociales	115
5.2. Costo beneficio del proyecto	115
5.3. Costos	116
5.3.1. Costos directos	117
5.3.2. Costos indirectos	117
5.3.3. Costos fijos	117
5.3.4. Costos variables	117
5.3.5. Utilidad	118
5.3.6. Inversiones	118
5.3.7. Tiempo de recuperación de la inversión	118
5.3.8. Criterios de cálculos	119
5.3.9. Criterios de decisión	119
5.4. Costos Estimados	120

CAPITULO VI

6.1. CONCLUSIONES	123
6.2. RECOMENDACIONES	124
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	175

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Niveles Productores Campo Pacoa	4
Tabla 1.2. Columna Estratigráfica Del Campo Pacoa	7
Tabla 1.3. Parámetros Petrofísicos de los niveles productores	11
Tabla 1.4. Análisis PVT de los niveles productores del Campo Pacoa	11
Tabla 1.5. Presiones de los niveles productores del Campo Pacoa	12
Tabla 1.6. Estimación de las reservas del Campo Pacoa	13
Tabla 2.1. Especificación de la tubería de producción	27
Tabla 2.2. Especificación de fabricación de varillas API	29
Tabla 2.3. Especificación de las varillas	30
Tabla 2.4. Máximos esfuerzos permisibles en varillas API	32
Tabla 2.5. Nomenclatura de las bombas de subsuelo	38
Tabla 2.6. Partes de la bomba de subsuelo	39
Tabla 2.7. Especificación de las anclas de gas	43
Tabla 2.8. Especificación de las zapatas de anclaje tipo fricción	44
Tabla 2.9. Rango de operaciones de la unidad convencional	48
Tabla 2.10. Rango de operaciones de la unidad Mark	49
Tabla 2.11. Rango de operaciones de la unidad balanceada por aire	50
Tabla 3.1. Estadística de los problemas del campo	84
Tabla 4.1. Pozos Seleccionados para el Rediseño de Bombeo Mecánico	85

Tabla 4.2. Número de varillas	87
Tabla 4.3. Limitación del tamaño del pistón de acuerdo al tubing	88
Tabla 4.4. Datos del pozo necesarios para aplicar el método API RP 11L	91
Tabla 4.5. Datos generales del pozo Pacoa 04	96
Tabla 4.6. Datos generales del pozo Pacoa 05	98
Tabla 4.7. Datos generales del pozo Pacoa 09	100
Tabla 4.8. Datos generales del pozo Pacoa 10	102
Tabla 4.9. Datos generales del pozo Pacoa 30	104
Tabla 4.10. Datos generales del pozo Pacoa 36	106
Tabla 4.11. Datos generales del pozo Pacoa 40	108
Tabla 4.12. Datos generales del pozo Pacoa 41	110
Tabla 4.13. Datos generales del pozo Pacoa 42	112
Tabla 5.1. Costos para sacar tubería y reparación de bomba mecánica	120
Tabla 5.2. Costos para cambio de bomba reparada	121
Tabla 5.3. Costos para mejorarla eficiencia de extracción de crudo	121
Tabla 5.4. Costos para bajar bomba nueva	121
Tabla 5.5. Costos para sacar tubería para cambio de asiento de bomba	122

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Ubicación Del Campo Pacoa	2
Figura 1.2. Columna Estratigráfica del Campo Pacoa	5
Figura 1.3. Historial de Producción del Campo Pacoa	14
Figura 1.4. Estación Norte Campo Pacoa	16
Figura 1.5. Distribución de los pozos en la estación norte del campo Pacoa	17
Figura 1.6. Estación norte del Campo Pacoa	17
Figura 1.7. Estación central del Campo Pacoa	18
Figura 1.8. Distribución de los pozos en la estación central del campo Pacoa	19
Figura 1.9. Estación central del Campo Pacoa	19
Figura 1.10. Estación SUR del Campo Pacoa	20
Figura 1.11. Distribución de los pozos en la estación sur del campo Pacoa	21
Figura 1.12. Estación sur del Campo Pacoa	21
Figura 1.13. Pozo reinyector	22
Figura 1.14. Piscina recolectora de agua de formación	23
Figura 2.1. Equipo de subsuelo de bombeo mecánico	26
Figura 2.2. Unidad convencional	47
Figura 2.3. Unidad Mark	48
Figura 2.4. Unidad balanceada por aire	49
Figura 2.5. Descripción de la unidad de bombeo mecánico	52
Figura 2.6. Cabezal de pozo	59
Figura 3.1. Representación de carta dinográfica	61
Figura 3.2. Diagrama Ideal del desplazamiento de la bomba	62
Figura 3.3. Diagrama del desplazamiento de la bomba	63
Figura 3.4. Dinagrama a bajas velocidades de bombeo Carrera ascendente de la bomba	72
Figura 3.5. Dinagrama a bajas velocidades de bombeo Carrera descendente de la bomba	73
Figura 3.6. Dinagrama con una alta relación gas- liquido	73

Figura 3.7. Dinagrama con alta producción de gas	74
Figura 3.8. Dinagrama de pozos con crudos viscosos	75
Figura 3.9. Dinagrama con alta relación gas-petróleo de bombeo	75
Figura 3.10. Dinagrama de pozos con producción a tasa máxima	76
Figura 3.11. Dinagrama de pozos con fluidos de baja viscosidad	77
Figura 3.12. Dinagrama de pozos con cabillas partidas o desconectadas cuando el pozo bombea normalmente	77
Figura 3.13. Dinagrama de pozos con cabillas partidas o desconectadas cuando el pozo bombea normalmente	78
Figura 3.14. Dinagrama de pozos con válvula viajera dañada	79
Figura 3.15. Dinagrama de pozos con válvula fija dañada	79
Figura 3.16. Dinagrama de pozos con fuga en la tubería	80
Figura 3.17. Dinagrama de pozos con alto manejo de arena	81
Figura 3.18. Dinagrama de pozos con daños en el balancín	81
Figura 5.1. Curva de costos operativos	116

INDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Propiedades petrofísicas de los pozos seleccionados del Campo Pacoa	126
Anexo 2: Registro de los principales problemas en los pozos seleccionados	128
Anexo 3: Curva del comportamiento de afluencia de los pozos (IPR) representado por Vogel	
Curva IPR Pacoa 04	130
Curva IPR Pacoa 05	131
Curva IPR Pacoa 09	132
Curva IPR Pacoa 10	133
Curva IPR Pacoa 30	134
Curva IPR Pacoa 36	135
Curva IPR Pacoa 40	136
Curva IPR Pacoa 41	137
Curva IPR Pacoa 42	138
Anexo 4: Especificación de la unidad actual de pozos seleccionados y Completación de pozos seleccionados	140
Completación Pacoa 04	141
Completación Pacoa 05	142
Completación Pacoa 09	143
Completación Pacoa 10	144
Completación Pacoa 30	145
Completación Pacoa 36	146
Completación Pacoa 40	147
Completación Pacoa 41	148
Completación Pacoa 42	149
Anexo 5: Gráficos empleados en el cálculo del Método API RP 11L	
Anexo 5.1.: Combinación de varillas	151
Anexo 5.2.: Datos de la tubería	152

Anexo 5.3.: Factor de la carrera del embolo	153
Anexo 5.4.: Carga pico en la varilla pulida	154
Anexo 5.5.: Carga mínima en la varilla pulida	155
Anexo 5.6.: Torsión máxima	156
Anexo 5.7.: Potencia en la varilla pulida	157
Anexo 5.8.: Ajuste de torsión máxima para valores de $Wrf/Skr \neq 0,3$	158

Anexo 6: Selección de la Eficiencia Volumétrica: Curva SP vs SPM

Eficiencia Volumétrica Pacoa 04	160
Eficiencia Volumétrica Pacoa 05	160
Eficiencia Volumétrica Pacoa 09	161
Eficiencia Volumétrica Pacoa 10	161
Eficiencia Volumétrica Pacoa 30	162
Eficiencia Volumétrica Pacoa 36	162
Eficiencia Volumétrica Pacoa 40	163
Eficiencia Volumétrica Pacoa 41	163
Eficiencia Volumétrica Pacoa 42	164

Anexo 7: Diseño de la sarta de varilla de pozos según norma API RP 11L aplicada a tubería no anclada

Pacoa 04	166
Pacoa 05	167
Pacoa 09	168
Pacoa 10	169
Pacoa 30	170
Pacoa 36	171
Pacoa 40	172
Pacoa 41	173
Pacoa 42	174

SIMBOLOGIA

L	Profundidad del nivel del fluido medida desde superficie, ft
Psi	Libras / pulgadas cuadradas
Pb	Presión de burbuja, psi
Pwf	Presión de fuente fluyente, psi
Pwh	Presión de cabeza de pozo, psi
Pws	Presión de fondo, psi
SGfluido:	Gravedad específica del fluido
J	Comportamiento de afluencia de los pozos
Qo	Caudal de petróleo, BPPD
Qw	Caudal de agua, BAPD
Qt	Caudal Total, BFPD
Qmax.	Caudal máximo, BFPD
H	Profundidad, ft
μ m	Viscosidad de la mezcla, cp.
Sp	Carrera del émbolo, plg.
PD	Desplazamiento de la bomba, bls/día.
PPRL	Carga máxima en la varilla pulida, lbs.
MPRL	Carga mínima en la varilla pulida, lbs.
PT	Torsión máxima, lbs/plg.
PRHP	Potencia en la varilla pulida, hp.
CBE	Contrapeso requerido, lbs.
Ap	Área del émbolo plg ² .
Ar	Área de la varilla plg ² .
LT	Profundidad de la bomba, pie.
N	Velocidad de bombeo, spm.
S	Longitud de la varilla pulida, plg.
Dp	Diámetro del émbolo de la bomba, plg ² .
G	Densidad relativa del fluido.

Mr	Peso por unidad de longitud de las varillas en el aire, lbs/pie.
Er	Constante elástica de las varillas, plg/lbs.
Fc	Factor de frecuencia útil en el diseño de varillas.
Et	Constante elástica de la tubería de producción plg/lbs-pie.
Fo	Carga diferencial del fluido sobre el área total del émbolo, lbs.
Kr	Constante de resorte del total de la sarta de varillas.
1.0/Kr	Constante elástica para el total de la sarta de varillas, plg/lbs.
Skr	Libras de carga necesaria para alargar el total de la sarta de varillas una cantidad igual a la carrera de la varilla pulida, (S).
No	Frecuencia natural de la sarta de varillas de un solo diámetro, spm.
No'	Frecuencia natural de la sarta de varillas combinada, spm.
Kt	Constante de resorte de la tubería de producción no anclada.
1.0/kt	Constante elástica para la TP no anclada, plg/lbs.
Wrf	Peso total de las varillas en fluido, lbs.
Wr	Peso total de las varillas en el aire; lbs.
Ta	Factor de ajuste de torsión para valores de Wrf/Skr diferentes de 0.3.
T	Torsión en la manivela, lbs/plg.
F1	Factor de PPRL.
F2	Factor de MPRL.
F3	Factor de PRHP.

RESUMEN

En el presente trabajo de tesis se realiza el rediseño del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico teniendo como finalidad el incremento de la eficiencia en la producción para lo cual se hizo la selección de los pozos que producen por encima de tres barriles diarios.

El análisis de las condiciones actuales utilizadas en cada pozo, los problemas más frecuentes en la bomba y las varillas, el análisis de las cartas dinagráficas, la toma e interpretación de los niveles de fluido y estadísticas de los problemas del campo son la información requerida para establecer el rediseño del sistema.

Haciendo uso de la siguiente información: especificación de la unidad de bombeo, completación del pozo, parámetros de producción del pozo se realizó el diseño de la sarta de varillas del pozo según la norma API RP 11L aplicada a tubería no anclada se realizan recomendaciones de los cambios necesarios a efectuar para mejorar las condiciones de bombeo tales como: longitud de carrera, velocidad de bombeo, diámetro de la bomba, etc.

Se efectúa un análisis económico para determinar los criterios de evaluación y de esta manera establecer cuál es el costo-beneficio de este trabajo, finalmente las conclusiones y recomendaciones obtenidas en el desarrollo de este proyecto son establecidas.

CAPITULO I

1.1. RESEÑA HISTORICA

El 27 de Junio de 1985, la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) hoy EP PETROECUADOR, y la Compañía BelcoPetróleum Ecuador Inc., suscribieron un Contrato de Prestación de Servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Boque 1 del mar territorial ecuatoriano, el que fue inscrito en el registro de hidrocarburos el 25 de Julio del mismo año.

El 4 de noviembre de 1991, se autoriza el cambio de nombre de BelcoPetróleum Ecuador Inc., a TRIPETROL Petróleum Ecuador Inc., posteriormente el 9 de Abril de 1992 se autorizo la transferencia de derechos y obligaciones a TRIPETROL Exploration and Production Co.

El 22 de Abril de 1992, 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.

El 26 de Noviembre de 1998, PETROECUADOR, TRIPETROL Exploration and Production y CANADA GRANDE LIMITED suscribieron un contrato de transferencia de Derechos y Obligaciones Hidrocarburíferas, mediante este CANADA GRANDE adquiere el 50% de la participación que tenía TRIPETROL en el contrato del Bloque 1, el 18 de Diciembre del mismo año asumió la operación del Bloque.

La Agencia de Garantía de depósitos (AGD) incautó el restante 50% de la participación que tenía TRIPETROL en el contrato del Bloque 1, posteriormente este porcentaje fue transferido al Ministerio de Finanzas y Economía y finalmente fue entregada a EP PETROECUADOR.

El 25 de Noviembre del 2010, mediante resolución 288, se declara la terminación de contrato de participación para la exploración de Hidrocarburos y explotación de Petróleo Crudo con la empresa petrolera CANADA GRANDE, a partir de la fecha se inicia el proceso de reversión del Bloque 1 a EP PETROECUADOR.

El 25 de Marzo del 2011 EP PETROECUADOR asumió la operación del Bloque1. Finalmente el 1 de enero del 2013 la EP PETROAMAZONAS se posesionó de las operaciones del Campo Pacoa.

1.2. UBICACIÓN

El campo Pacoa se encuentra situado en la parte Sur meridional del Bloque 1 en el suroeste ecuatoriano, aproximadamente a 120 km de la ciudad de Guayaquil por vía terrestre, concesión que comprende 400.000 hectáreas, de las cuales 300.000 se encuentran en mar territorial y 100.000 hectáreas costa dentro.

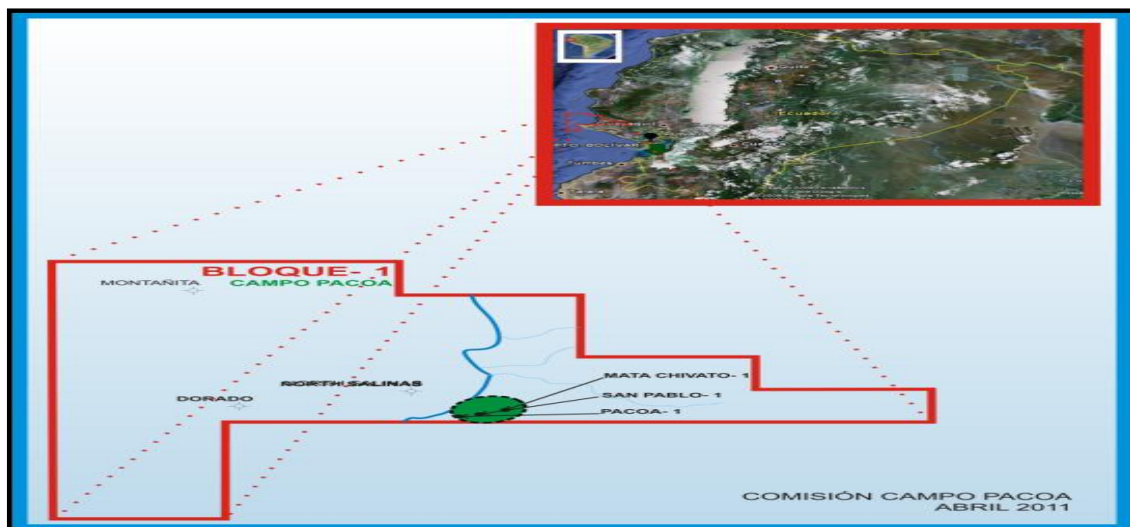


Figura 1.1 Ubicación del Campo Pacoa
Fuente: Plan de Desarrollo del Campo Pacoa

1.3. ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA DE LA ZONA DE INTERES

La formación Cayo buza con pendiente suave hacia el oeste, elevándose y generando las estructuras de Monteverde y San Pablo, siendo esta última donde en términos estructurales se ubica en el Campo Pacoa definidas por las formaciones Rosario hacia el oeste y el Corrimiento América al oeste.

1.4. GEOLOGIA

En el área de estudio (Bloque 1) y colindantes a ella se identifican 3 unidades estructurales:

- El levantamiento de Santa Elena
- La cordillera Chongón Colonche
- La Cuenca Progreso

El Bloque 1 se emplaza parte en el sector norte del levantamiento de Santa Elena comprendiendo la parte norte de 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.

El paquete sedimentario presenta columna litológica desde el cretáceo inferior con la formación Piñón, igualmente depósitos de paleoceno y principalmente el eoceno medio donde se localizan los niveles productores del Campo Pacoa.

Los niveles productores en el Campo Pacoa son:

SUMARIO DE LOS NIVELES PRODUCTORES-CAMPO PACOA			
FORMACIÓN	NIVELES	TOPE (ft)	BASE (ft)
SOCORRO	D	800	950
		1291	1330
	C	1577	1610
	B	2120	2145
	E	2300	----

Tabla 1.1 Niveles Productores Campo Pacoa
Fuente: Plan de Desarrollo del Campo Pacoa

Columna Estratigráfica Del Campo Pacoa

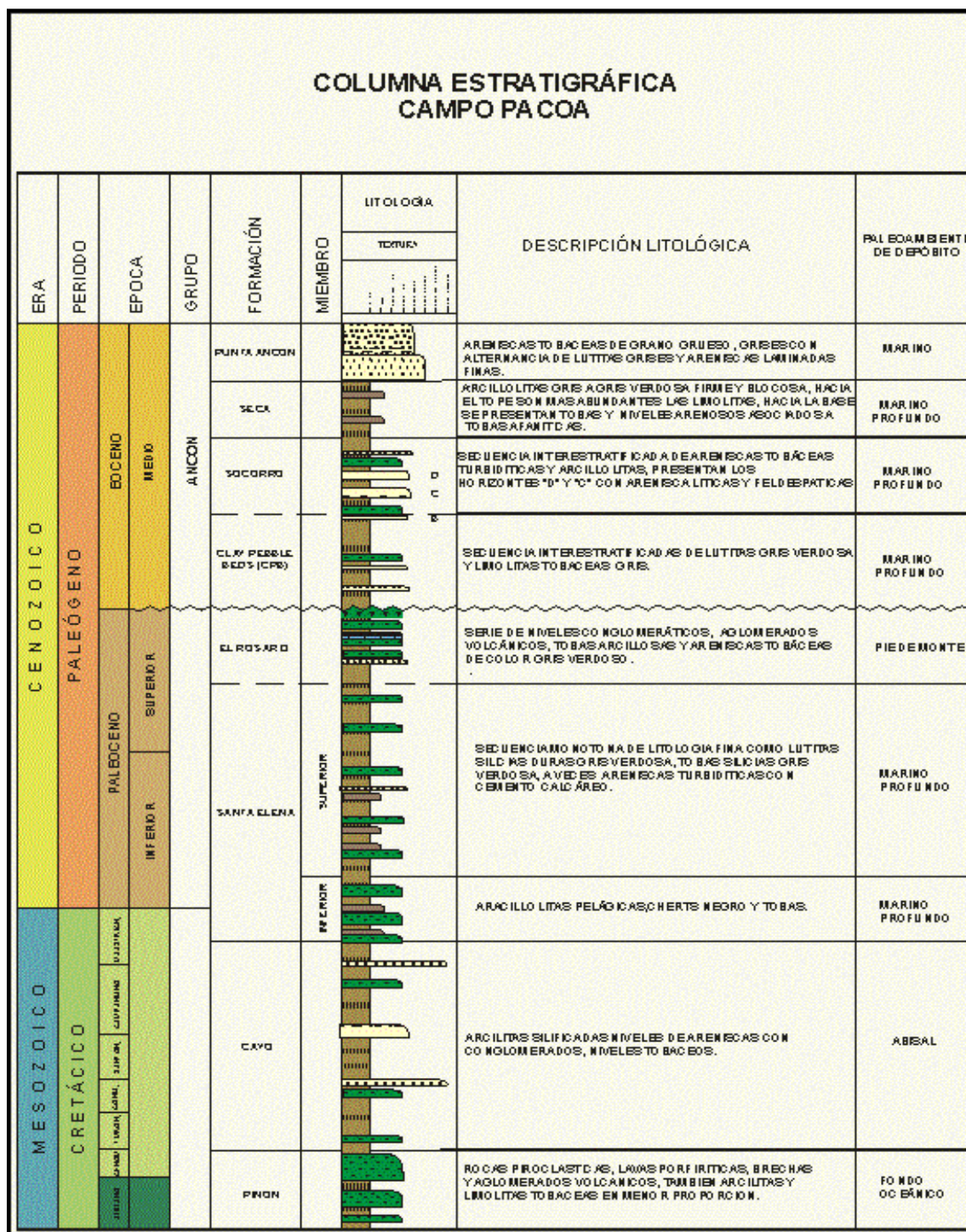
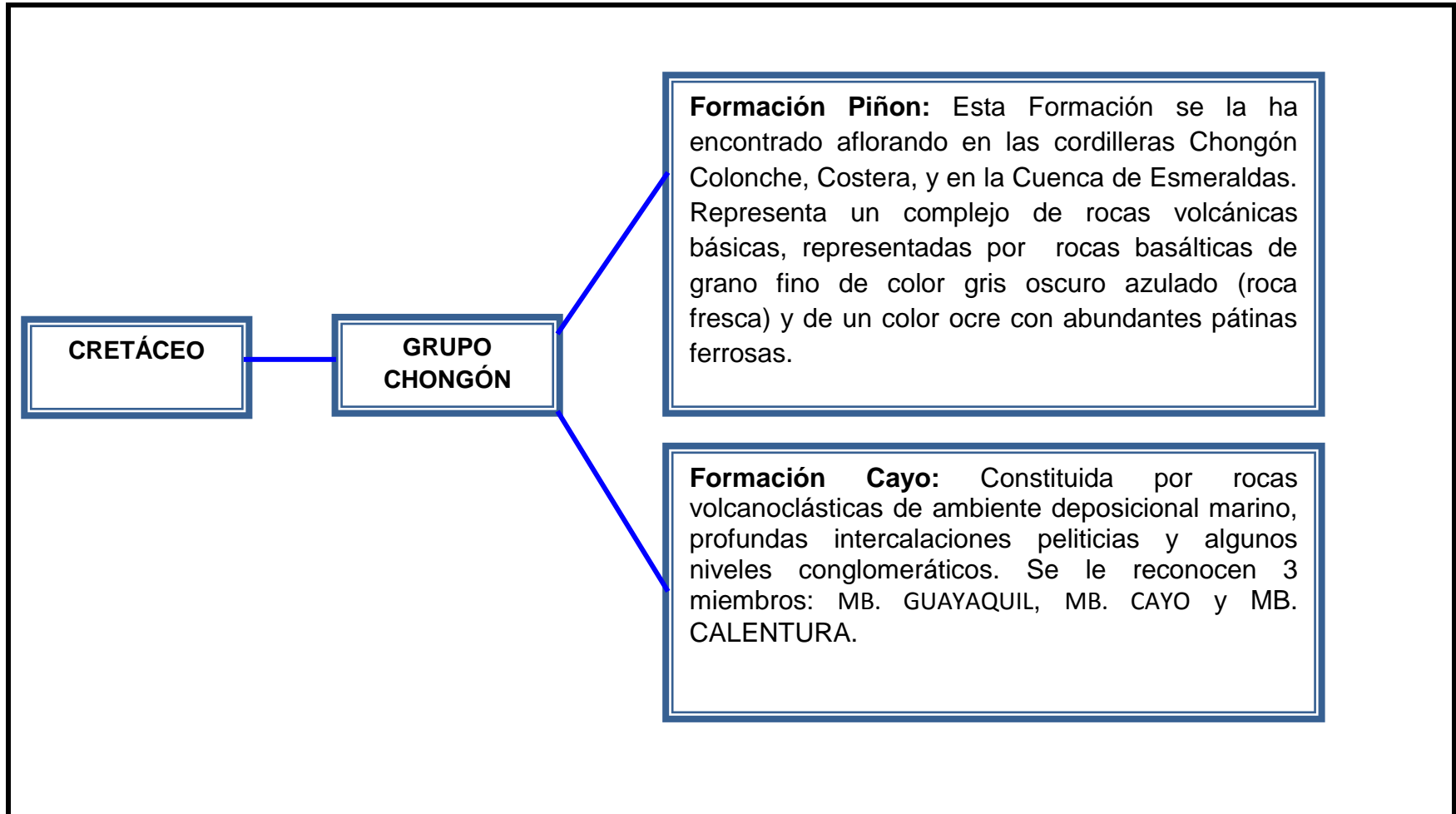


Figura 1.2 Columna Estratigráfica del Campo Pacoa
Fuente: Plan de Desarrollo del Campo Pacoa

En el campo Pacoa se encuentran distintas unidades litoestratigráficas constituyendo una columna con depósitos sedimentarios que corresponden a edades cretácico terciarias.



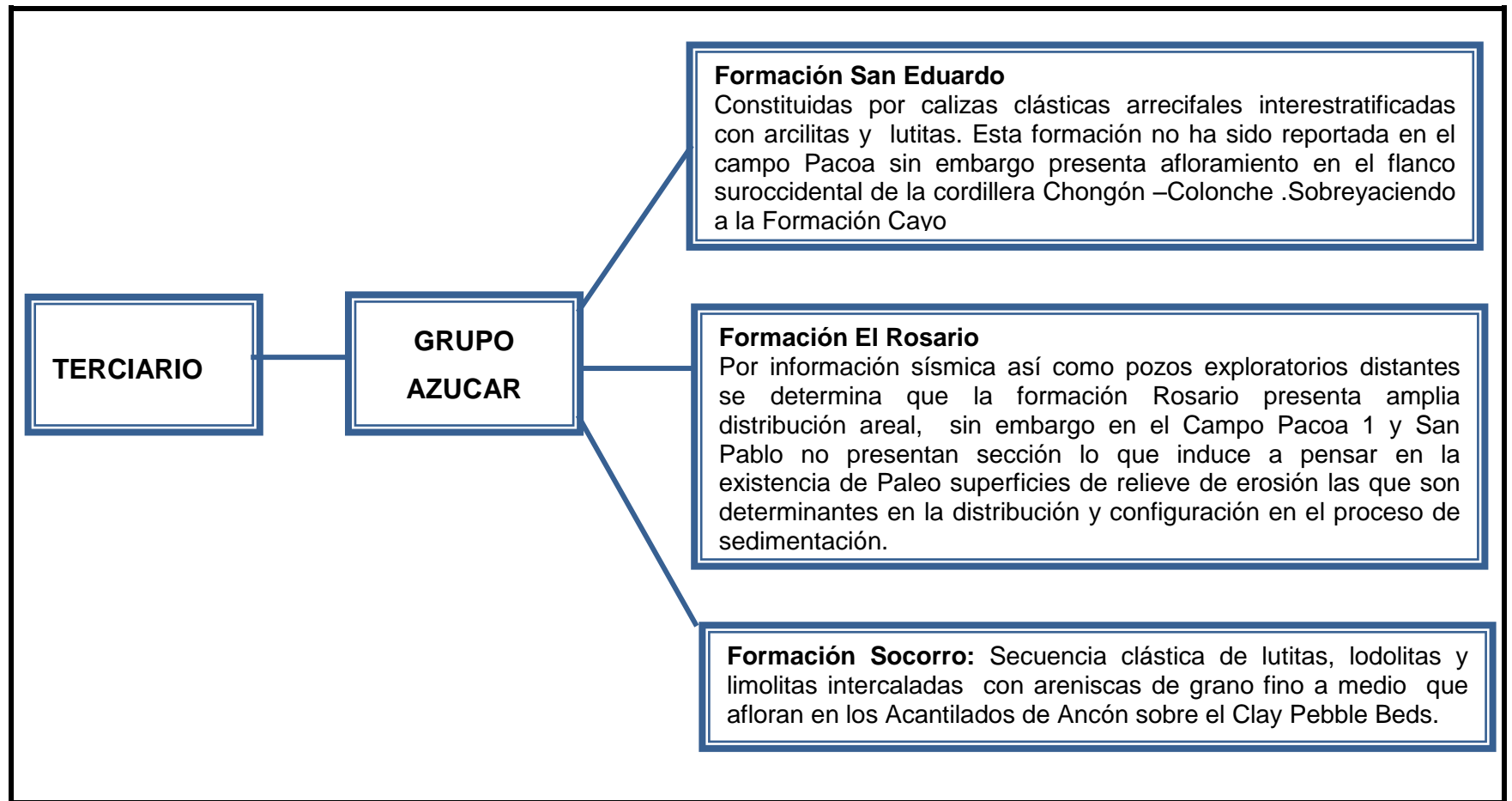


Tabla 1.2. Unidades Litoestratigráficas que Constituyen la Columna Estratigráfica del Campo Pacoa
Elaborado por: Wendy Chiluzza y José Rosales

La formación Cayo posee un alto potencial de yacimiento en el campo Pacoa, lo que es debido a que:

- a) La formación fue depositada durante el estadio temprano de relleno y obtuvo un gran espesor dentro de una extensión lateral amplia a través de todo el bloque.
- b) Los sedimentos de la formación fueron acumulándose bajo condiciones reductoras (de aguas profundas) con una alta capacidad de acumulación de materia orgánica.
- c) La formación fue sujeta desde sus fases iniciales a tectónica de cizalla y experimentó un intenso proceso de fracturamiento.
- d) Se encontró que las fracturas ocurrían en una alta densidad, razonable apertura y con una red efectiva de interconexión. Un muy buen lugar o área para probar la formación Cayo se localiza al Este y Noreste de Pacoa 1-X.

1.4.1. NIVELES PRODUCTORES

➤ Horizonte B

Pese a que la zona mineralizada tiene una extensión areal reducida, es el que mejores índices de productividad presenta. Al momento este horizonte ha aportado el 35% de la producción del campo proveniente de 24 pozos.

En estos yacimientos fisurados, se observa un significativo descenso de la producción, alcanzando posteriormente estabilidad.

Es necesario conocer la geometría y el alcance de la mineralización del complejo "B" y secuencias arenosas de la misma génesis, sincrónicas o anteriores al mismo ya que ofrece una de las más importantes alternativas de producción. Se torna necesario investigar este nivel en la porción norte de la estructura, en una posición en que se pueda conjugar condiciones favorables de sedimentación con posibilidades de fracturamiento.

El nivel B presenta una secuencia de areniscas lutitas-feldespáticas poco cuarzosas, con valores de porosidad promedio de 25,40% y espesores netos de 25 ft. La presión inicial del yacimiento fue reportada en 968 psi. Sólo se cuenta con tres medidas de presión en este yacimiento, la última en Octubre de 1992 con un valor de 967 psi.

No toda la arena es productora, formándose estratos, algunos contienen hidrocarburo y otros no, el Horizonte B tiene un área de drenaje de 2,1 Km².

➤ **Horizonte C**

Presenta una gran continuidad estratigráfica, con intercalaciones de lutitas y algunas calizas feldespatos y porosidades alrededor de 33.5%, con un espesor neto petrolífero de 22.5 pies. La presión inicial del yacimiento fue reportada en 966 psi siendo la presión actual de 50 psi. Si bien este horizonte tiene una gran continuidad estratigráfica a través de todo el campo, la información disponible, indica que su desarrollo como yacimiento de hidrocarburos líquidos es bastante restringido, se limita a una franja de rumbo Norte-Sur, ubicado en el sector sur-occidental de la estructura. Se maneja una alta RGP, o son yacimientos gasíferos. No toda la arena es productora, formándose estratos, algunos contienen

hidrocarburo y otros no, el Horizonte C nos dio un área de drenaje de C 3,2 Km².

➤ **Horizonte D**

El Nivel D presenta una distribución continua, está constituido por areniscas arcillosas, intercalaciones de lutitas y limos finos. La salinidad del agua de deformación es de 46200 ppm de ClNa, con resistividades de agua de formación (Rw) de 0,15 ohm-m. Presenta valores de porosidad en el orden del 20%, espesor neto petrolífero de 40 pies. La presión inicial del yacimiento fue reportada en 649 psi, la presión actual es de 320 psi; es el de mayor continuidad, estratigráficamente y como portador de hidrocarburos líquidos.

La producción es moderada en la parte Sur y con variaciones bruscas de productividad en la parte Norte. En general, la productividad es muy variable en las zonas con baja densidad de fracturas, y la producción es muy pobre.

No toda la arena es productora, formándose estratos, algunos contienen hidrocarburo y otros no, y para el Horizonte D nos dio un área de drenaje de 2,7 Km².

➤ **Horizonte E**

No toda la arena es productora, formándose estratos, algunos contienen hidrocarburo y otros no, el Horizonte E tiene un área de drenaje de 1,5 Km².

SUMARIO PETROFÍSICO PROMEDIO CAMPO PACOA				
NIVEL	Ho (pies)	Φ (%)	Rw	Sw (%)
D	39,38	16,5	0,19	40,7
C	33,57	16,8	0,24	44,7
B	25,4	19,1	0,2	38,8
E	35	21	0,21	50,6

Tabla 1.3. Parámetros Petrofísicos de los niveles productores del Campo Pacoa
Fuente: Plan de Desarrollo del Campo Pacoa

SUMARIO DEL ANÁLISIS PVT - CAMPO PACOA								
POZO	NIVEL	T (°F)	Pi (psi)	Boi (BY/BN)	Pb (psi)	Bob (BY/BN)	Rs (PC/BN)	°API
PAC-01	D	96,5	567	1,046	450	1,0796	68	34,3
PAC-001	C	93	882	1,0668	470	1,0722	92	34
PAC-001	B	97	1151	1,0886	400	1,0886	106	40,8
PAC-0MC	CONGLOMERADO BASAL	126	NR	NR	780	1,1049	103	22

Tabla 1.4. Análisis PVT de los niveles productores del Campo Pacoa
Fuente: Plan de Desarrollo del Campo Pacoa

1.5. ANÁLISIS DE PRESIONES

Se dispone de poca información de presiones desde el año 1991. Los modelos utilizados por la compañía Halliburton para el análisis de presiones fueron:

- 1) Pozo en un arreglo múltiple, mostrando flujo radial hacia el inicio del mismo.

- 2) Pozo hidráulicamente fracturado con efecto de almacenamiento y skin lineal en la fractura.

- 3) Pozo naturalmente fracturado con efecto de almacenamiento al inicio de la prueba, una etapa de transición producto de la restauración de presión del sistema de fracturas naturales al sistema total (matriz más fractura) y un levantamiento en la presión que indicaría flujo restringido de la matriz hacia la fractura o discontinuidad en la red de fracturas naturales.

1.5.1. Presiones iniciales y actuales por yacimiento

CAMPO PACOA				
PARAMETROS	RESERVORIOS			
	D	C	B	E
Presión Inicial, psi	649	966	968	964
Presión Actual, psi	320	520	490	460
Presión de Burbuja, psi	450	470	400	450
Volumen Total Producido, Mbls	74860,78	86533,17	77314,25	5631,12
	2	4	2	7
Volumen Acumulado Petróleo, Mbls	523,67	561,09	466,56	81,62

Tabla 1.5. Presiones de los niveles productores del Campo Pacoa
Fuente: Plan de Desarrollo del Campo Pacoa

1.6. PRODUCTIVIDAD DE LOS YACIMIENTOS

En el campo Pacoa, la profundidad de los yacimientos no guarda relación directa con la extensión y continuidad areal, sino que está afectada por los factores sedimentológicos, estructurales, de distribución de fluidos y presión.

1.6.1.1. Calculo del POES

El POES oficial del campo es de 42, 524 MMBIs; 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 4,5MMBIs. La producción acumulada al 30 de abril de 2011 es 1,7 MMBIs y las reservas remanentes 2,8MMBIs.

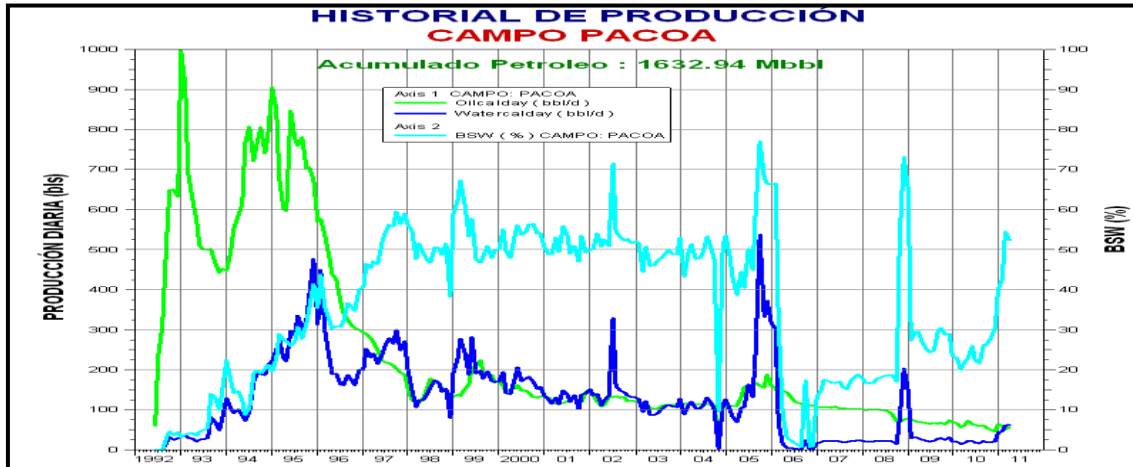
YACIMIENTO		ÁREA DE DRENAJE (Km2)	ÁREA DE DRENAJE (Acres)	ESPEJOR PROM. ho (pies)	Por (%)	SAT. DE AGUA (%)	FACTOR VOLUMÉT. (BY/BN)	PETRÓLEO IN SITU (Bls)	FACTOR DE RECOBRO (%)	RESERVAS ORIGINAL (Bls)
D	2,7	2,700	667,21	39,38	16,50%	40,70%	1,2000	16.618.449	8,3%	1.371.022
C	3,2	3,200	790,77	33,57	16,80%	44,70%	1,2000	15.944.898	11,5%	1.825.691
B	2,1	2,100	518,94	25,40	19,10%	38,80%	1,2000	9.961.055	13,5%	1.345.738
E	1,5	1,500	370,67	35	21,00%	50,60%	2,2000	4.746.043	10,0%	474.604
TOTAL								42.524.401		4.542.451

Tabla 1.6. Estimación de las reservas del Campo Pacoa por Método Volumétrico
Fuente: Plan de Desarrollo del Campo Pacoa

1.7. Producción

El Campo Pacoa inicia su producción en el año 1992, alcanzando en el mismo una producción máxima de 190 BFPD de las cuales son 121 BAPD y 69 de BPPD, con una tendencia a la baja que se sitúa en la actualidad a 60 barriles.

La profundidad promedio de los pozos es de 3000 pies, el BSW promedio del campo es de 64%.



*Figura 1.3. Historial de Producción del Campo Pacoa
Fuente: Plan de Desarrollo del Campo Pacoa*

1.7.1. Producción por yacimiento

➤ Nivel D

La arenisca de la Sección D de la Formación Socorro inició la producción en junio de 1992 con una tasa de 37 BPPD, proveniente del pozo PAC-001.

La sección D tiene una producción acumulada de 523, 730 Bls de petróleo de 34,3 °API, para el 30 de Abril de 2011. Este yacimiento ha producido continuamente alcanzando niveles de producción en el orden de 76 BPPD con cortes de agua promedio de 37%.

La producción acumulada de agua es de 230,240 Bls.

➤ Nivel C

La arenisca del Nivel C de la Formación Socorro inició la producción en junio de 1992 con una tasa de 23 BPPD, proveniente del pozo PAC-001.

La producción acumulada de agua es de 382,940 Bls.

El Nivel C tiene una producción acumulada de 561,090 Bls de petróleo de 34 °API, para el 30 de Abril de 2011. Este yacimiento ha producido continuamente alcanzando niveles de producción en el orden de 80 BPPD con cortes de agua promedio de 38%.

➤ **Nivel B**

La arenisca del Nivel B de la Formación Socorro inició la producción en octubre de 1992 con una tasa de 66 BPPD y 21% de BSW, proveniente del pozo PAC-008.

La producción acumulada de agua es de 221,200 Bls.

El Nivel C tiene una producción acumulada de 420,680.0 Bls de petróleo de 40,8 °API, para el 30 de Abril de 2011. Este yacimiento ha producido continuamente alcanzando niveles de producción en el orden de 62 BPPD con cortes de agua promedio de 36%.

➤ **Nivel E**

La arenisca del Nivel E de la Formación Socorro inició la producción en abril de 1995 con una tasa de 20 BPPD y 12% de BSW, proveniente del pozo PAC-010. La producción acumulada de agua es de 19,690 Bls.

El Nivel C tiene una producción acumulada de 81,620.0 Bls. de petróleo, para el 30 de Abril de 2011. Este yacimiento ha producido continuamente alcanzando niveles de producción en el orden de 14 BPPD con cortes de agua promedio de 20%.

1.8. FACILIDADES DE SUPERFICIE

DIAGNÓSTICO ACTUAL DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE

El Campo Pacoa dispone de tres estaciones de producción: Norte, Central y Estación Sur.

1.8.1. ESTACIÓN NORTE

La estación norte consta de 4 tanques metálicos de 16 pies de altura con una capacidad de 500 bls c/u distribuidos en: 1 tanque de lavado, 2 tanques de surgencia, 1 tanque de descarga, adicionalmente tiene una cisterna subterránea de recepción de fluidos con una capacidad de 500 barriles, la capacidad total de almacenamiento es de 2500 BFPD (2000 barriles en los tanques metálicos y 500 en la cisterna subterránea). A esta estación llega la producción de 18 pozos PACOA (14,15,16,17,18,20,21,23,25,26,28,29,30,31,33,34,35,37) los mismos que se encuentran conectados a la estación con tubería PVC de 2" y tubería de acero de 2 7/8" y 3 1/2".

La producción recolectada en las cisternas es transferida al tanque de lavado a través de una bomba lister



Figura 1.4. Estación Norte Campo Pacoa
Fuente: Plan de Desarrollo del Campo Pacoa

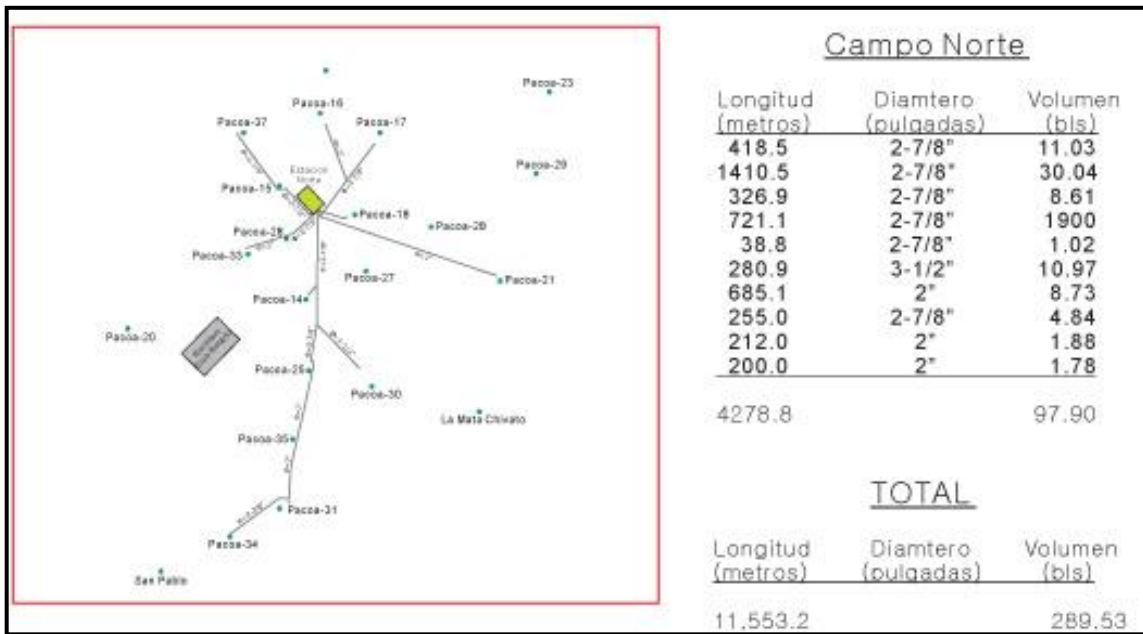


Figura 1.5. Distribución de los pozos en la Estación Norte del campo Pacoa
Fuente: Plan de Desarrollo del Campo Pacoa

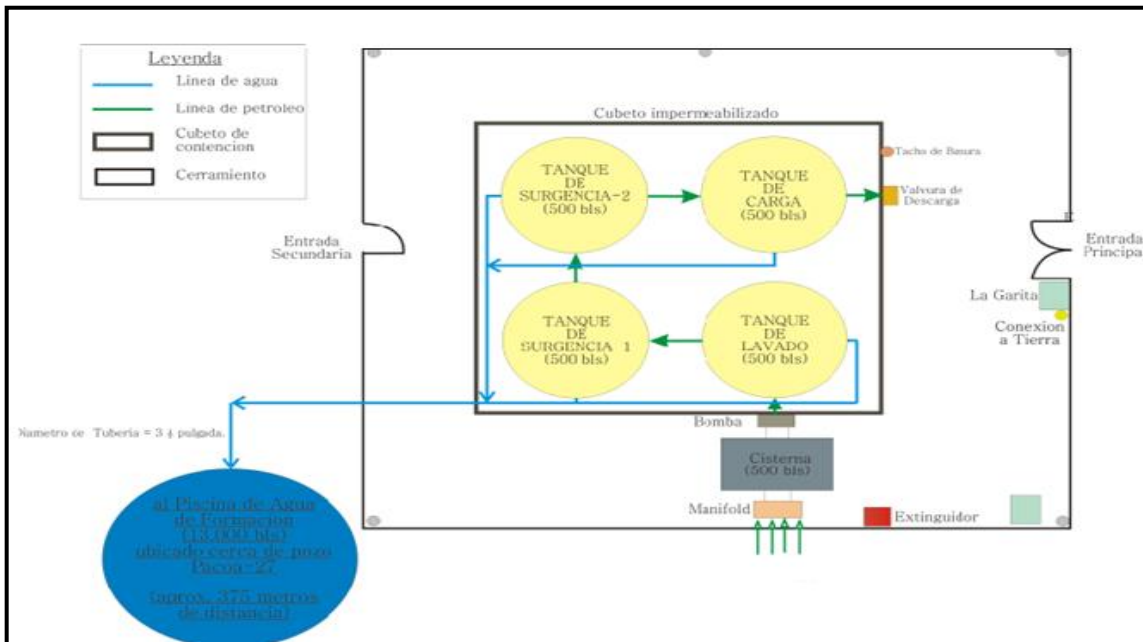


Figura 1.6. Estación Norte del Campo Pacoa
Fuente: Plan de Desarrollo del Campo Pacoa

1.8.2. ESTACIÓN CENTRAL

La estación central consta de 5 tanques metálicos de 16 pies de altura con una capacidad de 500 bls c/u distribuidos en: 1 tanque de lavado, 2 tanques de surgencia, 1 tanque de descarga y 1 tanque de reserva, adicionalmente tiene 3 cisternas subterráneas de recepción de fluidos con una capacidad de 250 barriles cada una, donde la cisterna 3 es utilizada para la recolección de la producción del pozo PACOA- 04, la capacidad total de almacenamiento es de 3250 BFPD (2500 barriles en los tanques metálicos y 500 en las cisternas subterráneas).

A esta estación llega la producción de 9 pozos PACOA (03, 04, 12, 24, 32, 36, 38), san Pablo y Matachivato, los mismos que se encuentran conectados a la estación con tubería PVC de 2" y tubería de acero de 2 7/8" y 3 1/2".

La producción recolectada en las cisternas es transferida al tanque de lavado a través de una bomba Lister. El tanque de lavado tiene una descarga a 15 pies de altura y mantiene un colchón de agua de 4 pies.



Figura 1.7. Estación Central del Campo Pacoa
Fuente: Plan de Desarrollo del Campo Pacoa

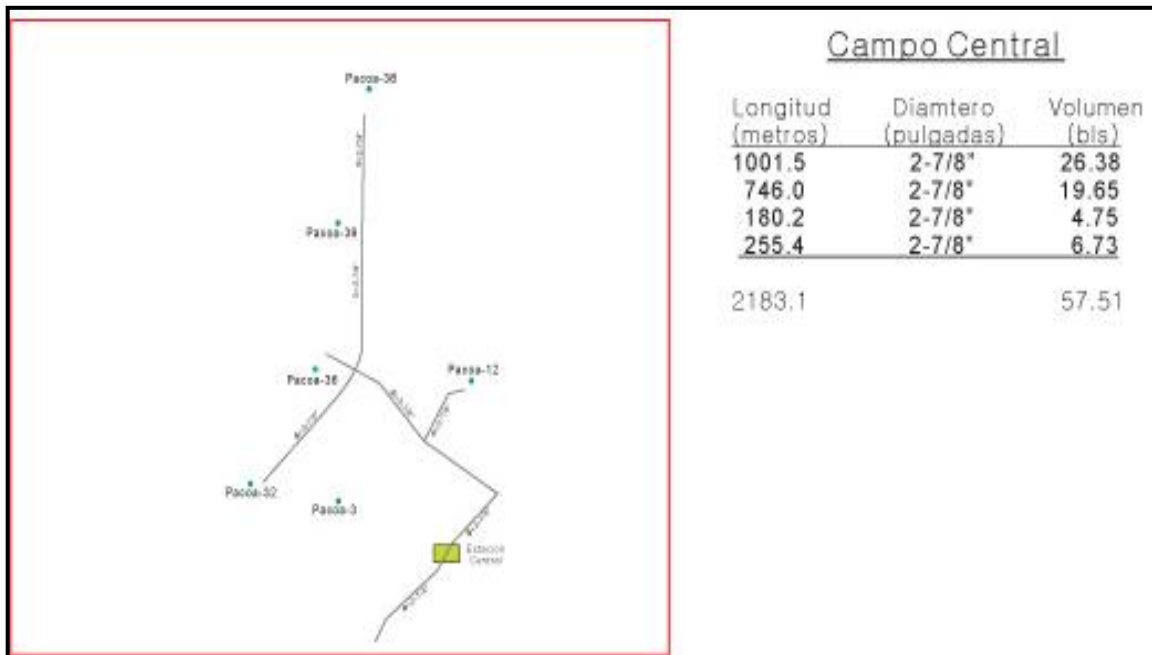


Figura 1.8. Distribución de los pozos en la Estación Central del campo Pacoa
Fuente: Plan de Desarrollo del Campo Pacoa

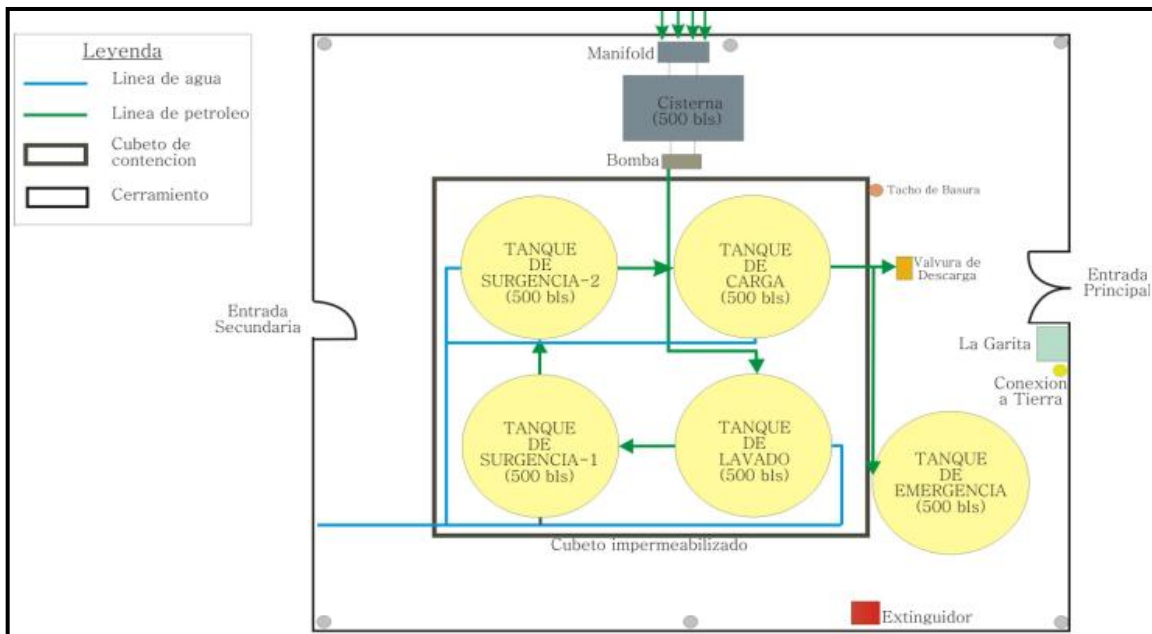


Figura 1.9. Estación Central del Campo Pacoa
Fuente: Plan de Desarrollo del Campo Pacoa

1.8.3. ESTACIÓN SUR

La estación sur consta de 5 tanques metálicos de 16 pies de altura con una capacidad de 500 bls c/u distribuidos en: 1 tanque de lavado, 2 tanques de surgencia, 1 tanque de descarga y 1 tanque de reserva, adicionalmente tiene 2 cisternas subterráneas de recepción de fluidos con una capacidad de 250 barriles cada una, la capacidad total de almacenamiento es de 3000 BFPD (2500 barriles en los tanques metálicos y 500 en las cisternas subterráneas).

A esta estación llega la producción de 17 pozos PACOA (01, 02, 05, 06, 07, 08, 09, 10, 11, 22, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 46) los mismos que se encuentran conectados a la estación con tubería PVC de 2" y tubería de acero de 2 7/8" y 3 1/2".

La producción recolectada en las cisternas es transferida al tanque de lavado a través de una bomba Lister. El tanque de lavado tiene una descarga a 15 pies de altura y mantiene un colchón de agua de 4 pies.



Figura 1.10. Estación sur del Campo Pacoa
Fuente: Plan de Desarrollo del Campo Pacoa

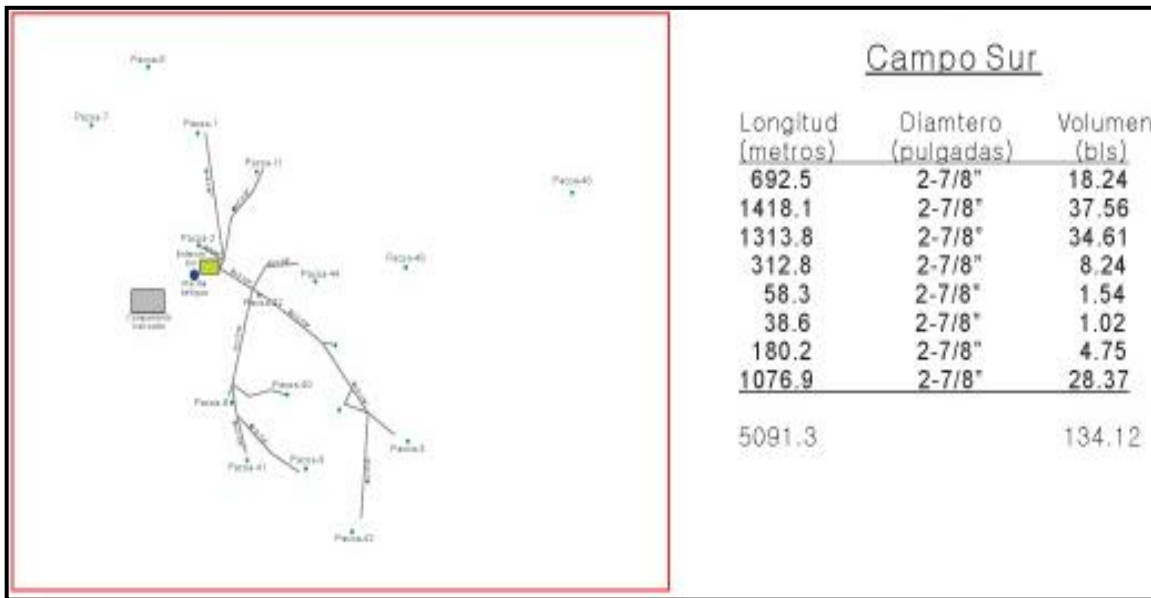


Figura 1.11. Distribución de los pozos en la Estación Sur del Campo Pacoa
Fuente: Plan de Desarrollo del Campo Pacoa

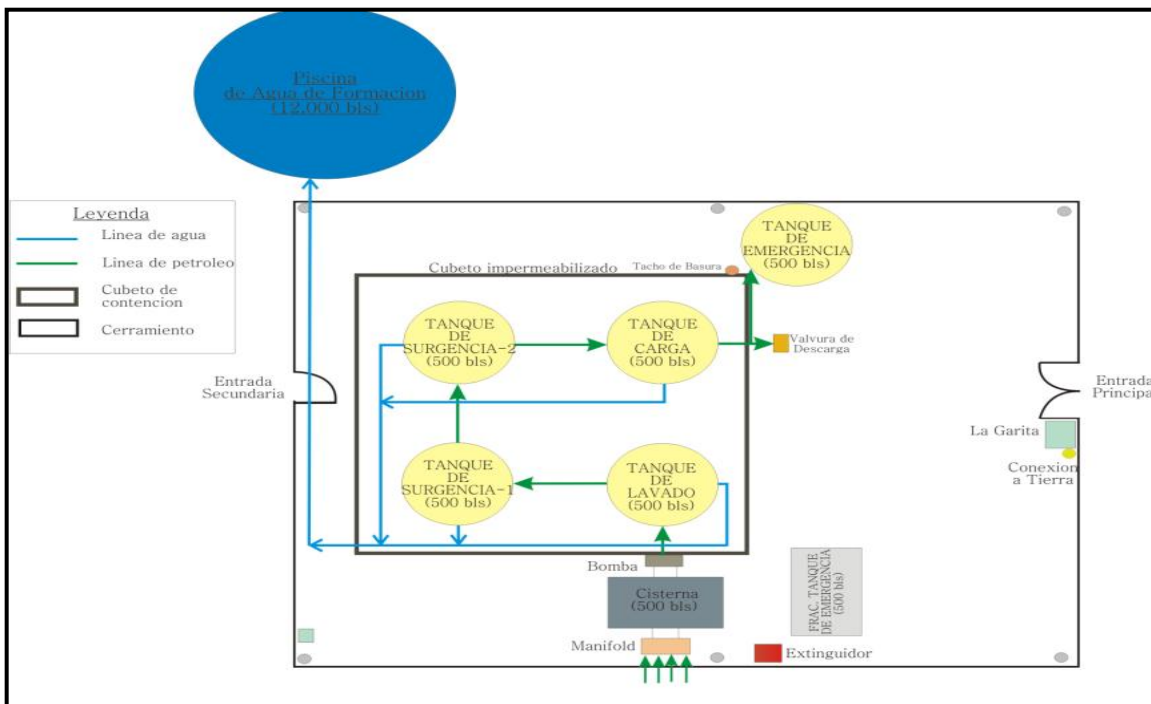


Figura 1.12. Estación Sur del Campo Pacoa
Fuente: Plan de Desarrollo del Campo Pacoa

1.9. REINYECCIÓN DE AGUA

El agua de formación producida y almacenada en las tres estaciones Sur, Norte y Central es transportada a través de tanqueros hacia la piscina de recolección que está ubicada a las cercanías del pozo PACOA-27. Esta piscina es de hormigón armado y tiene una capacidad de almacenamiento de 13000 barriles, cada 45 días el personal de operación acopla mangueras de 3" a una bomba marca Lister desde la piscina hasta la cabeza del pozo PACOA-27 y con una presión ± 150 PSI inyecta el agua a la formación.



Figura 1.13. Pozo Reinyector
Fuente: Plan de Desarrollo del Campo Pacoa



Figura 1.14. Piscina recolectora de agua de formación
Fuente: Plan de Desarrollo del Campo Pacoa

1.10. RECOLECCIÓN DE PETRÓLEO

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 (Tanquero FORD 350), 50 (Anita) y 220 (Auto-tanquero con Bomba) Bls 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.

La capacidad total de almacenamiento del Campo alcanza a 13,395 barriles, distribuida de la siguiente manera:

- | | |
|---|----------------|
| - Almacenamiento en 3 estaciones | 9,048 barriles |
| - Almacenamiento en tanques ubicados en cada pozo | 4,415 barriles |

1.11. TRANSPORTE Y FISCALIZACIÓN DEL CRUDO ENTREGADO A PETROECUADOR

Desde el año 1992, en el que se inicia la explotación del campo, el crudo producido en el campo Pacoa es transportado mediante auto-tanques hasta las instalaciones de la Refinería de Petroindustrial, ubicada en el Cantón La Libertad; donde es almacenado y fiscalizado en tanques asignados para la recepción (los tanques asignados son los N°. TM-18 con capacidad de 3,000 barriles ubicado en Tanque Loma de Refinería de Cautivo de Petroindustrial). La asignación de uno u otro tanque, así como las fechas para transferencias depende de la disponibilidad de almacenaje de Petroindustrial en la citada Refinería.

CAPITULO II

SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

2.1. ANTECEDENTES

Los pozos que producen mediante levantamiento artificial en casi un 80% poseen éste sistema, normalmente se emplea bombeo mecánico en la etapa final de producción de un pozo.

En Ecuador, su aplicación inicia en los años cuarenta, en la explotación de petróleo de los campos de la Península de Santa Elena, cuyos yacimientos son someros (baja profundidad 2000-4000 pies). En 1989, se instalan los primeros equipos en el Distrito Oriente en el campo Bermejo (5000 pies de profundidad), obteniendo buenos resultados.

En el año 1992, bajo circunstancias especiales, esto es, la disponibilidad de equipos para la operación del campo Bermejo y el retraso en la implementación del sistema de levantamiento por bombeo hidráulico en el Campo Paraíso, se realiza un cambio de sistema a tres pozos utilizando Bombeo mecánico teniendo resultados positivos. Posteriormente se procedió a realizar el mismo cambio en otros campos considerados marginales.

El sistema de bombeo mecánico se implementó en julio de 1995 en el Campo Guanta, en la actualidad existe un pozo produciendo por medio de este sistema y dos en el Campo Lago Agrio.

2.2. EQUIPO DE SUBSUELO DE BOMBEO MECÁNICO

El sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico es el más antiguo y más utilizado en el mundo, debido principalmente a los bajos costos operativos, facilidad de producción y bajo riesgo de derrames por ser una operación a baja presión.

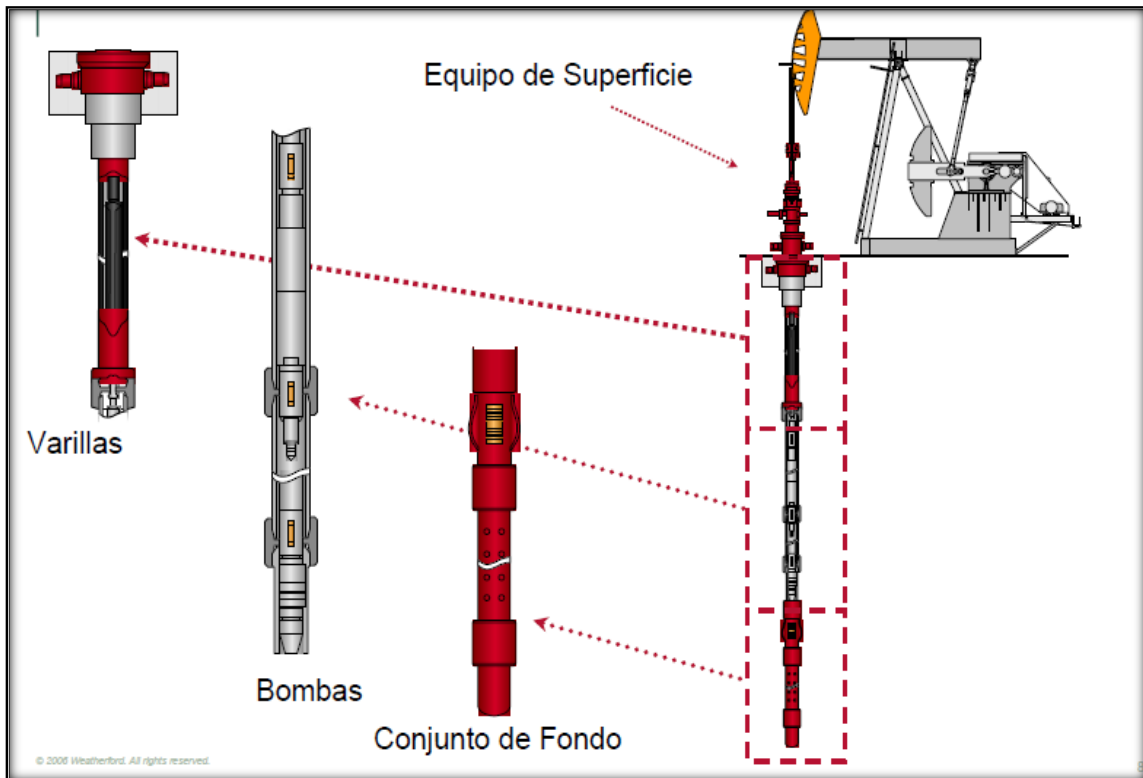


Figura 2.1. Equipo de Subsuelo de Bombeo Mecánico
Fuente: Weatherford

2.2.1. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

La tubería de producción tiene por objeto 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. Es recomendable, utilizar tubería de producción estándar API para pozos de bombeo; en cuanto a la resistencia, la tubería es menos crítica que la utilizada para pozos que producen por flujo bifásico, debido a que las presiones del pozo se han reducido considerablemente.

La tubería en pozos de bombeo mecánico está sometida a grandes cargas de tensión ocasionada por el peso del fluido, y los empalmes son sometidos a esfuerzos por las cargas dinámicas que resultan del movimiento recíproco de bombeo.

La tubería debe ser capaz de soportar la presión debido a la columna de fluido sobre la bomba.

Durante el bombeo, la tubería puede experimentar desgaste interno y externo como resultado de los fenómenos de “aspiración” y combadura ocasionado por el movimiento de la tubería misma como de la sarta de varillas.

2.2.1.1. Especificación de la Tubería de Producción

A continuación se detallará las especificaciones sobre las tuberías de producción más utilizadas para la completación de pozos.

Díam. Ext.	Peso	Díam. int.	Área seccional
Plgs	lbs/pie	Plgs	Plgs ²
2.3/8	4.7	1.995	1.304
2.7/8	6.5	2.441	1.812
3.1/2	9.3	2.992	2.59
4.1/2	12.75	2.985	3.6

Tabla 2.1. Especificación de la tubería de producción
Fuente: Weatherford

2.2.2. VARILLAS 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 el movimiento recíproco vertical a la bomba para el desplazamiento de fluido.

Dos factores restringen la capacidad productiva de una instalación de bombeo mecánico.

- La resistencia de las varillas de succión.
- Limitación del diámetro del revestidor del pozo.

Las principales características de las varillas de succión son:

- Se fabrican en longitudes de 25 pies, o 30 pies.
- Se disponen también en longitudes de 1 1/2, 2, 3, 4, 6, 8, 10 y 12 pies, denominadas “pony rods” que se utiliza para completar una longitud determinada.
- Se fabrican de diferentes diámetros según el requerimiento, además son de acero que puede ser de acero al carbón, o aleaciones (níquel, molibdeno).
- La selección del tipo de varillas a ser utilizada se basa en el análisis de las condiciones que puedan esperarse en el bombeo del pozo, así como en el reconocimiento del comportamiento de varios aceros bajo condiciones similares de operación.

2.2.2.1. Tipos de Varillas de Succión.

Las varillas de subsuelo se clasifican en: API y NO API.

2.2.2.1.1. Varillas API

Según el material de fabricación, existen tres tipos de varillas API: C, D, K.

La aleación de estas varillas es de níquel-molibdeno (Níquel, para combatir las condiciones corrosivas; Molibdeno, para aumentar la resistencia. Carbón, para aumentar la resistencia, dureza y la susceptibilidad al tratamiento térmico).

El módulo de elasticidad del acero es alrededor de 30.5MMLPC, y la velocidad de propagación de la onda de esfuerzo es 16Mpies/seg.

También se manufacturan en varillas clase KD, con metalurgia tipo K, pero con más dureza para obtener mayor resistencia (115 MLPC).

Especificaciones de fabricación de varillas API

Especificaciones	CLASE API		
	C	D	K
Resistencia a la tensión mín. MLPC	90	115	85
Dureza brinell	185-235	235-285	175-235
Metalurgia	AISI-1036	Carbón AISI-46XX	
	Carbón Aleación	Aleación	

Tabla 2.2. Especificaciones de fabricación de varillas API
Fuente: Weatherford

Especificaciones de las Varillas API

Especificaciones			Cuello Diámetro exterior		Mínimo Diámetro de Tubing	
DIAMETRO	PESO	AREA	NORMAL	ESPECIAL	NORMAL	ESPECIAL
plgs	Lbs/pl	plgs	Plgs	Plgs	Plgs	Plgs
½	0.726	0.1964		1		1.66
5/8	1.135	0.3068	1.5	1.25	2.1/16	1.99
¾	1.634	0.4418	1.625	1.5	2.3/8	2.1/16
7/8	2.224	0.6013	1.813	1.625	2.7/8	2.3/8
1	2.904	0.7854	2.188	2	3.1/2	2.7/8
1.1/8	3.676	0.994	2.375		3.1/2	

*Tabla 2.3. Especificaciones de las Varillas API
Fuente: Weatherford*

2.2.2.1.2. Varillas NO API

Este tipo de varillas no cumplen las normas API y se divide en:

➤ Varillas Electra

Son fabricadas con aceros de gran resistencia, se utilizan en pozos donde las varillas API presentan frecuentes fallas, soportan esfuerzos hasta 50 MLPC. No es aplicable el diagrama modificado de Goodman.

➤ Varillas continuas COROD

Es una sarta continua de varillas que no tiene cuello ni pasadores, la metalurgia si cumple con las normas API, por lo tanto si es aplicable el diagrama

modificado de Goodman. Estas varillas son almacenadas y transportadas en grandes carretos, además requieren de un equipo especial para su instalación y desinstalación. Por no ser muy utilizadas en la industria petrolera no se pone las especificaciones.

➤ **Varillas telescopiadas en el bombeo mecánico**

En los pozos de BM no es muy práctico un tamaño único de varillas de succión debido a que puede ejercerse por el peso de la misma varilla, un esfuerzo en la varilla pulida de tal magnitud que pueda tolerarse solamente un diámetro muy pequeño de émbolo. Para solucionar este tipo de problemas es de escalonar la sarta de varillas, colocando las varillas de gran tamaño en la parte superior del agujero, pero reduciendo el diámetro por etapas hacia abajo del agujero, normalmente se usa dos o tres diámetros de varillas. El diseño de las sartas, para tomar en cuenta los diversos esfuerzos dinámicos se vuelven muy complejos, por esta razón las sartas telescópicas se calculan frecuentemente en cuanto a las cargas estáticas.

El esfuerzo en la varilla superior de cada diámetro de varillas, debe ser el mismo a través de toda la sarta, o el esfuerzo en la varilla superior del juego de varillas más pequeñas deben ser el más alto y los esfuerzos deben disminuir progresivamente en la parte superior, la razón para utilizar es que generalmente, es preferible que cualquier rotura de varillas ocurra cerca del fondo de la sarta.

La API describe las sartas de varillas, de acuerdo a la combinación del mayor a menor diámetro que las componen, en octavos de pulgs. Por ejemplo, la varilla N° 86 es una sarta combinada de 1, 7/8, 3/4; con su respectivo porcentaje de varillas según su profundidad.

2.2.2.2. Diagrama de Goodman.

El método más significativo para evaluar las cargas sobre varillas está basado en el diagrama API de Goodman modificado, el cual considera los rangos y máximos esfuerzos permisibles. Los pasos necesarios para la construcción de éste diagrama son:

Paso 1.- Determine la resistencia a la tensión mínima (T) de la varilla utilizada. Esta información es suministrada por el fabricante; si se conoce solamente los grados de las varillas, los siguientes valores mínimos han sido establecidos por el API.

GRADO API	RESISTENCIA A LA TENSIÓN (PLPC)
C	90.0
D	115.0
K	85.0

Tabla 2.4. Máximos esfuerzos permisibles de Varillas API

Paso 2.- Utilizando papel milimetrado, trace una línea de 45°, la cual establece el límite inferior del rango de esfuerzo permisible. Construya una escala en la ordenada para representar los valores de los esfuerzos, en LPC.

Paso 3.- Usando la escala de esfuerzo marque el punto T/1.75 en la línea de 45° (esfuerzo mínimo).

Paso 4.- En el eje vertical, localice el punto T/4. Trace una línea, entre este punto y el establecido en el paso 3, esta línea define el esfuerzo máximo permisible, con un factor de servicio igual a uno.

Paso 5.- Marque el punto de esfuerzo mínimo (calculado a medida) sobre la línea de 45°, utilizando la escala vertical de esfuerzo.

Paso 6.- El máximo esfuerzo permisible, se obtiene al subir verticalmente, desde el punto anterior hasta la línea superior (en el paso 4).

Paso 7.- Ubique el esfuerzo máximo (calculado a medida), si este es mayor que el máximo permisible, calculado en el paso anterior, las varillas está sobre cargadas; si es menor implica que el esfuerzo real está en el rango permisible de operación.

Se puede decir que el diagrama de Goodman modificado permite analizar el rango y la carga máxima permisible. En casi todos los estudios realizados sobre fallas de varillas concluye que más de la mitad ocurre en las conexiones (caja, pin). La causa de ésta se explica por las malas operaciones de ajuste y la mejor manera de solucionar este problema, es asegurarse de aplicar el uso de llaves hidráulicas calibradas con el método de desplazamiento circunferencial.

2.2.3. BOMBAS DE SUBSUELO

Es una bomba de pistón de desplazamiento positivo, desde su profundidad de instalación hasta la superficie, que funciona por diferencial de presión, mediante bolas y asientos, para permitir la entrada y sello de fluidos en ciclos periódicos sincronizados.

2.2.3.1. Los componentes de la bomba de subsuelo

- **Barril o camisa.-** Es un cilindro de superficie completamente pulida, dentro del cual se mueve el pistón.

- **Pistón o émbolo.-** Es el émbolo de la bomba y su diámetro determina la capacidad de desplazamiento.
- **Válvula fija.-** Está formada por un sistema de bola y asiento que permite la entrada del fluido del pozo al interior de la bomba.
- **Válvula viajera.-** Es también un sistema de bola / asiento, que viaja durante los ciclos de bombeo.
- **Anclaje o zapata.-** Combinación de partes reunidas inferiormente, para obtener el anclaje de la bomba; efectuando un sello hermético.

2.2.3.2. Funcionamiento

La unidad de bombeo en su movimiento tiene dos puntos muy bien definidos, muerto superior y muerto inferior.

Cuando el balancín está en el punto muerto inferior, las válvulas fijas y viajeras están cerradas. Al comenzar la carrera ascendente, la presión de fondo y el efecto de succión del pistón permiten la apertura de la válvula fija; por tal motivo el fluido pasa del pozo hacia el interior de la bomba. Al mismo tiempo la columna de fluido ejerce una presión sobre la válvula viajera y permanecerá cerrada durante la carrera ascendente.

El fluido continúa llenando la bomba hasta llegar al punto muerto superior. La válvula fija cierra y comienza la carrera descendente, el pistón se mueve hacia abajo y produce un efecto de compresión; al chocar con el fluido, la presión interna abre la válvula viajera; el pistón continúa su viaje descendente, mientras el fluido es transferido a la tubería de producción hasta llegar al punto muerto inferior y se repite el ciclo de bombeo.

2.2.3.3. Tipos de Bombas

Las bombas de subsuelo según el API se clasifican en:

- Bombas de varillas o inserción (R).
- Bombas de tubería (T).
- Bombas SIS.

2.2.3.3.1 Bombas de varillas

Comúnmente se denominan bombas de inserción, se instalan y se sacan con la sarta de varillas, sin necesidad de sacar la tubería. Esta a su vez se clasifican en:

- **Las de barril viajero con anclaje inferior (RWT o RHT)**

Este tipo de bomba es adecuado para pozos que producen con arena y de producción limpia, sus válvulas móviles accionan como una verificación de arena y evitan que ésta se asiente sobre el pistón cuando el pozo se cierre. El flujo constante del fluido dentro y fuera del extremo inferior del cilindro evita que la arena se acumule alrededor de la bomba y la haga que se pegue a la tubería.

- **Las de barril estacionario, con asentamiento en el fondo (RWB o RHB)**

Este tipo de bomba es adecuada para los pozos de producción limpia y de gas. Su sistema de succión ofrece baja resistencia al flujo de fluido y por esta razón funciona eficientemente en pozos gaseosos.

➤ **Las de barril estacionario y anclaje superior (RWA o RHA)**

Este tipo de bomba es ventajoso para pozos de producción con gas y arena. Cuando se usa en un pozo gaseoso, el cilindro de la bomba puede usarse con un ancla de gas para proporcionar una separación de gas más efectiva.

Este tipo de bomba puede aplicarse a los pozos arenosos, porque la arena no puede asentarse en el espacio entre la bomba y la tubería y hacer que se peguen.

El asiento de anclaje de la bomba puede ser en la parte superior (A) o inferior (B). Ambas con barriles viajeros (T), son generalmente usadas para pozos con producción de arena, debido a que mantienen el fluido en movimiento sobre el asiento de la bomba y reduce la depositación de sedimentos en la parte inferior.

El barril es fabricado en tres tipos diferentes, de camisa integral con pared gruesa (H), de camisa independiente reemplazable (L) y de camisa integral con pared delgada (W). Las bombas de camisa con pared delgada (1/8" espesor) se utilizan para pozos someros, el de las paredes gruesas se utilizan para pozos profundos ó donde la columna de fluido ejerce mucha presión sobre la bomba.

El espacio libre entre el pistón y barril es conocido como FIT y su valor varía entre 0.003-0.001plgs. El uso correcto del fit depende de la temperatura de fondo, profundidad de la instalación, diámetro y longitud del pistón y característica del fluido (sólidos, viscosidad). La longitud del pistón varía generalmente entre 6 y 12 plgs, por cada 100 pies de levantamiento. La longitud del pistón depende del fit, profundidad, viscosidad del fluido.

2.2.3.3.2. Bombas de tubería

Son bombas donde el barril y la zapata forman parte integral de la tubería de producción; es decir su instalación / desinstalación involucra directamente un trabajo de sacar / bajar tuberías.

El pistón es corrido con las varillas y en su parte inferior lleva una especie de pescante que se utiliza para colocar la válvula fija en el zapato de la bomba. Estas bombas están diseñadas para producir más volúmenes que una bomba de varillas, para una misma tubería de producción; esto se explica porque el barril de dichas bombas puede ser mayor que el diámetro interno de la tubería de producción.

Similar a las bombas de varillas, los conjuntos de anclaje pueden ser mecánicos y de fricción; igualmente ocurre con el espesor de la camisa. El niple de extensión (E) es aplicable únicamente a las bombas de tubería y se utiliza para su conexión con la tubería de producción o bien en la parte inferior para dar espacio al pescante.

➤ **Bomba de tubería, con zapata (TW y TL)**

Este tipo de bomba se usa para producir grandes volúmenes de fluido. La construcción del pistón y el cilindro debe seleccionarse para hacer frente a las condiciones existentes en el pozo.

➤ **Bombas de tubería con zapata de extensión (TWE y TLE)**

Este tipo de bomba se usa en pozos que hay tendencia a que se deposite sulfato de calcio dentro del cilindro.

2.2.3.3.3. Bombas SIS

Tienen varias diferencias con relación a las API, con excepción del barril y algunos pistones, las partes no son intercambiables con estas últimas. Estas bombas fueron diseñadas con el fin de bombear crudos viscosos y alto contenido de gas o vapor. Existen algunas diferencias con las API.

El tamaño de las válvulas y los asientos fueron aumentados para conseguir una mayor área de paso. Se acortó la longitud del pistón en general hasta 24 plgs para reducir la fricción pistón / barril. Las jaulas de las válvulas fueron perfiladas para reducir la resistencia del flujo.

2.2.3.4. Nomenclatura De Las Bombas De Subsuelo

Los tipos básicos de bombas de subsuelo y sus designaciones por especificaciones es la siguiente:

TIPO DE BOMBAS	DESIGNACIONES		
	BARRIL		
Bamba de varillas	Pared gruesa	Camisa	Pared Delgada
Barril estacionario Anclaje superior	RHA	RLA	RWA
Barril estacionario Anclaje inferior	RHB	RLB	RWB
Barril viajero Anclaje inferior	RHT	RLT	RWT
Bomba de tubería	TH	TL	-

Tabla 2.5. Nomenclatura de las Bombas de Subsuelo
Fuente: Weatherford

Todas estas nomenclaturas son para bombas con pistón de metal. Para pistones fabricados con materiales más flexibles se lo designan con la letra “S” para barril de pared delgada. En el diagrama posterior se describirá una designación completa de las bombas de subsuelo. Contiene lo siguiente:

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10
XX -XXX - X - X - X - X - X - X - X - X

1) Tamaño nominal de la tubería de producción

2.3/8, 2.7/8, 3.1/2, 4.1/2 plgs.

2) Diámetro interno de la bomba

TIPO DE BOMBA	TIPO DE BARRIL
R - de varillas.	H - pared gruesa.
T - de tubería.	L - camisa reemplazable
SR - SIS de varillas.	
ST - SIS de tubería	
TIPO DE ANCLAJE	POSICIÓN DE ANCLAJE
C – copa	A - parte superior.
M - mecánica.	B - parte inferior.
MO - sobre dimensionada	T – barril
F - anillo de fricción	
FO - sobre dimensionada	

Tabla 2.6. Partes de la Bomba de Subsuelo
Fuente: Weatherford

1.1/4, 1.1/2, 2, 2.1/2, 2.3/4, 3.3/4 plgs.

3) Tipo de bomba, incluyendo tipo de barril, tipo y posición del ancla

4) Longitud del tubo o barril,

(-X) espacio libre pistón / barril (FIT).

- 5) Espacio libre pistón/barril (fit), en pies
- 6) Longitud del pistón, en pies
- 7) Longitud total de las extensiones cuando se usen, en pies

Ejemplo:

$$2\text{-}3/8 * 1\text{-}1/2 * \text{RWT-F} * 12 * (-5) * 27$$

Significa una bomba de varillas, con pistón de 27 plgs de longitud y 1-1/2 plgs de diámetro, con barril viajero de 12' y pared delgada, anclaje inferior tipo fricción y un espacio libre pistón / barril (fit) de 0.005 plgs, se instala en tuberías de 2-3/8 plgs.

2.2.4. ANCLA DE GAS O SEPARADOR DE GAS

La ancla de gas se utiliza en pozos de bombeo para mejorar la separación gas líquido y haciendo mínimo el pasaje de gas a través de la bomba y facilitando la producción; para así obtener una máxima eficiencia volumétrica de ésta. El ancla de gas, es un tubo ranurado perforado colocado en la zapata de anclaje, la interferencia de gas reduce la eficiencia volumétrica de la bomba de subsuelo, si la separación gas líquido no es efectiva.

2.2.4.1. Funcionamiento

Al entrar los fluidos por las ranuras del ancla de gas se crea una turbulencia y caída de presión, lo cual hace que el gas, por ser de menor densidad, se separe del líquido y siga el espacio anular revestidor / tubería. El líquido, por ser más

denso, cae y se acumula en el tubo de barro, donde es succionado por la bomba, a través del tubo de succión.

2.2.4.2. Tipos de anclas de gas

Todos tienen el mismo principio de separación y objetivos, separación gas / líquido. Sin embargo, existen varios tipos con pequeñas variaciones entre ellas, estas son:

➤ **Natural**

Esta ancla de gas no tiene uso práctico en pozos productores de sólidos (arena), debido a su instalación profunda y la bomba puede sufrir problemas de atascamiento. Tampoco es eficaz cuando las presiones de fondo del pozo son muy altas, capaces de formar burbujas.

➤ **Niple perforado (Poorman)**

Se usa frecuentemente en pozos ligeramente arenados donde el nivel de fluido está cerca del fondo del pozo; puede utilizarse a cualquier profundidad.

➤ **Copas**

Es similar al niple perforado y se diferencia por las copas de metal a lo largo del niple.

➤ **Multicopas**

Se utilizan en pozos con alta producción de gas, sin arena, donde el ancla de copas no es efectiva; por lo tanto, es de mayor capacidad de separación gas líquido.

➤ **Empacaduras**

Se utiliza en pozos con alta producción de gas. No se recomienda cuando produce arena, debido a que tiende a depositarse encima de la empacadura y dificultaría la sacada del equipo. A diferencia del ancla de gas tipo natural, para que sea efectiva debe instalarse por encima de las perforaciones, para que exista separación antes de llegar a la bomba de subsuelo.

2.2.4.3. Especificaciones de las anclas de gas

Diámetro de ancla de gás.

(tubería o copas)

510 - 5plg

410 - 4plg

4 - 4.1/2plg

3 o 31 - 3.1/2plg

2 o 27 - 2.7/8plg

23 - 2.3/8plg

Longitud del niple, en pies.

3 - 1 niple.

6 - 2 niples (3 pies/niple)

9 - 3 niples

Diámetro y longitud del tubo de succión.

2 * 20 pies (generalmente)

ESPECIFICACIONES			DIMENSIONES		TUBO DE SUCCIÓN	
Tipo	Clasific	Revestidor	Diámetro	Longitud	Diámetro	Long.
		plgs.	plgs.	pies.	plgs.	pies.
Copa	C 69	9.5/8	6 LP	9	2 LP	15
	C 49	7	4.1/2 EU	9	2 LP	20
	C 46	7	4.1/2 EU	6	2 LP	20
	C 43	7	4.1/2EU	3	2 LP	20
Neplo perforado	P 69	9.5/8	6 LP	9	2 LP	15
	P 49	7	4.1/2 EU	9	2 LP	20
	P 46	7	4.1/2 EU	6	2 LP	20
	P 43	7	4.1/2 EU	3	2 LP	20
Empacadura	PK 42	9.5/8	4.1/2 EU	16	2 LP	14
	PK 31	7	3.1/2 EU	16	1.5 LP	14
Natural	N 31	7 forro			3.1/2 EU	20
	N 27	7 forro			2.7/8 EU	20
	N 23	4.1/2 forro			2.3/8 EU	20

Tabla 2.7. Especificación de las Anclas de Gas

Fuente: Weatherford

2.2.5. ANCLAS DE TUBERÍA.

Es un equipo que se utiliza para controlar los movimientos de la tubería de producción, absorbe los esfuerzos durante la acción de bombeo y los transfiere al revestidor manteniendo la tubería de producción en una posición constante y reduciendo la fricción de las varillas / tuberías. Cuando se mantiene la tubería de producción anclada permite un mayor recorrido del pistón dentro del barril, porque aumenta el movimiento relativo de éste con respecto a la tubería de producción por embolada. Existen dos tipos de anclas de tuberías, las cuales son: de tipo mecánico y de fricción, siendo la más utilizada esta última, la misma que describiremos más adelante sus especificaciones.

Especificación de las Zapatas de Anclaje Tipo Fricción.

Diám. ext.(plgs)				
Bomba de subsuelo	2	2.1/2	3	3.1/2
Tubería de producción	2.3/8	2.7/8	3.1/2	4.1/2
Barril (bomba de varillas)	1.76	2.26	2.76	3.76
Anillo de fricción	1.715	2.21	2.7	3.67
Diám. int. (plgs)				
Barril (bombas de tubería)	1.75	2.25	2.75	3.75
Zapata tipo B	1.75	2.25	2.75	3.75
Zapata tipo C	1.77	2.28	2.78	3.78
Zapata tipo M	1.72	2.23	2.72	3.7
NO-GO del neplo (zapato tipo M)	1.5	1.875	2.5	3.25
Fuerza de tensión. Lbs				
Anclaje zapata/anillo Fricción	2000	2500	3000	4000

Tabla 2.8. Especificación de las Zapatas de Anclaje Tipo Fricción
Fuente: Weatherford

2.3. EQUIPO DE SUPERFICIE DE BOMBEO MECÁNICO

2.3.1. INSTALACIÓN EN SUPERFICIE

La unidad de bombeo se compone de lo siguiente: una estructura de soporte, balancín, bielas, cigüeñal y de otro equipo relacionado. Un arreglo típico del equipo en superficie se compone de: un eje del motor del reductor de velocidades, un balancín, un cabezal, un cable, la barra porta varillas, el vástago pulido, la sarta de varilla.

Por medio de los pasadores del cigüeñal los miembros laterales de las bielas están asegurados al equipo. El extremo de la biela que está asegurada al cigüeñal gira, mientras que el otro extremo que está junto al balancín actúa en forma recíproca, proporcionando la fuerza para operar la unidad.

El balancín descansa sobre el cojinete central encima del poste maestro, el cual suministra el punto central de giro. En el extremo opuesto del balancín a los brazos de las bielas se encuentra el cabezal y el cable. La barra porta varillas se cuelga del cable, que a su vez depende del vástago pulido, del mismo que va suspendida la última sarta de varillas.

El arreglo del cabezal del balancín y del cable se usa para asegurar que la tensión aplicada a la sarta de varillas sea siempre vertical de modo que no se apliquen momentos de flexión a esa parte de la sarta arriba de la prensa estopa. La combinación de varilla pulida y prensa estopa se usa para mantener un buen sello líquido en la superficie.

2.3.2. UNIDAD DE BOMBEO

Es una máquina integrada cuyo objetivo es cambiar el movimiento angular del eje del motor a recíproco vertical, a velocidad apropiada, con el propósito de accionar la sarta de varillas y bombas del subsuelo.

2.3.2.1. Tipos de Unidades de Bombeo

De acuerdo a los diferentes tamaños, características y funcionamiento, pueden clasificarse en los siguientes:

- Balancín API.
- Hidráulicas.
- Rotativos.
- Otros (winches, neumáticas).

2.3.2.1.1. Unidades de Bombeo Mecánico API

Estas unidades de bombeo cumplen las especificaciones API en su diseño y son las más utilizadas para el levantamiento mecánico, porque sus costos de operación son muy bajos y por su amplia adaptación a las condiciones de los pozos.

Estos equipos en base a la geometría y contrapeso se clasifican en:

1. Unidad Convencional
2. Unidad Mark
3. Unidad Balanceada por aire

Unidad Convencional



Figura 2.2. Unidad convencional
Fuente: Manual de Optimización de Bombeo Mecánico

La unidad de bombeo convencional, es la más utilizada en los campos petroleros por ser más económica, de fácil operación y un mantenimiento mínimo.

El principio de operación es el siguiente: el movimiento rotativo del motor es transmitido por medio de correas a la caja de transmisión, la cual reduce la velocidad a través de un sistema de engranajes.

Este movimiento más lento es comunicado a la viga viajera, mediante conexión biela-manivela, y convertido en movimiento vertical, reflejado en la varilla.

Estas unidades pueden ser balanceadas en la manivela y otras con cajas de engranajes pequeñas pueden ser balanceadas en la viga viajera. En casos ocasionales se tiene una combinación de ambos contrapesos.

RANGOS	TORQUE	CARGA	EMBOLADA
	Plg-lb	Lbs	Plgs
Máximo	912000	36500	168
Mínimo	25000	5300	12

Tabla 2.9. Rango de Operación de Unidad Convencional
Fuente: Weatherford

Unidad Unitorque O Mark II



Figura 2.3. Unidad Mark II
Fuente: Manual de Optimización de Bombeo Mecánico

Esta unidad es un rediseño del convencional que cambia la posición de los brazos y el poste maestro para obtener de esta manera un torque uniforme a fin de reducir su movimiento en la caja de engranaje.

Esta unidad es capaz de soportar más fluido sin necesidad de sobrecargar el equipo, pero es más costoso manufacturar su estructura y necesita un mayor contra balanceo.

El rango de operación es el siguiente:

RANGOS	TORQUE	CARGA	EMBOLADA
	Plg-lb	Lbs	Pigs
Máximo	1'280.000	42.700	216
Mínimo	144.000	14,300	64

Tabla 2.10. Rango de Operación de Unidad Mark II
Fuente: Weatherford

La mayor diferencia en el diseño en comparación con la unidad convencional radica en que la unidad de potencia motriz se encuentra localizada en el medio del equipo (entre el punto de apoyo y el cabezal).

Unidad Balanceada por Aire



Figura 2.4. Unidad Balanceada por Aire
Fuente: Manual de Optimización de Bombeo Mecánico

Estas unidades de bombeo utilizan un cilindro con aire comprimido en lugar de pesas de hierro. Tiene las siguientes ventajas: muy prácticas para usarlas en operaciones costa afuera, son portátiles, se pueden manejar mejor los crudos

pesados por trabajar con baja velocidad de bombeo y emboladas largas, cuando es necesario mover la unidad de un pozo a otro, porque reducen los costos del transporte e instalaciones.

Las desventajas presentan costos de mantenimiento altos referidos al cilindro de gas (aire), pistón, compresor y controles neumáticos. Los rangos de operación son:

RANGOS	TORQUE	CARGA	EMBOLADA
	Plg-lb	Lbs	Plgs
Mínimo	114,000	17.300	64
Máximo	3'648.000	47.000	300

Tabla 2.11. Rango de Operación de Unidad Balanceada por Aire
Fuente: Weatherford

2.3.2.1.2. Unidades Hidráulicas

Presentan geometría diferente a las unidades API, la bomba hidráulica sustituye la caja de engranajes, la energía se transforma por medio de fluidos a los elevadores de la barra pulida.

Estas unidades se contralancean con torque presurizado con fluido, generalmente gas; también se puede combinar la velocidad de bombeo de forma satisfactoria con la embolada en varios arreglos a través del panel de control.

También, es posible aplicar en crudos pesados donde es necesario carreras descendentes lentas a fin de permitir que las varillas bajen por su propio peso;

y una carrera ascendente rápida, para obtener la velocidad de bombeo requerida, lo que no se puede obtener en las unidades de bombeo API.

2.3.2.1.3. Unidades Rotativas

Esta unidad está compuesta de un rotor y un estator en el fondo del pozo; en la superficie se encuentra un cabezal de rotación y un motor eléctrico para generar un movimiento continuo rotativo.

El crudo es desplazado en forma continua hasta la superficie por medio del rotor que gira dentro del estator, formando de esta manera cavidades progresivas ascendentes, utilizando el principio de tornillo sin fin.

2.3.2.1.4. Otros Tipos De Unidades

Existen otros tipos de unidades de bombeo que casi no se utilizan en los campos petroleros, entre los cuales tenemos:

1. Tipo Winche

De este equipo se tienen tres tipos de unidades:

- Oil Well,
- Alpha
- Western Gear

Las principales características son:

- Longitud de carreras muy largas, 34-40 pies.
- Baja velocidad de bombeo, 2-4 spm.

- Las cargas dinámicas de la unidad y cíclicas en los motores son reducidas.
- Sensitivas a los cambios de condiciones de pozos.
- Frecuentes fallas en los cables.
- Vida útil más corta.

2. Neumática

Son muy similares a las unidades hidráulicas, pero utilizan gas como fluido de trabajo (aire o gas comprimido) en vez de aceite hidráulico y un compresor en lugar de bombas de desplazamiento positivo. Generalmente, se utilizan en pozos de gas para bombear líquidos por la tubería de producción y el gas es producido por el anular, para usarlo como fluido de levantamiento en la carrera ascendente y luego ventearlo a la línea principal de gas, durante la carrera descendente.

2.3.2.2. Descripción y Especificación de la Unidad de Bombeo

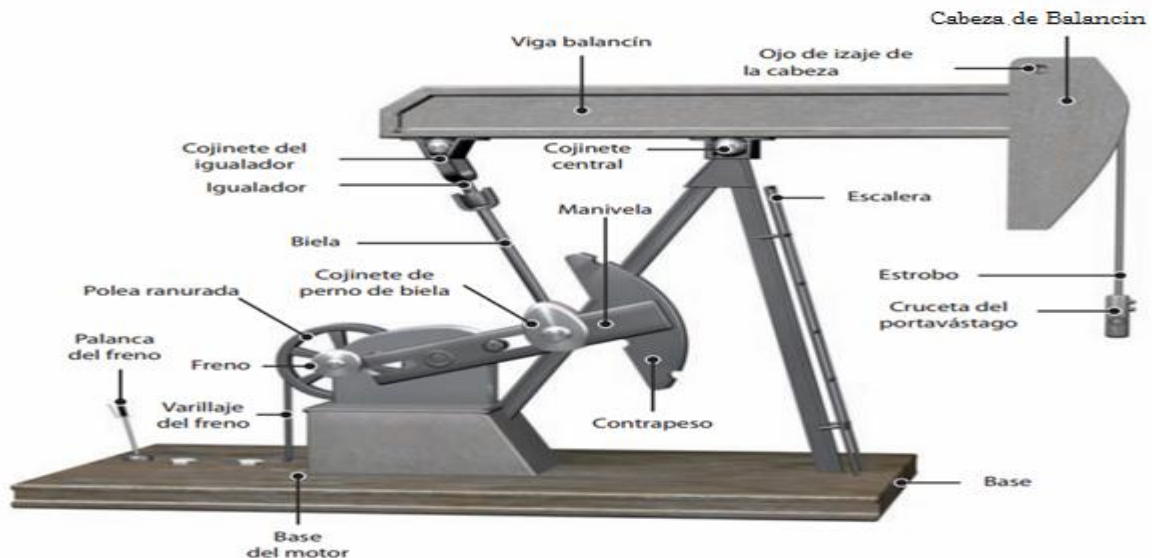


Figura 2.5. Descripción de la Unidad de Bombeo
Fuente: Manual de Optimización de Bombeo Mecánico

En general todas las unidades de bombeo tienen detalles característicos que se adaptan a las condiciones requeridas para producir los pozos y son las siguientes:

1. Nomenclatura de las Unidades de Bombeo

- Balanceada por aire, (A).
- Balanceada en la viga viajera, (B).
- Balancín convencional, (C).
- Balancín unitorque, Mark II, (M).

2. Capacidad de la Caja de Engranaje, en lbs-plgs

Es el torque máximo que puede resistir la caja de transmisión. Este valor numérico viene acompañado por una letra que indica el tipo de reducción del sistema de engranaje y son los siguientes:

- Simple (S)
- Doble (D)
- Triple (T)

3. Capacidad estructural, en cientos de Lbs

Se refiere a la máxima carga permisible en la viga viajera, la cual tiene cierta zona de tensión crítica de la estructura.

4. Carrera máxima, en plgs

Representa la longitud máxima de la embolada del balancín en la manivela, cuatro posiciones de carreras disponibles para una determinada unidad de bombeo. Estará en carrera máxima cuando los brazos estén conectados en la última posición (cuarto hueco).

5. Desbalance estructural, en lbs

Es la fuerza requerida en la barra pulida para mantener la viga viajera en una posición horizontal con los brazos desconectados de la manivela.

Se considera: Desbalance positivo (+) cuando la fuerza requerida es hacia abajo y Desbalance negativo (-) cuando la fuerza requerida es hacia arriba.

El signo negativo debe estar impreso en la placa cuando el desbalance es negativo y aparece expresado como (sub).

Ejemplo:

C-228D-20-74 sub-500

La letra C, significa que es un balancín convencional, con caja de engranaje de doble reducción y tensión de 228M lbs-plgs, capacidad estructural permisible de 20Mlbs y carrera máxima de 74 plgs. El valor negativo significa que el cabezal del balancín es muy pesado y se necesitan 500 lbs para lograr un balance estructural.

2.3.3. MOTOR DE LA UNIDAD

Equipo que suministra el movimiento y potencia a la unidad de bombeo para levantar los fluidos del pozo.

2.3.3.1. Motor de combustión interna

Existen dos tipos, de alta velocidad (Waukesha) y baja velocidad (Ajax). Los motores de alta velocidad tienen 6 cilindros, operan a una velocidad entre 800-1400 rpm con polea grande para producir efectos de inercia, y se comportan en forma similar a un motor eléctrico de alto deslizamiento.

Los motores de baja velocidad son de un solo cilindro, operan a una velocidad de 200-600 rpm, con polea grande, su comportamiento es similar al motor eléctrico tipo NEMA D. Los costos de operación son menores a los eléctricos, pero los mantenimientos son superiores.

2.3.3.2. Motores Eléctricos

Son de dos tipos, convencionales NEMA D, y de alto deslizamiento. El convencional NEMA D, posee bajo porcentaje de deslizamiento, varía entre 8 y 12% a plena carga; en consecuencia la variación de velocidad es relativamente pequeña. En los de alto deslizamiento se obtienen variaciones de velocidad entre 35 y 50%.

Esta variación produce dos beneficios:

1. Reduce cargas en la unidad de bombeo y sargas de varillas.

2. Reduce la velocidad durante el periodo de mayor carga, en la mitad de las carreras ascendente / descendente de la unidad de bombeo y aumenta la velocidad al final de cada recorrido.

2.3.3.3. Especificaciones de Motores

Potencia: varía desde 5-100 HP para los convencionales y de 10-200 HP para los de alto deslizamiento.

Velocidad: varía entre 460-1012 rpm para los dos motores eléctricos.

Energía: el consumo varía según el fabricante.

La variación de velocidad durante un ciclo de bombeo, expresado en porcentaje, está definida por la ecuación siguiente.

$$AV = [(V_{m\acute{a}x} - V_{m\acute{i}n}) / V_{m\acute{a}x}] * 100$$

AV = Variación de velocidad, en %

V_{máx} = Velocidad máxima instantánea, RPM

V_{mín} = Velocidad mínima instantánea. RPM

2.3.4. CABEZAL DEL POZO

El cabezal es una instalación usada para disponer en superficie de un “equipo de control” del pozo.

Durante la perforación de un pozo, luego de corrida y cementada la tubería de revestimiento superficial, es necesario instalar un colgador para esta tubería, en donde se acoplan los equipos de seguridad que impiden reventones BOP. (Blow out preventors).

De acuerdo al tipo de formación, para prevenir derrumbes, presencia de estratos de gas, y/o petróleo, acuíferos, condiciones operacionales adversas, desviación del hueco, etc, para alcanzar la profundidad total (TD), es necesario en algunos pozos correr tuberías de revestimiento intermedio e instalar los respectivos colgadores.

Concluida la perforación, una vez que se alcanza la profundidad final y se corren los registros de evaluación, se presentan dos alternativas.

- Que el pozo sea seco:

En este caso, se deberán realizar trabajos de abandono (taponar) e instalar el cabezal respectivo (de acuerdo a la legislación del país)

- Que el pozo sea productivo:

Se deberá correr la tubería de revestimiento de producción y proceder a las pruebas respectivas, para lo cual se requiere instalar el cabezal correspondiente, que en producción se conoce como “Árbol de Navidad” (Well head Equipment and Christmas Tree Assembly)

Los cabezales son instalaciones conectadas con las tuberías utilizadas en el pozo y son el soporte para las unidades siguientes:

- Tubería de revestimiento (casing)
- Tuberías de producción (tubing)

2.3.4.1. Función

- Controlar y dirigir la entrada y salida de los fluidos (gases y líquidos) bajo las condiciones de presión de las varias sartas de tubería, principalmente con el uso de válvulas.
- Suspender la tubería de producción (tubing) y la parte libre de la tubería de revestimiento (casing) mediante colgadores en las secciones apropiadas del cabezal.
- Sellar un espacio anular de otro.
- Servir como base para la instalación de las válvulas de seguridad o válvulas con fines especiales usadas para permitir controlar cualquier presión mientras se está trabajando en el pozo.

2.3.4.2 Diseño de un Cabezal

La configuración y especificaciones del árbol de navidad dependen de las compañías proveedoras. Un cabezal comprende básicamente tres componentes:

- a. La sección A es la inferior y a ella pertenece parte del casing superficial y es donde va sujeta la tubería de revestimiento (casing).
- b. La sección B es la parte intermedia y es donde va sujeta la tubería de producción (tubing) al dejar finalizada la completación del pozo, y es también donde están ubicadas las válvulas del espacio anular.

- c. La sección C es la superior y es propiamente la que se llama árbol de navidad, nombre que se ha generalizado para designar a todo el cabezal o complemento de las tres secciones. En esta parte C se encuentra la válvula master del pozo con la que se lo puede abrir o cerrar y las válvulas laterales de producción.

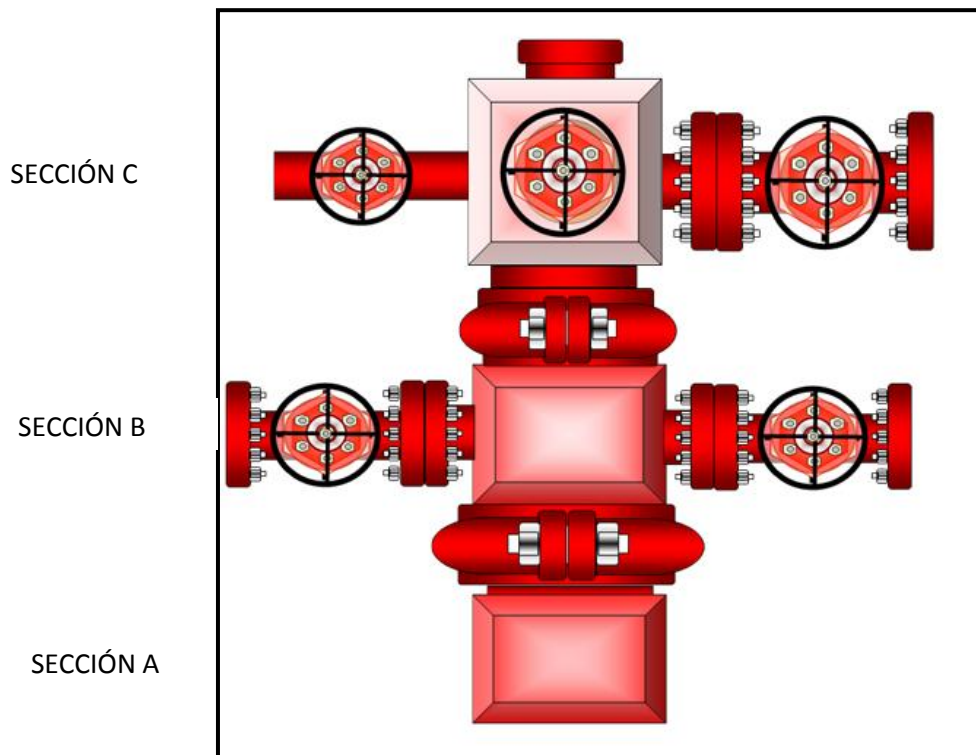


Figura 2.6. Cabezal de Pozo
Fuente: Manual de Optimización de Bombeo Mecánico

CAPITULO III

3.1. EQUIPOS DE MEDICIÓN

En los pozos que utilizan el sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, se emplean herramientas que sirven para realizar diagnósticos a los pozos y poder determinar posibles causas del mal funcionamiento de ellos. Estos equipos son el Dinamómetro y el Medidor de Niveles o Echometer.

El equipo con que se contó para realizar este trabajo es un medidor de ecos (Echometer) y a la vez, dinamómetro computarizado con el cual se pueden realizar las pruebas necesarias para conocer el estado actual del pozo en estudio. De esta forma se elimina la necesidad de realizar cálculos manuales y solo es necesario ingresar los datos actuales de la configuración mecánica del pozo (completación) para efectuar así los análisis respectivos.

3.1.1. DINAMÓMETRO

El dinamómetro está conformado por los accesorios siguientes: computador portátil, convertidor análogo o digital y una celda de carga con un acelerómetro. La celda de carga usa un sensor de esfuerzo para medir la carga en el varillón pulido, estas señales se envían al convertidor que acondiciona y digitaliza dichas señales. Los datos digitales se dirigen después a través de una tarjeta de interface a la memoria del computador donde la señal puede ser procesada.

Esta herramienta permite realizar la medición de las cargas que están actuando sobre el varillón pulido para cada posición de éste durante el ciclo de bombeo.

Como producto de la medición se pueden determinar parámetros tales como la máxima y mínima carga que actúa sobre el varillón, el torque en la unidad de bombeo, los HP necesarios para que el motor pueda mover dicha

unidad de bombeo y la manera en que está trabajando la bomba de subsuelo.

La carta dinagráfica es una representación de las tensiones que soporta la barra pulida a través de la carrera descendente y ascendente del balancín, las cuales son causadas por la variación de las cargas a las que está sometida la bomba durante el ciclo de bombeo. Adicionándole las cargas producidas por el peso del fluido, fricción, aceleración del pistón, etc.

Para utilizar las dinamografías e interpretar las situaciones en las que se encuentra la bomba y las varillas, es necesario que exista un punto de referencia. Esta es la dinamografía teórica correspondiente a un funcionamiento perfecto de la bomba de profundidad. Esta gráfica corresponde a un pozo trabajando con un número de golpes pequeños.

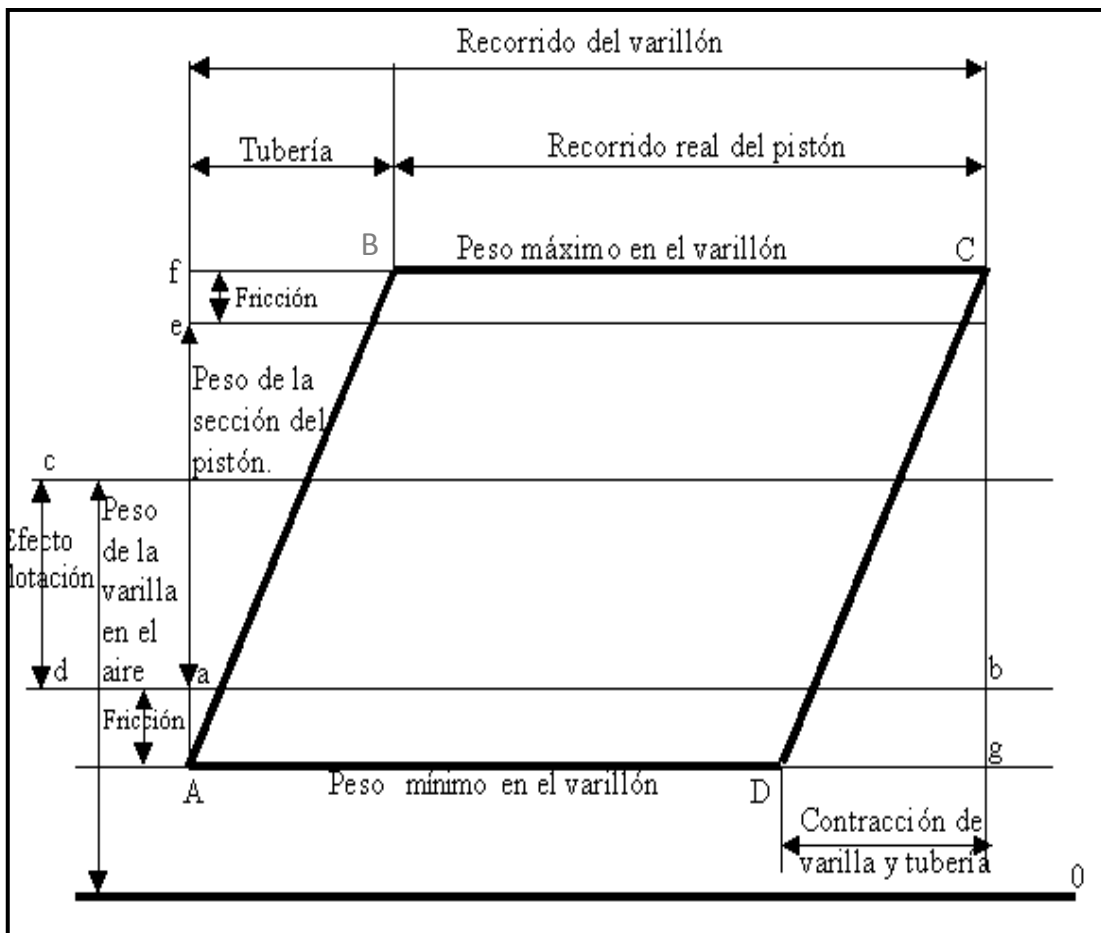


Figura 3.1. Representación de carta dinagráfica

Fuente: Manual de Interpretación de Cartas Dinagráficas, UPCP de Venezuela 2007

Acerca de la dinamografía teórica se debe conocer primeramente que se parte de un diagrama ideal, como se puede ver a continuación, para el cual el bombeo tiene una eficiencia del 100%.

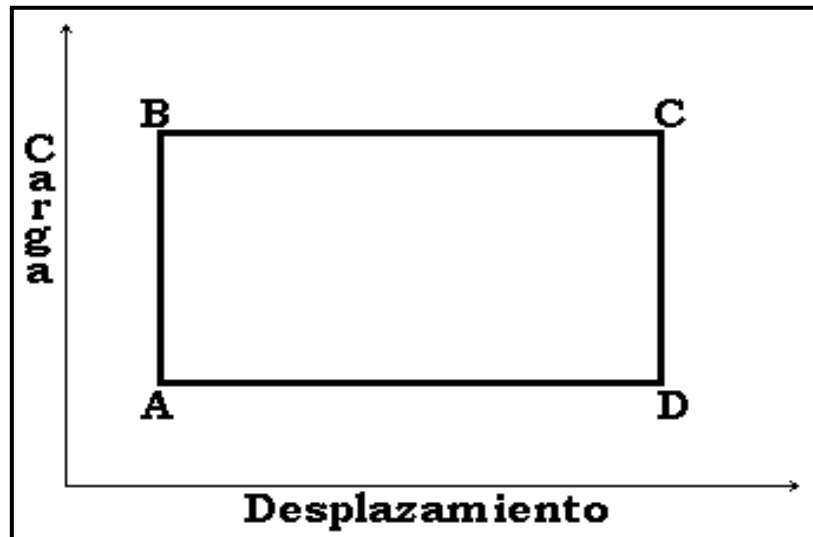


Figura 3.2. Diagrama Ideal del desplazamiento de la bomba

Fuente: Manual de Interpretación de Cartas Dinagráficas, UPCP de Venezuela 2007

Donde:

A: Comienza la carrera ascendente. La válvula viajera se cierra y la carga sobre las cabillas aumenta instantáneamente de A B, por la carga tomada del fluido.

B-C: La carga sobre las cabillas es constante. Se desplaza el pistón hacia arriba, con la válvula viajera cerrada.

C: Es el punto alto y final de la carrera de ascenso donde la válvula viajera se abre, la válvula fija se cierra y la carga del fluido se transfiere a la tubería causando que la carga sobre las cabillas baje instantáneamente del punto C al D.

D-A: El pistón desciende con la válvula viajera abierta sin representarle carga del fluido en la varilla.

Cuando se tiene en cuenta el efecto del estiramiento de la cabilla y el encogimiento de la sarta, queda el siguiente diagrama:

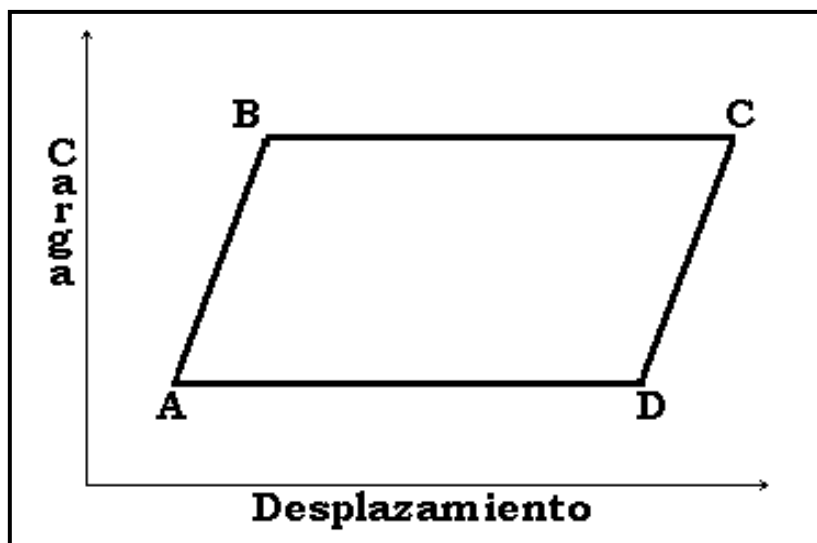


Figura 3.3. Diagrama del desplazamiento de la bomba
 Fuente: *Manual de Interpretación de Cartas Dinagráficas, UPCP de Venezuela 2007*

La línea ab representa en la escala del esfuerzo de la dinamografía el peso de las varillas en el líquido (peso de las varillas en el aire, menos el peso correspondiente al efecto de flotación). La diferencia entre los pesos correspondiente línea ab y AD (fuerza mínima en la dinamografía) representa la fuerza debido al efecto de fricción en el recorrido descendente.

La línea BC representa el peso máximo en el varillón durante el recorrido ascendente, éste sobrepasa al peso de las varillas en el líquido más el peso del líquido sobre el pistón, con la cantidad ef correspondiente a la fricción en el recorrido ascendente.

El peso del varillón en el recorrido ascendente que empieza en A crece progresivamente hasta B debido a que antes que el pistón se ponga en movimiento, las varillas y la tubería de extracción se estiran bajo la influencia del peso del líquido. La longitud fB representa este estiramiento incluyendo la influencia de la fricción Aa y ef. El pistón empieza el movimiento en B. El fenómeno ocurre en sentido inverso en el recorrido descendente, Dg representa la contracción de las varillas y tubería cuando desaparece el peso.

Es decir fC representa el recorrido del varillón y el recorrido del pistón es igual con BC .

En la realidad es difícil encontrar un dinamograma que se acerque lo suficiente a este teórico. Hay un período momentáneo sin movimiento de la varilla pulida.

Además, la varilla pulida se mueve alguna distancia en la carrera descendente antes de que se abra la válvula viajera y alguna distancia en la carrera ascendente antes que se cierre.

Cuando el número de golpes es mayor de 5 gol/min empieza a aparecer la influencia de los fenómenos de inercia provocando que se deforme la dinamografía teórica y su rotación, incluyendo todas las otras influencias como por ejemplo: la vibración, efectos dinámicos, la fricción y acción de la bomba.

La correcta interpretación de las formas de las cartas dinamométricas es fundamental para conocer si existen problemas en los pozos y remediarlos.

3.1.2. ECHOMETER

Es usado para determinar el nivel de fluido dinámico o estático de los pozos que no producen por flujo natural. Es una herramienta de gran utilidad en el momento de controlar o vigilar el comportamiento de los pozos de los sistemas de levantamiento artificial usados y para optimizar la producción.

3.1.2.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL ECHOMETER

Un instrumento registra el nivel del fluido, generando una onda de energía en la superficie, se registra el tiempo entre la emisión de esta onda y el regreso de su reflexión a la superficie. La energía se proporciona generalmente descargando un cartucho de salva, un delta de presión por medio de una explosión controlada o en los últimos avances una implosión teniendo en cuenta la cantidad de gas que existe libre en el anular.

Un punto importante al momento de realizar un registro es asegurarse de que todas las juntas sean de la misma longitud, ya que en lugar de utilizar la velocidad en el espacio anular junto con la diferencia de tiempo entre la emisión de la sucesión de ondas y la recepción de la primera reflexión, es común determinar la profundidad del nivel de fluido por reflexiones secundarias en las juntas de la tubería.

La principal dificultad radica en que la velocidad del sonido en el medio, depende de la composición, temperatura y presión del gas, las cuales no se conocen con precisión. Por otra parte las reflexiones secundarias tienen lugar en las juntas, de modo que el registro de nivel de fluido tiene varias series de picos. Si se sabe que cada junta de la tubería de producción esta aproximadamente a 20 pies de longitud, por ejemplo, puede establecerse inmediatamente una escala de profundidad, la misma que puede leerse directamente en el registro.

El equipo Echometer, sigue el mismo principio general de funcionamiento para medir el nivel de fluido, el cual consiste por lo general en realizar una explosión controlada y con base en las reflexiones de la onda se determina el nivel (las ondas se generan cada vez que se cambia de medio o cuando se encuentran reducciones en el área transversal).

Los pasos a seguir en la toma de niveles son los siguientes:

1. Verificar que el equipo este calibrado. Esto se realiza mediante una serie de pasos sencillos que van indicando poco a poco el programa con el que trabaja la computadora.
2. Verificar cual es el valor de la presión del casing en la cabeza del pozo
3. Conectar el dispositivo disparador del equipo a una de las entradas del casing del pozo.

4. Cargar la cámara del dispositivo disparador con CO₂ a una presión entre 100 y 150 libras/pulg², mayor que la presión del casing, medida previamente en el paso 2.
5. Si el pozo está en funcionamiento, detener la unidad hasta que se termine de realizar la medición de nivel, para que el ruido que produce el motor y la unidad de bombeo no afecten la señal que se deberá analizar.
6. Cerrar las demás líneas del casing que tenga el pozo y dejar abierta solamente aquella a la cual está conectado el dispositivo disparador del equipo.
7. Accionar el dispositivo disparador y aguardar un minuto mientras se espera que la señal sea registrada por el equipo antes de empezar a realizar el análisis de nivel.

3.2. DETERMINACIÓN DE PROBLEMAS MÁS FRECUENTES EN EL EQUIPO DE SUBSUELO

Problemas más comunes en las bombas de subsuelo

➤ ABRASIÓN O EROSIÓN

La arena y otros materiales sólidos dañan los pistones, las camisas, las válvulas, y las copas de las válvulas, causando un exceso de resbalamiento. La arena erosiona los tubos sin rosca, especialmente en el extremo inferior, lo que ocasiona roturas por desgaste.

➤ **EROSIÓN MECÁNICA**

En pozos en que varía la verticalidad, todo un lado del cilindro móvil de las bombas pueden corroerse, dejando que la unidad falle completamente. La erosión mecánica afecta a los pistones y las camisas debido al desgaste desigual dentro de la bomba; pero el efecto total no es tan severo en las bombas de cilindros móviles.

La falta de lubricación puede causar un desgaste anormal en los pistones y en la superficie interna de los cilindros, esto sucede en los pozos que producen cantidades muy grandes de agua. En otras ocasiones, puede no haber suficiente espacio entre el pistón y el cilindro, como mínimo debe haber un espacio de 1/1000 plg, entre estas dos piezas.

➤ **CORROSIÓN**

La corrosión afecta todas las partes de la bomba que entran en contacto con el agua salada. El ataque corrosivo afecta más todavía a los pistones, camisas, tubos sin rosca y otros pasajes pequeños para el flujo.

El sulfuro de hidrógeno o agua que contenga este compuesto causa que las partes hechas de hierro fundido o acero ordinario se hagan quebradizas y se rompan fácilmente. Las partes más afectadas son los extremos superiores de las envolturas del cilindro y las bolas de las válvulas.

➤ **IMPACTO**

Toda clase de impacto aumenta la intensidad del golpe recibido por el engranaje reductor, la barra de conexión, el balancín, las varillas, la tubería y la bomba. En la bomba, el impacto causa deformación en el

pistón, desalinea la camisa, afecta los asientos de las válvulas, rotura de las cajas y de los tubos sin roscas. Los costos de reparación aumentan debido a que se incrementan las fallas del equipo de superficie y del subsuelo.

➤ **IMPACTO FÍSICO**

El impacto físico es causado por el ajuste inadecuado del transporte en la abrazadera de la varilla pulida, el uso de una carrera demasiado larga o el uso de un cilindro de bomba demasiado corto. Puede ocurrir en uno o en ambos extremos de la carrera.

➤ **PROBLEMAS DE ESCALA**

Los minerales depositados en la bomba causan resistencia al fluir de los fluidos en los espacios estrechos y reducen el volumen total de la bomba.

➤ **PROBLEMAS DE GAS**

El gas disminuye el rendimiento de la bomba, ya que ocupa un volumen en el barril que debería ocupar el petróleo.

La bomba puede sufrir un bloqueo parcial o total, en este caso ocupa todo el volumen del barril y deja de producir

Esto generalmente ocurre en pozos que tienen alta relación gas/petróleo y que trabajan con un nivel bajo.

El gas acumulado en el barril queda con una presión tal, que cuando el pistón baja, lo comprime; pero no lo suficiente para vencer la presión de la columna líquida del tubing. Por lo tanto la válvula viajera permanece cerrada.

Cuando el pistón sube se descomprime el barril, pero la presión del mismo es superior a la producida por el peso del fluido contenido en

el casing; por lo tanto no permite que se abra la válvula fija. De esta forma el gas trabaja como un resorte comprimiéndose y descomprimiéndose dentro del barril. Este fenómeno se lo conoce comúnmente como candado de gas.

➤ **PROBLEMAS DE PARAFINAS**

La parafina hace que las válvulas se peguen y causen las mismas dificultades que las escalas.

➤ **EMULSIFICACIÓN DEL PETRÓLEO**

En pozos productores en los que hay presencia de agua y un agente emulsificador, debe prestarse particular atención al efecto de las bombas desgastadas ya que hay tendencia de que el petróleo y el agua formen emulsiones estables.

Además de la presencia del agua y del agente emulsificador o sustancia química en el agua, un tercer factor en la formación de emulsiones es la agitación de la mezcla.

La turbulencia que acompaña el paso del petróleo y agua por las válvulas desgastadas en la bomba, el flujo del petróleo que pasa a través de los pistones, y el bombeo a los estranguladores, proporcionan la agitación necesaria para emulsificar la mezcla.

3.3. PROBLEMAS MÁS COMUNES EN LAS VARILLAS DE SUCCIÓN

En cada caso una varilla rota es el resultado de una o más causas y la mayor parte de estas pueden ser controladas. Las más comunes son:

➤ **DAÑO FÍSICO**

Las varillas de bombeo deben tratarse con mucho cuidado puesto que las torceduras, golpes, hendiduras y cualquier otro daño físico, aceleran los efectos de fatiga y pueden causar un torque incorrecto en las uniones. Las roturas originadas por daño físico son difíciles de identificar, porque las partes rotas, en general presentan las características de otra causa de daños

➤ **FATIGA**

La fatiga es quizás la causa más común de roturas, especialmente en el cuerpo de las varillas.

Es un fenómeno natural que disminuye la resistencia del metal con el uso en el caso de esfuerzos repetitivos, como ocurre en el bombeo mecánico.

La fatiga comienza con una serie de pequeñas grietas en el cuerpo de las varillas, a medida que la fatiga avanza las grietas se agrandan hasta que se produce la rotura.

La rotura es función de la carga máxima y mínima que puede medirse en el dinamómetro.

➤ **TORQUE INCORRECTO**

Las roturas de los pines, salvo raras ocasiones son siempre el resultado de un torque incorrecto o falta de limpieza.

Si la unión tiene poco torque, es espejo del pin y la cara de la pulpa se separa en operación provocando a corto plazo rotura del pin.

Si la unión esta pasada del torque, el pin estará muy ajustado y cuando se cargue con el peso de las varillas más el fluido puede excederse la resistencia del metal y provocar la rotura del pin.

➤ **CONDICIONES DE BOMBEO MUY SEVERAS**

Cuando el barril de la bomba se llena parcialmente, debido al bajo nivel, el pistón en la carrera descendente, “golpea” contra el fluido, en vez de descargarse de forma gradual, lo cual causa graves daños no solo a las varillas sino al equipo y al motor; este daño puede extenderse también al casing por medio de las cuñas del ancla del tubing, si este estuviera anclado.

Otra causa que acelera la rotura de varillas es la excesiva velocidad de bombeo que incrementa los efectos siguientes:

- Al final de la carrera descendente las varillas tienden a seguir bajando cuando el equipo ya ha comenzado la carrera ascendente.
- Al final de la carrera ascendente las varillas tienden a seguir subiendo cuando el equipo ha comenzado la carrera descendente.

Todo ello acelera el proceso de fatiga de la columna.

3.4. DIAGRAMA DE PROBLEMAS MÁS FRECUENTES

A continuación se mencionan los casos más frecuentes presentes en los pozos de bombeo mecánico y que pueden identificarse mediante el análisis de las cartas dinamográficas. Estos problemas son:

3.4.1. ANÁLISIS DE LAS CARTAS DINAGRÁFICAS DE SUPERFICIE EN POZOS SIN INCONVENIENTES

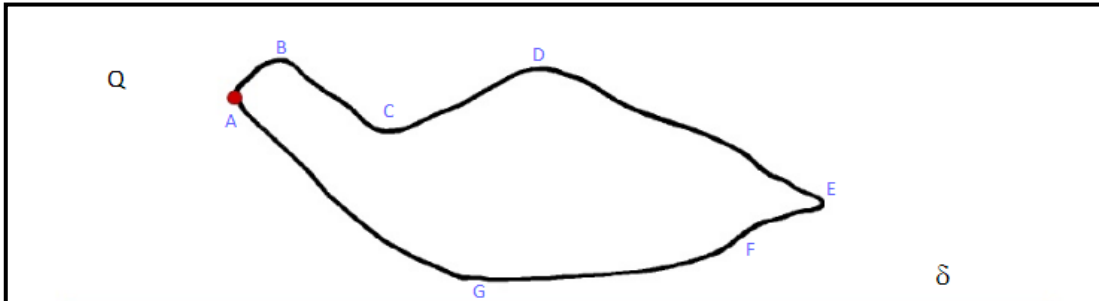


Figura 3. 4. Dinagrama a bajas velocidades de bombeo, carrera ascendente de la bomba

Fuente: Manual de Interpretación de Cartas Dinagráficas, UPCP de Venezuela 2007

La figura es un ejemplo ideal de dinagrama a bajas velocidades de bombeo el punto A representa el final de la carrera descendente del balancín y la inclinación de la carrera ascendente para la barra pulida.

Al cerrar la válvula viajera, la barra pulida empieza a soportar la carga del fluido esto representa al aumento carga desde A a B.

El descenso en la carga de la barra pulida desde B a C es el resultado de la deformación elástica de las cabillas cuando empieza a soportar la carga del fluido.

A medida que las cabillas se mueven hacia arriba la carga de la aceleración aumenta hasta alcanzar el punto máximo D (Teóricamente cerca de la mitad de la carrera ascendente).

Desde el punto D hasta el punto E la carga de la aceleración disminuye a medida que la velocidad de las cabillas llega a cero.

El punto E representa el final de la carrera ascendente y la iniciación del tiro descendente, al descender las cabillas se inicia la compresión del fluido, la válvula viajera abre y la válvula fija cierra.

En el punto F la válvula fija soporta la compresión del fluido y hay una marcada disminución en la carga de la barra pulida, iniciándose la apertura

de la válvula viajera hasta que la carga de aceleración disminuye al punto G cerca de la mitad de la carrera descendente donde ocurre la carga mínima de la barra.

De G a la aceleración negativa de la carga disminuye, originando un aumento en la carga de la barra pulida.

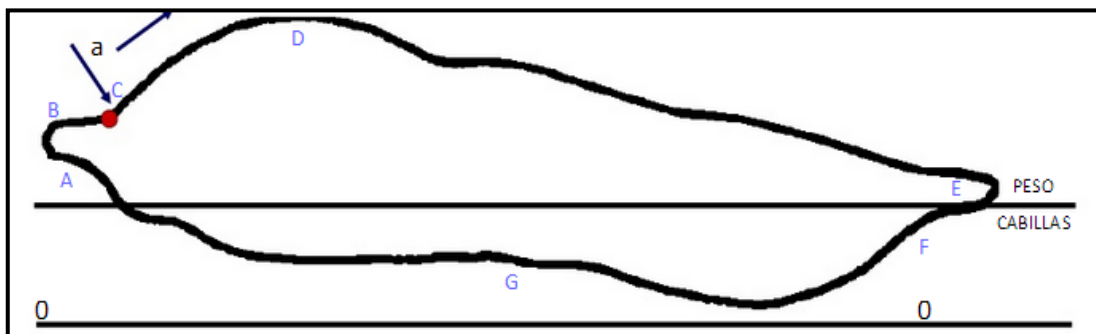


Figura 3. 5. Dinagrama a bajas velocidades de bombeo, carrera descendente de la bomba

Fuente: Manual de Interpretación de Cartas Dinagráficas, UPCP de Venezuela 2007

En las cabillas, las ondas de esfuerzos viajan con una velocidad aproximada de 15.900 pies/seg. Por lo tanto si una bomba está instalada a 3.000 pies de profundidad cualquier evento que ocurra abajo se registrará en 1/5 de seg., aproximadamente. Posteriormente en la barra pulida, al considerar los factores de vibración/fricción y al acelerar el balancín, la depresión en la punta A se mueve hacia la derecha debido a que toda la carta requiere menos tiempo para ser completada.

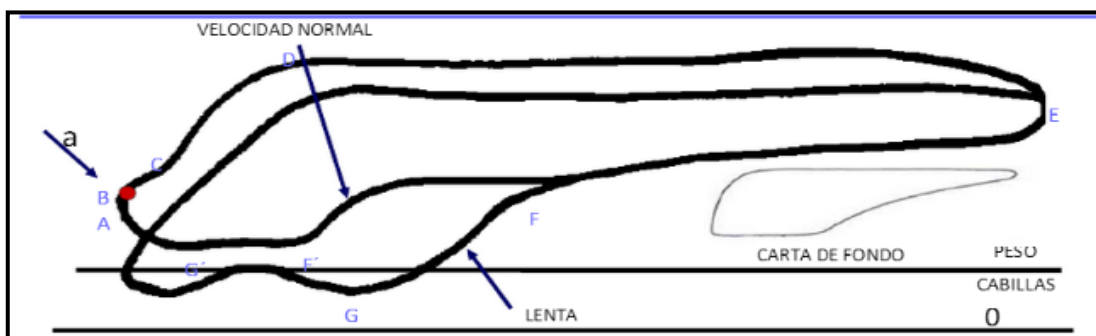


Figura 3. 6. Dinagrama con una alta relación gas- liquido

Fuente: Manual de Interpretación de Cartas Dinagráficas, UPCP de Venezuela 2007

Cuando un pozo bombea con una alta relación gas-liquido, la carta dinagráfica muestra una curva de compresión de gas en la carrera descendente, esto se debe a que la válvula viajera no abre hasta que la presión en el fluido que se está comprimiendo sea lo suficiente para vencer el peso de la columna hidrostática en la tubería de producción (F).

Para mejorar esta acción de bombeo se debe instalar la bomba lo más profundo posible, luego una válvula anular y montar una bomba para manejar gas o un ancla de gas con un tubo de barro más largo.

3.4.2. ANÁLISIS DE CARTAS DINAGRAFICAS DE SUPERFICIE EN POZOS CON ALTA PRODUCCIÓN DE GAS (GAS LOCK)

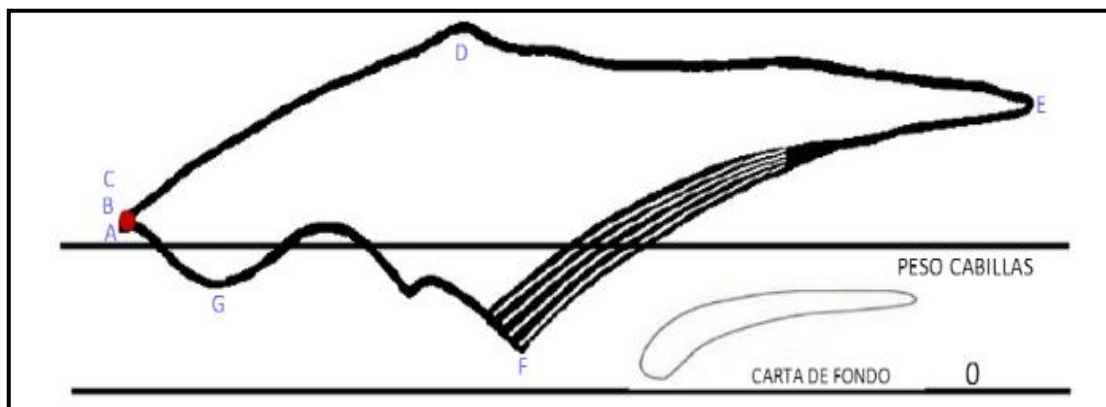


Figura 3. 7. Dinagrama con alta producción de gas
Fuente: Manual de Interpretación de Cartas Dinagráficas, UPCP de Venezuela 2007

En esta carta dinagráfica se observa que la bomba está manejando un volumen muy considerable de gas, disminuyendo el diámetro de la indicada unidad se puede obtener una mejor eficiencia volumétrica, al instalar un equipo en un sistema abierto con un ancla o separador de gas se logra perder menos carrera por compresión del gas.

3.4.3. ANÁLISIS DE CARTAS DINAGRAFICAS DE SUPERFICIE EN POZOS CON CRUDOS VISCOSOS

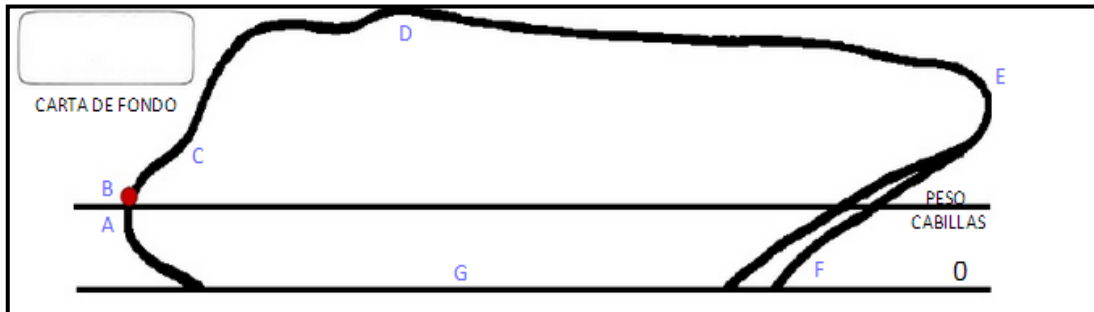


Figura 3. 8. Dinagrama de pozos con crudos viscosos
Fuente: Manual de Interpretación de Cartas Dinagráficas, UPCP de Venezuela 2007

En pozos que producen petróleo altamente viscosos se observa en la carta dinagráfica que el esfuerzo en carrera ascendente es proporcionalmente mayor que el peso estático de las cabillas, debido al arrastre viscoso del petróleo sobre las mismas, la carta muestra una elipse de esfuerzo amplio por efecto del arrastre de las cabillas y a la amortiguación excesiva en la carrera descendente. Para obtener mayores velocidades de bombeo se pueden utilizar cabillas de mayores diámetros y para llenar mejor la bomba se puede utilizar la unidad sobre medida. Cuando existe demasiada flotación de cabillas se recomienda emplear pistones con mayores Tolerancias.

3.4.4. ANÁLISIS DE CARTAS DINAGRAFICAS DE SUPERFICIE EN POZOS AGITADOS

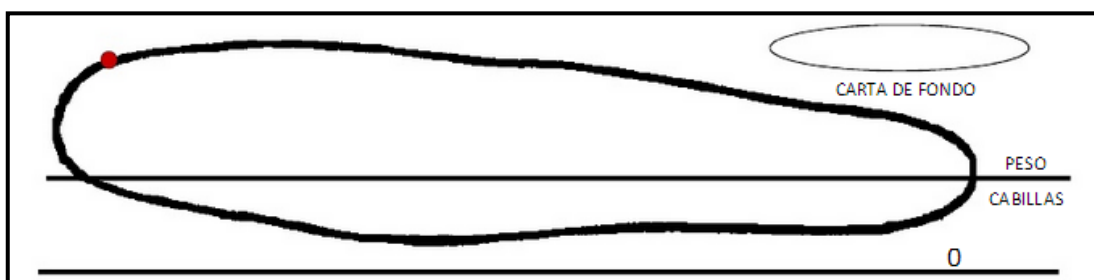


Figura 3. 9. Dinagrama con alta relación gas-petróleo de bombeo
Fuente: Manual de Interpretación de Cartas Dinagráficas, UPCP de Venezuela 2007

Cuando un pozo produce con alta relación gas-petróleo la acción de bombeo no es uniforme y no se logra obtener una carta que delinee las diferentes fases del ciclo de bombeo, esto se debe a que la gravedad específica del fluido es muy baja y se producen fluidos neblinosos o espumosos. El volumen del mismo es tan grande que las válvulas prácticamente permanecen abiertas en las carreras ascendentes y descendentes, porque la bomba solo tiene una acción agitante. La instalación de un segregador de gas puede ser de gran ayuda para solucionar el problema, se parece mucho a la carta de cabillas partidas o de bomba fuera de niple de asentamiento.

3.4.5. ANÁLISIS DE CARTAS DINAGRAFICAS DE SUPERFICIE EN POZOS CON PRODUCCIÓN A TASA MAXIMA



Figura 3. 10. Dinagrama de pozos con producción a tasa máxima
Fuente: Manual de Interpretación de Cartas Dinagráficas, UPCP de Venezuela 2007

La condición de bombeo en vacío (pumping-off) se produce cuando el nivel de fluido casi coincide con la profundidad de la bomba, como el fluido de aporte es mínimo, la válvula viajera no se abre hasta que el pistón golpea sobre el fluido en el punto F.

Esta condición suele confundirse con bloqueo por gas, pero puede distinguirse por un registro del nivel de fluido tomado con un registrador acústico, el cual mostrará que el mismo es muy bajo, por lo que se observa en la carta que la apertura de la válvula viajera es abrupta.

Una manera práctica de solucionar el problema es disminuir la velocidad de bombeo, bajar la carrera del balancín o usar un pistón de menor diámetro.

3.4.6. ANÁLISIS DE CARTAS DINAGRAFICAS DE SUPERFICIE EN POZOS CON FLUIDOS DE BAJA VISCOSIDAD

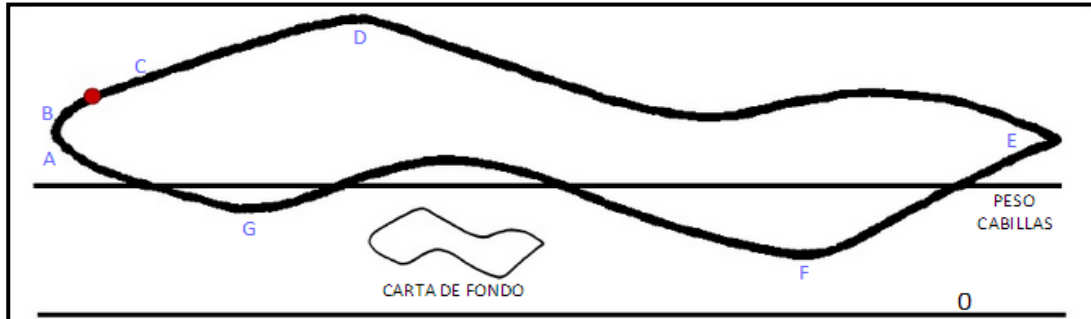


Figura 3. 11. Dinagrama de pozos con fluidos de baja viscosidad
Fuente: Manual de Interpretación de Cartas Dinagráficas, UPCP de Venezuela 2007

En pozos donde el fluido a producir es de baja viscosidad, las cabillas no presentan flotación ni soportan excesivas cargas en las carreras ascendente y descendente, respectivamente, por consiguiente la elipse de la carta de esfuerzo es agudamente irregular debido a la pérdida de presión por efecto del fluido. Una forma de mejorar el problema es utilizando una tolerancia adecuada para disminuir el escurrimiento del crudo o aumentar la velocidad de bombeo.

3.4.7. ANÁLISIS DE CARTAS DINAGRAFICAS DE SUPERFICIE EN POZOS CON CABILLAS PARTIDAS O DESCONECTADAS

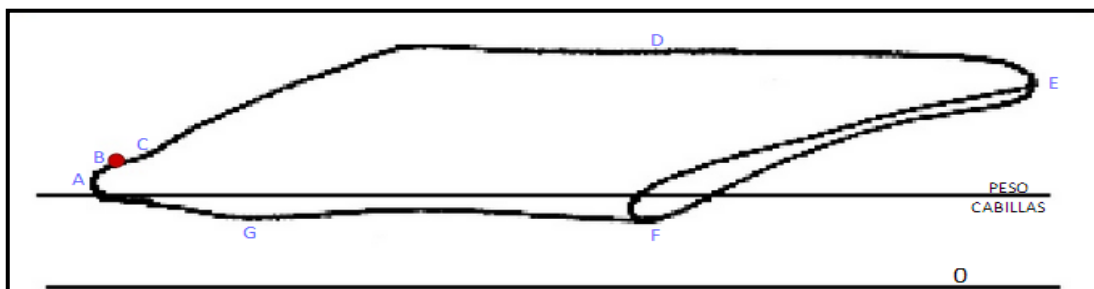


Figura 3. 12. Dinagrama de pozos con cabillas partidas o desconectadas cuando el pozo bombea normalmente.
Fuente: Manual de Interpretación de Cartas Dinagráficas, UPCP de Venezuela 2007

En esta carta dinagráfica (el equipo bombea normalmente, se puede apreciar que la apertura de las válvulas fija y viajera es correcta y que la elipse que muestra la carta es buena.

Después de un periodo de tiempo la sarta de cabillas se rompió en algún lugar y la carta dinagráfica del mismo pozo es la que se muestra a continuación.

3.4.8. ANÁLISIS DE CARTAS DINAGRAFICAS DE SUPERFICIE EN POZOS CON CABILLAS PARTIDAS O DESCONECTADAS

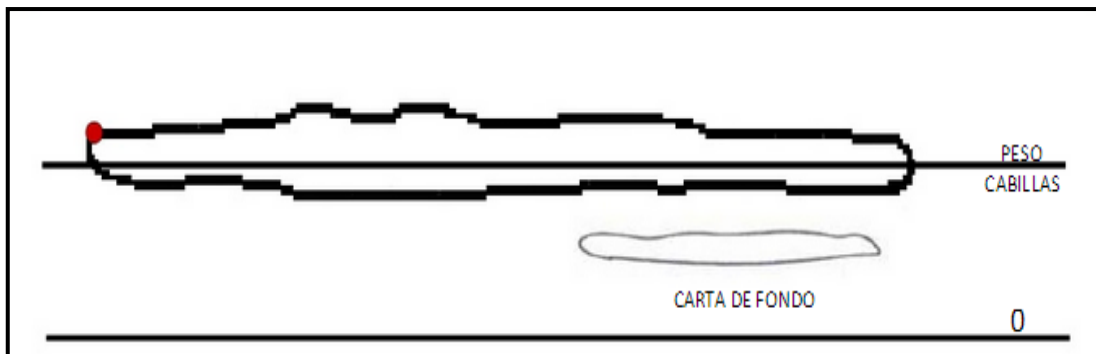


Figura 3. 13. Dinagrama de pozos con cabillas partidas o desconectadas cuando el pozo no está bombeando

Fuente: Manual de Interpretación de Cartas Dinagráficas, UPCP de Venezuela 2007

En este diagrama la bomba no presenta acción de bombeo y el peso estático de las cabillas es mucho menor que cuando el pozo estaba bombeando normalmente.

Cuando las cabillas están partidas o desconectadas, el amperaje en la carrera descendente es mayor que en la carrera ascendente (siendo generalmente lo contrario).

Este tipo de carta tiende a confundirse con la de pozo agitado por lo cual se recomienda comparar el peso de las cabillas y la intensidad de corriente con las condiciones anteriores.

3.4.9. ANÁLISIS DE CARTAS DINAGRAFICAS DE SUPERFICIE POZOS CON VÁLVULA VIAJERA DAÑADA

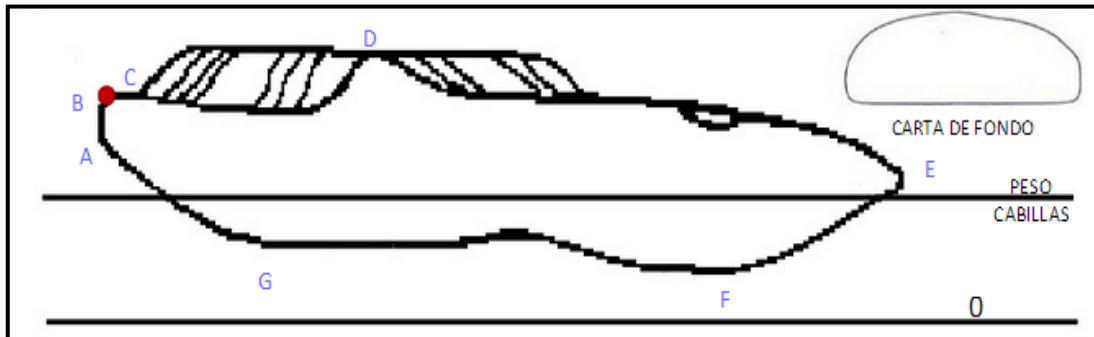


Figura 3. 14. Dinagrama de pozos con válvula viajera dañada cuando el pozo está bombeando

Fuente: Manual de Interpretación de Cartas Dinagráficas, UPCP de Venezuela 2007

Cuando una bomba tiene la válvula viajera dañada, el cierre hermético de la misma en la carrera ascendente es imposible lograrlo. Al rotar la bola en diferentes ciclos origina momentáneamente un cierre, pero de inmediato se producen caídas en la carga debido al daño de la válvula; en vez de efectuarlo permanentemente como es su función durante el ciclo de bombeo. Normalmente la válvula no se daña como lo muestra el diagrama, por lo cual se recomienda paralizar el balancín en la mitad de la carrera descendente para ver el daño de la mencionada válvula

3.4.10. ANÁLISIS DE CARTAS DINAGRAFICAS DE SUPERFICIE EN POZOS CON VALVULA FIJA DAÑADA

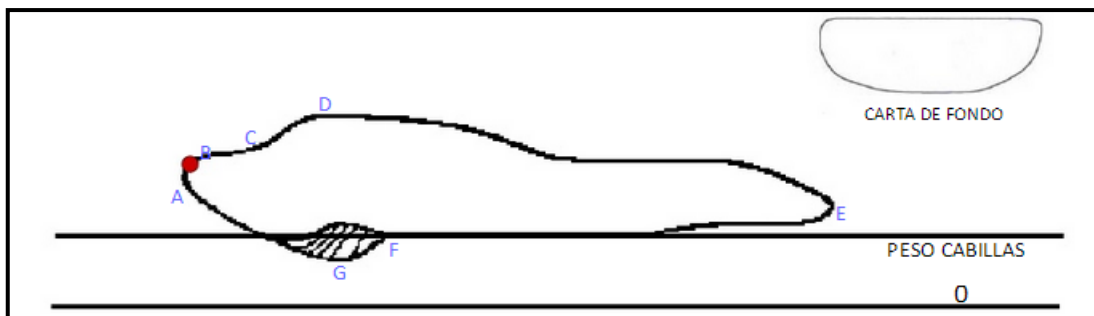


Figura 3. 15. Dinagrama de pozos con válvula fija dañada

Fuente: Manual de Interpretación de Cartas Dinagráficas, UPCP de Venezuela 2007

Cuando la bomba tiene la válvula fija dañada la carga de la carrera descendente no disminuye hasta que el pistón llega casi al fondo. Cuando sucede este problema la bomba no logra retener su llenado en la carrera ascendente y algunas veces da la impresión de que el pozo está bombeando en vacío, Sin embargo el registro sónico (sonolog/dinalog) del nivel de fluido mostrara que éste no es el caso.

3.4.11. ANÁLISIS DE CARTAS DINAGRAFICAS DE SUPERFICIE EN POZOS CON FUGA EN LA TUBERÍA O NIPLE DE ASENTAMIENTO

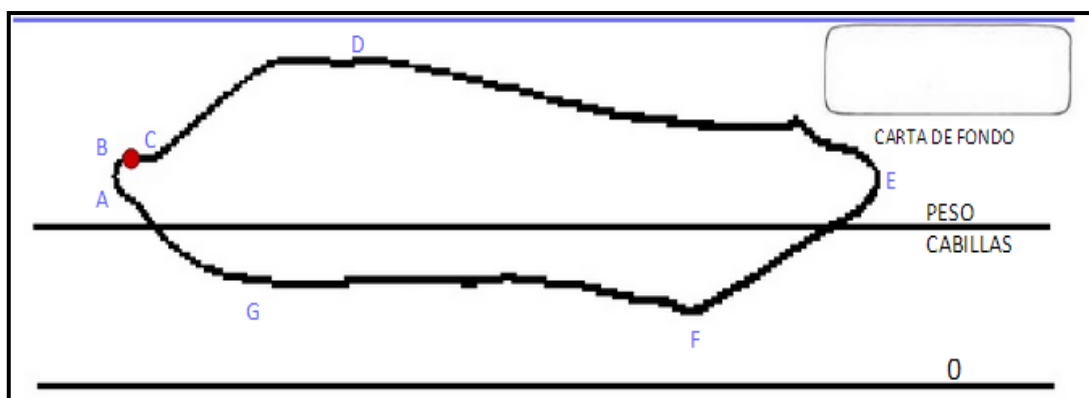


Figura 3. 16. Dinagrama de pozos con fuga en la tubería o niple de asentamiento
Fuente: Manual de Interpretación de Cartas Dinagráficas, UPCP de Venezuela 2007

El análisis de la carta dinagráfica de este pozo muestra una elipse extremadamente buena y el registro acústico indica un buen nivel de fluido.

Sin embargo hay pozos que en esta condición presentan una tasa mínima de producción, la situación se presenta porque hay una ruptura en la tubería o en el niple donde se coloca la bomba.

Una manera de poder comprobar la existencia de fuga es cerrar la línea de flujo del pozo, lo cual permite detectar que el mismo bombea con baja presión.

3.4.12. ANÁLISIS DE CARTAS DINAGRAFICAS DE SUPERFICIE EN POZOS CON ALTO MANEJO DE ARENA

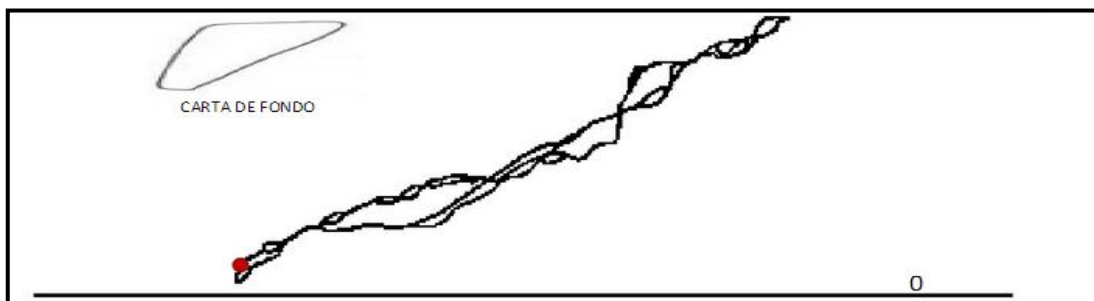


Figura 3. 17. Dinagrama de pozos con alto manejo de arena
Fuente: Manual de Interpretación de Cartas Dinagráficas, UPCP de Venezuela 2007

Este tipo de carta dinagráfica se presenta cuando las bombas están produciendo fluidos con altos contenidos de arenas (mayor a 8PTB) en estos casos los pistones pueden estar arenados y tender a atascarse en el barril de la bomba, en cuyo caso el pozo presenta baja producción y el pistón tiende a moverse o sacudirse. Existen varias formas de prevenir la entrada de dichos fluidos al pozo: disminuyendo la velocidad de bombeo, empleando una bomba más pequeña, instalando un equipo para manejar arena, o usando un filtro para retención de arena.

3.4.13. ANÁLISIS DE CARTAS DINAGRAFICAS DE SUPERFICIE EN POZOS CON DAÑO EN EL BALANCIN

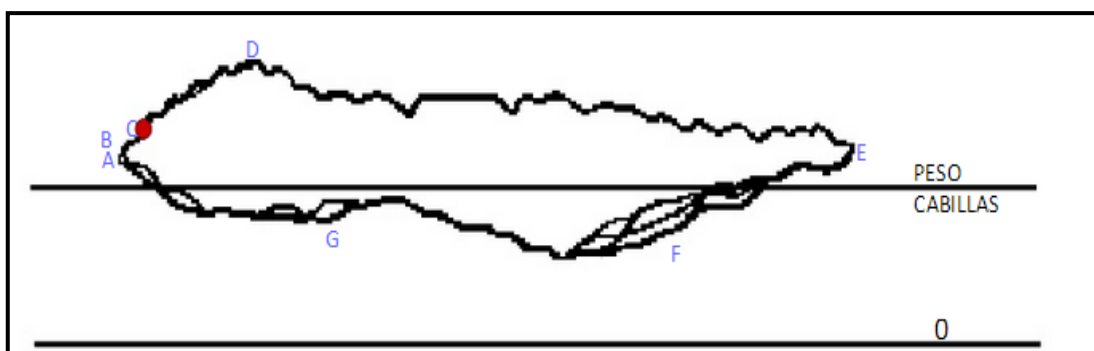


Figura 3. 18. Dinagrama de pozos con daños en el balancín
Fuente: Manual de Interpretación de Cartas Dinagráficas, UPCP de Venezuela 2007

Cuando el equipo de superficie presenta situaciones de desgaste, tanto en los cojinetes centrales de la caja de engranaje, en los cojinetes equilibradores del balancín o desajustes en el cabezal, la sarta de cabillas no acelera y desacelera con movimiento armónico suave, por lo cual aparecen esfuerzos vibrantes adicionales.

3.5. TOMA E INTERPRETACIÓN DE LOS NIVELES DE FLUIDO

El nivel de fluido de un pozo es el aspecto más importante en este trabajo, ya que con este dato podemos calcular de manera indirecta las presiones que existen en el fondo del pozo.

Diferenciaremos dos casos, los niveles estáticos y dinámicos de los pozos. El nivel estático es utilizado para calcular la presión estática del pozo, en un punto localizado a una profundidad inmediatamente por debajo del asiento de la bomba que tiene el pozo al momento de realizar la medición del nivel.

A esta presión, debido al nivel del fluido, se le sumara la presión originada por la columna de gas sobre el nivel del fluido y la presión manométrica restringida en el casing en la cabeza del pozo.

Las fórmulas utilizadas para el cálculo de presión son las siguientes.

- 1.- P (nivel): nivel sobre el asiento * SG fluido * 0.433 psi/pie
2. - P_b (gas): $P_{wh}(\text{casing}) * e^{(0.0000347 * SG \text{ gas} * L)}$
- 3.- P_{fondo} : P (nivel) + P_b (gas) + $P_{wh}(\text{casing})$

Donde:

P (nivel): Presión debido al nivel de fluido presente sobre el asiento de la bomba.

P_b (gas): Presión ejercida por la columna de gas sobre el nivel del fluido del pozo.

P_{wh} (casing): Presión manométrica del casing medida en la cabeza del pozo.

SG gas: Gravedad específica del gas. (0.69 estimado)

SG fluido: Gravedad específica del fluido presente en el pozo.

L: profundidad del nivel de líquido medido desde superficie.

La determinación de la presión estática de fondo se realiza cuando los pozos están a su máxima recuperación posible, antes de verificar los niveles y las presiones. Dado que ya está definido el tiempo de máxima recuperación de nivel de los pozos de Pacoa, se procede a efectuar las tomas de nivel solo unas horas antes de que el pozo entre nuevamente a producción. El resultado obtenido corresponderá a los valores de presión estática del reservorio P_r .

Los pozos que se encuentren en producción durante la toma de niveles de fluidos darán como resultado el nivel dinámico del pozo y no el estático; en estos casos la presión de fondo calculada se denominará presión de fondo fluyente, P_{wf} .

3. Estadística de los problemas del campo

CAMPO PACOA						
POZO	FECHA ENTRADA	FECHA SALIDA	DESCRIPCIÓN BOMBA	LUZ PISTÓN	TIPO PISTÓN (PULG)	PROBLEMAS PRESENTADOS
PACOA 04	27-jun-12	27-jun-12	RWAC	0,001	2 1/4	VÁLVULAS CON PRESENCIA DE CARBONATOS
PACOA 05	27-jun-11	27-jun-11	RWAC	0,001	2 1/4	BOMBA EMBASTONADA CON CARBONATOS
PACOA 09	31-may-12	31-may-12	RWAC	0,001	2 1/4	VÁLVULA FIJA Y VÁLVULA VIAJERA DESGASTADAS, CILINDRO CON PRESENCIA DE ESCALA
PACOA 10	13-oct-12	13-oct-12	RWAC	0,001	2 1/4	BOMBA EMBASTONADA CON CARBONATOS
PACOA 30	09-feb-12	09-feb-12	RWAC	0,001	2 1/4	BOMBA EMBASTONADA CON CARBONATOS
	15-feb-12	15-feb-12	RWAC	0,001	2 1/4	VÁLVULA VIAJERA Y VÁLVULA FIJA CON PRESENCIA DE CARBONATOS
	18-feb-12	18-feb-12	RWAC	0,001	2 1/4	TUBING PRESENTA PERFORACIONES
	24-feb-12	24-feb-12	RWAC	0,001	2 1/4	VÁLVULA VIAJERA Y VÁLVULA FIJA DESGASTADAS
	06-abr-12	06-abr-12	RWAC	0,001	2 1/4	BOMBA CON PRESENCIA DE CARBONATO, VÁLVULAS DESGASTADAS
	12-may-12	12-may-12	RWAC	0,001	2 1/4	BAJA PRODUCCIÓN
PACOA 36	20-abril-12	20-abril-12	RWAC	0,001	2 1/4	VÁLVULA DESGASTADAS
PACOA 40	06-jun-12	06-jun-12	RWAC	0,001	2 1/4	BOMBA EMBASTONADA CON CARBONATOS
	13-jun-12	13-jun-12	RWAC	0,001	2 1/4	BAJA PRODUCCIÓN
	07-sep-12	07-sep-12	RWAC	0,001	2 1/4	TUBING PRESENTA PERFORACIONES
PACOA 41	27-dic-12	27-dic-12	RWAC	0,001	2 1/4	PRESENCIA DE ESCALA
PACOA 42	15-mar-12	15-mar-12	RWAC	0,001	2 1/4	TUBING PERFORADO

3.1 Estadística de problemas del campo
Elaborado por: Wendy Chiluzia, José Rosales

CAPITULO IV

4.1. ANÁLISIS TÉCNICO PARA EL REDISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO DE LOS POZOS

4.1.1. Pozos seleccionados para Rediseñar el Sistema de Bombeo Mecánico

Partiendo de los datos que posee el campo Pacoa se seleccionó los pozos destinados al rediseño del sistema de bombeo mecánico considerando aquellos con mayor índice de producción, los cuales fueron obtenidos mediante la curva del comportamiento de Afluencia de los pozos (IPR) presentado por (Vogel) (Anexo 3).

POZOS	PRODUCCIÓN BRUTA	PRODUCCIÓN DE CRUDO	PRODUCCIÓN DE AGUA	API°	Niveles
Pacoa 04	7,5 BFPD	3,5BPPD	4BAPD	29,6	C, D
Pacoa 05	3,9BFPD	2,5BPPD	0,59BAPD	33,,3	B, C, D, E
Pacoa 09	4,04BFPD	3,24BPPD	0,80BAPD	38,7	D, E
Pacoa 10	7BFPD	4,87BPPD	2,14BAPD	36,2	B, C, E
Pacoa 30	7,5BFPD	3,5BPPD	4BAPD	21,5	C
Pacoa 36	3,20BFPD	2,31BPPD	0,89BAPD	29,22	C
Pacoa 40	4,04BFPD	3,15BBPD	0,89BAPD	36,7	B, D, E
Pacoa 41	7,30BFPD	3,38BPPD	3,92BAPD	35,7	B, E
Pacoa 42	7,72BFPD	7,13BPPD	0,59BAPD	41,9	B, C, E

Tabla 4.1. Pozos seleccionados para el Rediseño de Bombeo Mecánico
Elaborado por: Wendy Chiluiza, José Rosales

4.2. Procedimiento del Diseño de Bombeo Mecánico

Lo importante en el diseño de una instalación de bombeo mecánico es predecir los requerimientos de cargas, potencias y contrabalance, así como también, las relaciones de esfuerzo, torques y tasas de producción. Una vez que estos parámetros son conocidos, el equipo apropiado puede ser seleccionado para cumplir los requerimientos establecidos.

Para el diseño del sistema de bombeo mecánico los aspectos más importantes a considerar son las siguientes:

4.2.1. Diseño De Las Sartas De Varillas

- El plan de diseño de las sartas de varillas es basado en un solo diámetro (todas las varillas el mismo diámetro) o una sarta de varillas telescopiadas (siendo las varillas de la parte superior más grande que las varillas del fondo).
- El API ha desarrollado un gráfico que ayuda determinar el porcentaje óptimo de varillas de diámetros diferentes para una sarta de varillas.
- El gráfico es organizado con las varillas designadas en 8vos de una pulgada. Un $\frac{1}{2}$ " la varilla es considerada un 4 ($\frac{4}{8}$ ") y una $\frac{7}{8}$ " vara es considerada un 7.
- El primer número es la varilla más grande en la sarta y el segundo número es la varilla más pequeña en la sarta. Una sarta de varillas telescopiadas no saltará los diámetros: esto significa que un $\frac{7}{8}$ " a $\frac{5}{8}$ " también incluirá las varillas. de $\frac{3}{4}$ ".
- Una sarta de varillas de un escalón como todas de diámetro $\frac{3}{4}$ ", se llama un "66"

Diámetro de varilla	Número
1 ¼"	10
1 1/8"	9
1"	8
7/8"	7
¾"	6
5/8"	5
½"	4

Tabla 4.2. Número de varillas
Fuente: Manual de Bombeo Mecánico

Es el método API RP11L es el más usado, y consiste en diseñar la sarta de varillas de tal manera que los esfuerzos sean iguales en la parte superior de cada sección. La tabla 1 del anexo 3, presenta los valores y porcentajes de las varillas que pueden utilizarse según el tamaño de la bomba.

La carga máxima ($W_{m\acute{a}x}$) y mínima ($W_{m\acute{i}n}$) que se espera durante el ciclo de bombeo en la sarta de varillas deben ser determinadas correctamente para poder seleccionar el equipo superficial adecuado que pueda manejar estas cargas.

4.2.2. Factores Que Contribuyen A Formar La Carga Total De La Varilla Pulida

Dentro del ciclo de bombeo se presentan cinco factores que contribuyen a formar la carga total de la varilla pulida, estos factores son:

1. El peso muerto de la sarta de varillas.
2. La carga por aceleración de la sarta de varillas.
3. La fuerza de flotación de las varillas.
4. La carga del fluido que se ejerce sobre la varilla pulida.
5. La carga por fricción.

4.2.3. Diseño de la Bomba

Para una profundidad de colocación de la bomba y un volumen de producción dado, existe un tamaño apropiado de ésta que es el resultado de mantener una carrera efectiva del émbolo y una velocidad de operación moderada.

El factor más importante a considerar en la selección de una Unidad de Bombeo Mecánico, es el volumen de fluido que es capaz de desplazar por cada pulgada de carrera del émbolo, el cual depende del diámetro del émbolo.

Para la selección del tamaño óptimo del émbolo a un gasto de producción deseado y una cierta profundidad, es importante considerar que se deben obtener altas eficiencias y prevenir cargas innecesarias en la sarta de varillas y el equipo superficial.

Dos cosas que el diseñador de la bomba controla en superficie son la longitud del recorrido máximo y el tamaño del pistón. La longitud del golpe real se gobierna por las 3 o 4 longitudes del recorrido aceptables por la Unidad de Bombeo, y el tamaño del pistón está limitado por el diámetro de la tubería (tabla 4.3)

Diámetro de Tubing	Bomba Insertada
2 3/8"	Pistón máximo "1 1/2"
2 7/8"	Pistón máximo "1 3/4" con camisa de pared gruesa
	Pistón máximo " 2" con camisa de pared delgada

Tabla 4.3. Limitación del tamaño del pistón de acuerdo al Tubing
Fuente: Manual de Bombeo Mecánico

La longitud del recorrido real del de la bomba de profundidad es diferente que la longitud de recorrido de superficie debido a las pérdidas de recorrido o "overtravel".

4.2.4. Carrera Efectiva del Émbolo

El Volumen de aceite manejado durante cada carrera del émbolo no depende de la longitud de carrera de la varilla sino de un movimiento relativo del émbolo en el barril de trabajo. Este movimiento es conocido como carrera efectiva del émbolo y difiere significativamente de la carrera de la varilla pulida. Esta diferencia se debe a las elongaciones en la varilla y en la tubería, así como también a la sobrecarga del émbolo, como resultado de la aceleración.

La carrera efectiva del émbolo, es la carrera de la varilla pulida disminuida por los efectos de elongación en las varillas y la tubería, debido a la carga del fluido e incrementada por el efecto de la sobrecarga del émbolo como resultado de la aceleración.

4.2.5. Ajuste del Pistón

La eficiencia de las bombas de subsuelo es afectada directamente por la luz existente entre el pistón de la bomba y el barril. Esta luz puede llegar a 5 milésimas de pulgada y su selección depende de varios factores como:

La gravedad específica del fluido. Un crudo viscoso requiere más luz que uno liviano.

Debido a que la bomba debe tener lubricación y esta lubricación debe ser provista por el fluido del pozo, la selección de la luz es el factor de control para la lubricación

Se debe considerar además que al menos un dos por ciento de la producción deberá escurrirse por tal pistón con fines de lubricación sobre todo si usa un pistón metálico.

Cuando la temperatura de fondo excede los 100 F, la luz del pistón debería ser incrementada, para lo cual se recomienda un aumento de 0,001 pulgada por cada 100 F adicionales de temperatura. La razón para esta recomendación es que hay mayor masa de metal en el pistón debido a la expansión que este sufre por efectos de temperatura.

Como reglas generales se pueden considerar que:

- Crudos de baja viscosidad (1 a 20 cp) pueden bombearse eficientemente con pistones metálicos con luz de 0,001 pulgadas a temperaturas de entre 60 y 150 F.
- Crudos de altas viscosidades (mayores a 400cp) necesitarán pistones metálicos con una luz de 0,005 pulgadas o mayores sin mucho escurrimiento. Este tipo de luz permitirá el paso de partículas en suspensión que vienen con el fluido producido, las cuales se deslizarán al pasar el pistón en lugar de atascarlo o rayarlo.

4.2.6. REDUCCIÓN DE VELOCIDAD Y TAMAÑO DE LAS POLEAS DE LA UNIDAD DE BOMBEO

- Cambiando los tamaños de los engranajes del reductor y /o el tamaño de las poleas de la Unidad de Bombeo, puede ser más rápido o lentamente los golpes por minuto de un ciclo.
- Una Unidad de Bombeo típica girará a aproximadamente entre 8-12 SPM.
- Si es más grande la longitud del recorrido, el más lento la Unidad de Bombeo (SPM).

4.3. MÉTODO API RP 11L

Para la selección de la Unidad de Bombeo Mecánico utilizando el método API RP 11L, es necesario partir de los datos que tiene el pozo así como los

pasos a seguir para obtener los resultados finales y con ello seleccionar la unidad adecuada a las características que posee el pozo, como son: profundidad de la sarta y de colocación de la bomba, densidad relativa del fluido, diámetro de la bomba, etc,

Datos de Pozo	Unidad
Tubería anclada	Si/No
Nivel de fluido (H)	pies
Profundidad de la Bomba (LT)	pies
Diámetro de Tubing (dt)	plg
Velocidad de Bombeo (N)	spm
Carrera (S)	Plg
Diámetro del pistón (D)	Plg
Diámetro de las varillas (dr)	Plg
Densidad relativa del fluido (G)	adimensional
Profundidad	>2000

Tabla 4.4. Datos del pozo necesarios para aplicar el método API RP 11L
Elaborado por: Wendy Chiluiza, José Rosales

Si no se contara con alguno de los datos mencionados no sería posible aplicar este método.

La función de este procedimiento es seleccionar adecuadamente los equipos que conforman el sistema de bombeo mecánico a fin de obtener una operación eficiente y segura con máximo rendimiento al menor costo posible.

4.3.1. CÁLCULOS PARA LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN DESANCLADA

- 1) Cálculo del peso de las varillas en el aire.

$$Wr = (mr)(LT)$$

- 2) Cálculo del peso de las varillas en el fluido.

$$Wrf = Wr \times 1 - (0,127)(G)$$

3) Cálculos de torsión.

$$\frac{Wrf}{SKr} =$$

Si el valor de Wrf/SKr es mayor de 0.3, efectuar el ajuste en la figura 7 del anexo B; si el valor es menor de 0.3 el ajuste se vuelve negativo.

4) Cálculo de carga diferencial del fluido sobre el área total del émbolo.

$$Fo = (0,340)(G)(D^2)(H)$$

5) Cálculo de la constante elástica para el total de la sarta de varilla.

$$\frac{1}{Kr} = (Er)(LT)$$

6) Cálculo de la carga necesaria para alargar el total de la sarta de varillas, una cantidad igual a la carrera de la varilla pulida.

$$SKr = \frac{S}{\frac{1}{Kr}}$$

7) Cálculo de relación del alargamiento de las varillas a la carrera de la varilla pulida.

$$\frac{Fo}{SKr}$$

El parámetro adimensional Fo/SKr representa el alargamiento real de las varillas producido por la carga de fluido. Entonces, (Fo/Kr)/S es el alargamiento de varillas expresado en fracción de la carrera de la varilla pulida

8) Cálculo de relación de velocidad de bombeo a la frecuencia natural de la sarta de varillas de un solo diámetro.

$$\frac{N}{No} = \frac{(N)(LT)}{245000}$$

- 9) Cálculo de la relación de velocidad de bombeo a la frecuencia natural de la sarta de varillas combinadas.

$$\frac{N}{No'} = \frac{(N)(LT)}{245000Fc}$$

El valor de N/No variará entre 0.0 y 0.6

- 10) Cálculo de la constante elástica para la tubería de producción no anclada.

$$\frac{1}{Kt} = (Et)(LT)$$

- 11) Cálculo de la carrera efectiva del émbolo.

$$Sp = \left[\left(\frac{Sp}{S} \right) (S) \right] - \left[(Fo) \left(\frac{1}{Kt} \right) \right]$$

Consultando el anexo 5.3, se obtiene el valor para el factor de la carrera del émbolo con los valores de N/No' y Fo/SKr

- 12) Cálculo del desplazamiento teórico de la bomba.

$$PD = (0,1166)(Sp)(N)(D^2)$$

OBTENCIÓN DE LOS FACTORES ÚTILES EN LA DETERMINACIÓN DE:

- Carga máxima en la varilla pulida
- Carga mínima en la varilla pulida
- Torsión máxima
- Potencia en la varilla pulida
- Ajuste de torsión máxima, para valores de Wrf/SKr diferentes de 0.3

Consultando las figuras del anexo 5, y con los valores de Fo/SKr, N/No y N/No' se obtendrán los siguientes datos:

- F1/SKr (Anexo 5.4)
- F2/SKr (Anexo 5.5)
- 2T/S2Kr (Anexo 5.6)
- F3/SKr (Anexo 5.7)
- Ta = 1.02 (Anexo 5.8)

4.3.2. CÁLCULO DE LAS CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN

13) Carga máxima en la varilla pulida.

$$PPRL = Wrf + \left(\frac{F1}{SKr} \right) (SKr)$$

En esta figura se toma en cuenta el efecto armónico de la sarta de varillas, así como los efectos normales de aceleración.

14) Carga mínima en la varilla pulida.

$$MPRL = Wrf - \left(\frac{F2}{SKr} \right) (SKr)$$

En esta figura se consideran los efectos normales de desaceleración, más los efectos armónicos de las varillas.

15) Torsión máxima.

$$PT = \left(\frac{2T}{S2Kr} \right) (SKr) \left(\frac{S}{2} \right) (Ta)$$

Los cálculos de torsión se realizaron usando el cociente Wrf/SKr, que es la relación del peso total de las varillas en el fluido y las libras de carga necesarias para alargar la sarta de varillas una cantidad igual a la carrera de la varilla pulida.

16)Potencia en la varilla pulida.

$$PRHP = \frac{F^3}{SKr}(S)(N)(2,53 \times 10^{-6})$$

17)Contrabalanceo.

$$CBE = 1,06 \left(Wrf + \frac{1}{2} Fo \right)$$

De acuerdo al resultado de la torsión y la carga máxima en la varilla pulida se selecciona la unidad utilizando el catálogo Lufkin que se encuentra en el apéndice A.

4.4. ANÁLISIS DE LOS POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO PACOA OPERADO POR EP PETROAMAZONAS

4.4.1. Evaluación técnica de los resultados obtenidos

ANÁLISIS DEL POZO PACOA 04

Datos Generales		Datos del Yacimiento	
Profundidad de bomba (pies):	1586,5	Nivel de Fluido:	1433,5
Niveles Productores:	C, D	Nivel estático:	153
Tipo de bomba:	125-RWAC-8	Pwh:	5
Velocidad de bombeo (spm):	9	Pwf:	190
Carrera actual (pulgadas):	36,1	Pws	520
Ciclo actual:	8 HRS	°API:	29,6
Tipo de motor:	ELÉCTRICO	Viscosidad- mezcla (cp)	5,2723
Diámetro de casing	"7"	Calculo de IP y Qmax.	
Diámetro de tubing	"2 7/8"	Q:	7,5
Combinación de varillas	"3/4"	Qmax.:	9,4
		IP:	0,02

Tabla 4.5. Datos generales del pozo Pacoa 04
Elaborado por: Wendy Chiliza, José Rosales

OBSERVACIONES

El pozo Pacoa 04 produce actualmente 7,5 BPPD por lo que está por debajo de su potencial, según lo estimado en la curva de Vogel; tanto el uso de las varillas de $\frac{3}{4}$ " como el diámetro de la bomba son los correctos, considerando la profundidad del pozo; sin embargo su eficiencia volumétrica es apenas del 18 %, con lo que se determina:

1. Realizar los siguientes ajustes en el próximo cambio de bombas que se realice al pozo.

- Disminuir la carrera superficial a 24 pulgadas
- Disminuir la velocidad de bombeo a 8 SPM
- Mantener el tipo de bomba empleado

125-RWAC-8

- Pistón cromado- ranurado: luz de 0,001 pulgadas

2. Con los ajustes realizados anteriormente se logrará incrementar la eficiencia de la bomba a 30,62 % y reducir la potencia en 61%, la potencia máxima de trabajo de Motor es de 10 HP comparados con lo que se requerirán 0,36 HP es un motor muy grande para operar a las condiciones del sistema de Bombeo.

3. Debido a las cargas resultantes del Método empleado se recomienda utilizar la siguiente Unidad de Bombeo:

C-D10-32-24

Se estima que la unidad tendría un contrapeso de 2800 libras.

ANÁLISIS DEL POZO PACOA05

Datos Generales		Datos del Yacimiento	
Profundidad de bomba (pies):	2725	Nivel de Fluido:	2645,41
Niveles Productores:	B, C, D, E	Nivel estático:	79,59
Tipo de bomba:	125-RWAC-8	Pwh:	5
Velocidad de bombeo (spm):	6	Pwf:	190
Carrera actual (pulgadas):	32	Pws	520
Ciclo actual:	3,30 HRS	°API	33,3
Tipo de motor:	c-46	Viscosidad- mezcla (cp)	5,2723
Diámetro de casing	"7"	Calculo de IP y Qmax.	
Diámetro de tubing	"2 3/8"	Q:	3,09
Combinación de varillas	"3/4" y 5/8"	Qmax.:	3,3
		IP:	0,0105

Tabla 4.6. Datos generales del pozo Pacoa 05
Elaborado por: Wendy Chiluzza, José Rosales

OBSERVACIONES

El pozo Pacoa 05 está produciendo cerca de su potencial, según lo estimado en la curva de Vogel; tanto la combinación de varillas de 3/4" y 5/8" como el diámetro de la bomba son los correctos, considerando la profundidad del pozo; sin embargo su eficiencia volumétrica es apenas del 12,84 %, con lo que se determina:

1. Realizar los siguientes ajustes en el próximo cambio de bombas que se realice al pozo.

➤ Disminuir la carrera superficial a 24 pulgadas

- Disminuir la velocidad de bombeo a 6 SPM
 - Mantener el tipo de bomba empleado
125-RWAC-8
 - Pistón cromado- ranurado: luz de 0,001 pulgadas
2. Con los cambios mencionados anteriormente se incrementará la eficiencia de la bomba a 17,14 % y reducirá la potencia en 55,35%, con lo que se requerirán 0,5 HP para el motor.
3. El cálculo de las cargas resultantes mediante el Método empleado recomienda utilizar la siguiente Unidad de Bombeo:

C-D16-27-30

La unidad tendría un contrapeso de 4000 libras.

ANÁLISIS DEL POZO PACOA 09

Datos Generales		Datos del Yacimiento	
Profundidad de bomba (pies):	2470	Nivel de Fluido:	2336,45
Niveles Productores:	D, E	Nivel estático:	133,55
Tipo de bomba:	125-RWAC-8	Pwh:	8
Velocidad de bombeo (spm):	7	Pwf:	167,00
Carrera actual (pulgadas):	36	Pws	490
Ciclo actual:	15 HRS	°API	38,7
Tipo de motor:	c-46	Viscosidad- mezcla (cp)	1,7211
Diámetro de casing	"5.5"	Calculo de IP y Qmax.	
Diámetro de tubing	"2 7/8"	Q:	3,3
Combinación de varillas	"3/4" y 5/8"	Qmax.:	3,9
		IP:	0,0126

Tabla 4.7. Datos generales del pozo Pacoa 09
Elaborado por: Wendy Chiluzza, José Rosales

OBSERVACIONES

El pozo Pacoa 09 está produciendo cerca de su potencial, según lo estimado en la curva de Vogel; tanto la combinación de varillas de ¾" y 5/8" como el diámetro de la bomba son los correctos, considerando la profundidad del pozo; sin embargo su eficiencia volumétrica es apenas del 9,62 %, con lo que se determina:

1. Realizar los siguientes ajustes en el próximo cambio de bombas que se realice al pozo.

➤ Disminuir la carrera superficial a 24 pulgadas

- Disminuir la velocidad de bombeo a 7 SPM
 - Mantener el tipo de bomba empleado
125-RWAC-8
 - Pistón cromado- ranurado: luz de 0,001 pulgadas
2. Con los ajustes realizados anteriormente se incrementará la eficiencia de la bomba a 15,23 % y reducir la potencia en 35,13%, con lo que se requerirán 0,96HP para el motor.
3. Debido a las cargas resultantes del Método empleado se recomienda utilizar la siguiente Unidad de Bombeo:

C-D16-27-30

Se estima que la unidad tendría un contrapeso de 3600 libras.

ANÁLISIS DEL POZO PACOA 10

Datos Generales		Datos del Yacimiento	
Profundidad de bomba (pies):	2056	Nivel de Fluido:	1913,5
Niveles Productores:	B, C, E	Nivel estático:	142,85
Tipo de bomba:	125-RWAC-8	Pwh:	9
Velocidad de bombeo (spm):	6	Pwf:	25,00
Carrera actual (pulgadas):	33	Pws	520
Ciclo actual:	15 HRS	°API	36,2
Tipo de motor:	c-46	Viscosidad- mezcla (cp)	2,4881
Diámetro de casing	7"	Calculo de IP y Qmax.	
Diámetro de tubing	"2 7/8"	Q:	7
Combinación de varillas	"3/4"	Qmax.:	7,1
		IP:	0,02

Tabla 4.8. Datos generales del pozo Pacoa 10
Elaborado por: Wendy Chiluiza, José Rosales

OBSERVACIONES

El pozo Pacoa 10 está produciendo cerca de su potencial, según lo estimado en la curva de Vogel; tanto la combinación de varillas de ¾" como el diámetro de la bomba son los correctos, considerando la profundidad del pozo; sin embargo su eficiencia volumétrica es apenas del 14,24%, con lo que se determina:

1. Realizar los siguientes ajustes en el próximo cambio de bombas que se realice al pozo.

➤ Disminuir la carrera superficial a 24 pulgadas

- Disminuir la velocidad de bombeo a 6 SPM
 - Mantener el tipo de bomba empleado
125-RWAC-8
 - Pistón cromado- ranurado: luz de 0,001 pulgadas
2. Con los ajustes realizados anteriormente se incrementará la eficiencia de la bomba a 28,57 % y reducir la potencia en 37,7%, con lo que se requerirán 0,58HP para el motor.
3. Debido a las cargas resultantes del Método empleado se recomienda utilizar la siguiente Unidad de Bombeo:

C-D16-27-30

Se estima que la unidad tendría un contrapeso de 3600 libras.

ANÁLISIS DEL POZO PACOA 30

Datos Generales		Datos del Yacimiento	
Profundidad de bomba (pies):	2257,1	Nivel de Fluido:	209,17
Niveles Productores:	C	Nivel estático:	142,85
Tipo de bomba:	175-RWAC-8	Pwh:	8
Velocidad de bombeo (spm):	8	Pwf:	386,00
Carrera actual (pulgadas):	38,5	Pws	520
Ciclo actual:	15 HRS	°API	21,5
Tipo de motor:	c-46	Viscosidad- mezcla (cp)	31,3912
Diámetro de casing	"5,5"	Calculo de IP y Qmax.	
Diámetro de tubing	"2 7/8"	Q:	7,5
Combinación de varillas	"3/4"	Qmax.:	18,4
		IP:	0,06

Tabla 4.9. Datos generales del pozo Pacoa 30
Elaborado por: Wendy Chiluiza, José Rosales

OBSERVACIONES

El pozo Pacoa 30 está produciendo por debajo de su potencial, según lo estimado en la curva de Vogel; el uso de varillas de ¾" es el indicado considerando la profundidad del pozo, pero el diámetro de la bomba es incorrecto lo que ocasiona que la eficiencia volumétrica sea apenas del 7,71%, con lo que se determina:

1. Realizar los siguientes ajustes en el próximo cambio de bombas que se realice al pozo.

➤ Disminuir la carrera superficial a 24 pulgadas

- Disminuir la velocidad de bombeo a 8 SPM
 - Cambiar el tipo de bomba empleado
125-RWAC-8
 - Pistón cromado- ranurado: luz de 0,001 pulgadas
2. Con los ajustes realizados anteriormente se incrementará la eficiencia de la bomba a 23,57 % y reducir la potencia en 68,6%, con lo que se requerirán 0,94 HP para el motor.
 3. Debido a las cargas resultantes del Método empleado se recomienda utilizar la siguiente Unidad de Bombeo:

C-D10-32-24

Se estima que la unidad tendría un contrapeso de 4000 libras.

ANÁLISIS DEL POZO PACOA 36

Datos Generales		Datos del Yacimiento	
Profundidad de bomba (pies):	2932,5	Nivel de Fluido:	2826,72
Niveles Productores:	C	Nivel estático:	105,78
Tipo de bomba:	125-RWAC-8	Pwh:	8
Velocidad de bombeo (spm):	10	Pwf:	305
Carrera actual (pulgadas):	30,5	Pws	520
Ciclo actual:	3 HRS	°API	29,22
Tipo de motor	ELÉCTRICO	Viscosidad- mezcla (cp)	4,5323
Diámetro de casing	"5,5"	Calculo de IP y Qmax.	
Diámetro de tubing	"2 3/8"	Q:	3,2
Combinación de varillas	"3/4" Y "5/8"	Qmax.:	5,3
		IP:	0,016

Tabla 4.10. Datos generales del pozo Pacoa 36
Elaborado por: Wendy Chiluiza, José Rosales

OBSERVACIONES

El pozo Pacoa 36 está produciendo por debajo de su potencial, según lo estimado en la curva de Vogel; tanto la combinación de varillas de $\frac{3}{4}$ " y $\frac{5}{8}$ " como el diámetro de la bomba son los correctos, considerando la profundidad del pozo; sin embargo su eficiencia volumétrica es apenas del 6,69%, con lo que se determina:

1. Realizar los siguientes ajustes en el próximo cambio de bombas que se realice al pozo.

➤ Disminuir la carrera superficial a 24 pulgadas

- Disminuir la velocidad de bombeo a 8 SPM
 - Mantener el tipo de bomba empleado
125-RWAC-8
 - Pistón cromado- ranurado: luz de 0,001 pulgadas
2. Con los ajustes realizados anteriormente se incrementará la eficiencia de la bomba a 11,15% y reducir la potencia en 44,24%, con lo que se requerirán 1,26 HP para el motor.
 3. Debido a las cargas resultantes del Método empleado se recomienda utilizar la siguiente Unidad de Bombeo:

C-D16-27-30

Se estima que la unidad tendría un contrapeso de 5100 libras.

ANÁLISIS DEL POZO PACOA 40

Datos Generales		Datos del Yacimiento	
Profundidad de bomba (pies):	2085	Nivel de Fluido:	1951,45
Niveles Productores:	B, D, E	Nivel estático:	133,55
Tipo de bomba:	125-RWAC-8	Pwh:	9
Velocidad de bombeo (spm):	10	Pwf:	285
Carrera actual (pulgadas):	36	Pws	649
Ciclo actual:	14 HRS	°API	36,7
Tipo de motor	C-46	Viscosidad- mezcla (cp)	3,8699
Diámetro de casing	"5,5"	Calculo de IP y Qmax.	
Diámetro de tubing	"2 7/8"	Q:	4,4
Combinación de varillas	"3/4"	Qmax.:	5,9
		IP:	0,011

Tabla 4.11. Datos generales del pozo Pacoa 40
Elaborado por: Wendy Chiluiza, José Rosales

OBSERVACIONES

El pozo Pacoa 40 está produciendo por debajo de su potencial, según lo estimado en la curva de Vogel; tanto la combinación de varillas de $\frac{3}{4}$ " como el diámetro de la bomba son los correctos, considerando la profundidad del pozo; sin embargo su eficiencia volumétrica es apenas del 9,95%, con lo que se determina:

1. Realizar los siguientes ajustes en el próximo cambio de bombas que se realice al pozo.

➤ Disminuir la carrera superficial a 24 pulgadas

- Disminuir la velocidad de bombeo a 8 SPM
 - Mantener el tipo de bomba empleado
125-RWAC-8
 - Pistón cromado- ranurado: luz de 0,001 pulgadas
2. Con los ajustes realizados anteriormente se incrementará la eficiencia de la bomba a 12,51 % y reducir la potencia en 88,9%, con lo que se requerirán 1 HP para el motor.
3. Debido a las cargas resultantes del Método empleado se recomienda utilizar la siguiente Unidad de Bombeo:

C-D40-89-32

Se estima que la unidad tendría un contrapeso de 3600 libras.

ANÁLISIS DEL POZO PACOA 41

Datos Generales		Datos del Yacimiento	
Profundidad de bomba (pies):	3844	Nivel de Fluido:	3843,51
Niveles Productores:	B, D, E	Nivel estático:	360,49
Tipo de bomba:	125-RWAC-8	Pwh:	5
Velocidad de bombeo (spm):	7,5	Pwf:	245
Carrera actual (pulgadas):	42,4	Pws	490
Ciclo actual:	15 HRS	°API	35,7
Tipo de motor	C-46	Viscosidad- mezcla (cp)	1,8111
Diámetro de casing	"4,5"	Calculo de IP y Qmax.	
Diámetro de tubing	"2 3/8"	Q:	7,3
Combinación de varillas	"5(8, 3/4 Y 7/8"	Qmax.:	10,4
		IP:	0,03

Tabla 4.12. Datos generales del pozo Pacoa 41
Elaborado por: Wendy Chiluiza, José Rosales

OBSERVACIONES

El pozo Pacoa 41 está produciendo por debajo de su potencial, según lo estimado en la curva de Vogel; tanto la combinación de varillas de $\frac{3}{4}$ " como el diámetro de la bomba son los correctos, considerando la profundidad del pozo; sin embargo su eficiencia volumétrica es apenas del 15,06%, con lo que se determina:

1. Realizar los siguientes ajustes en el próximo cambio de bombas que se realice al pozo.

➤ Disminuir la carrera superficial a 24 pulgadas

- Disminuir la velocidad de bombeo a 7,5 SPM
 - Mantener el tipo de bomba empleado
125-RWAC-8
 - Pistón cromado- ranurado: luz de 0,001 pulgadas
2. Con los ajustes realizados anteriormente se incrementará la eficiencia de la bomba a 34,09% y reducir la potencia en 46%, con lo que se requerirán 0,57 HP para el motor.
 3. Debido a las cargas resultantes del Método empleado se recomienda utilizar la siguiente Unidad de Bombeo:

C-D16-27-30

Se estima que la unidad tendría un contrapeso de 5500 libras.

ANALISIS DEL POZO PACOA 42

Datos Generales		Datos del Yacimiento	
Profundidad de bomba (pies):	2939	Nivel de Fluido:	2557,77
Niveles Productores:	B, C, E	Nivel estático:	381,23
Tipo de bomba:	125- RWAC-8	Pwh:	5
Velocidad de bombeo (spm):	10	Pwf:	210
Carrera actual (pulgadas):	42	Pws	490
Ciclo actual:	9:40 HRS	°API	41,9
Tipo de motor	C-46	Viscosidad- mezcla (cp)	1,412
Diámetro de casing	"4,5"	Calculo de IP y Qmax.	
Diámetro de tubing	"2 3/8"	Q:	7,73
Combinación de varillas	"3/4"	Qmax.:	10
		IP:	0,03

Tabla 4.13. Datos generales del pozo Pacoa 42
Elaborado por: Wendy Chiluita, José Rosales

OBSERVACIONES

El pozo Pacoa 42 está produciendo por debajo de su potencial, según lo estimado en la curva de Vogel; tanto la combinación de varillas de $\frac{3}{4}$ " como el diámetro de la bomba son los correctos, considerando la profundidad del pozo; sin embargo su eficiencia volumétrica es apenas del 25,71%, con lo que se determina:

1. Realizar los siguientes ajustes en el próximo cambio de bombas que se realice al pozo.

➤ Disminuir la carrera superficial a 24 pulgadas

- Disminuir la velocidad de bombeo a 8 SPM
 - Mantener el tipo de bomba empleado
125-RWAC-8
 - Pistón cromado- ranurado: luz de 0,001 pulgadas
2. Con los ajustes realizados anteriormente se incrementará la eficiencia de la bomba a 19,05 % y reducir la potencia en 38%, con lo que se requerirán 0,5 HP para el motor.
3. Debido a las cargas resultantes del Método empleado se recomienda utilizar la siguiente Unidad de Bombeo:

C-D40-89-32

Se estima que la unidad tendría un contrapeso de 4300 libras.

CAPITULO V

5.1. ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis financiero y económico comprende pruebas de la viabilidad y sostenibilidad, además de una demostración de la importancia del proyecto para la economía en general, considerando la relación costo-beneficio. Sin embargo, su valor como instrumento de decisión depende de la calidad de los supuestos que lo sustentan y en su capacidad de captar una diversidad de costos, beneficios y de predecir con precisión los efectos directos del proyecto; en otras palabras analizar si la inversión que se requiere va a ser rentable o no. El propósito de este trabajo es para optimizar las operaciones de campo de los 9 pozos seleccionados del Campo Pacoa.

5.1.1. Cálculo preciso de los costos financieros.

La falta de precisión en los primeros cálculos de los costos puede atribuirse en parte a la falta de una información complementaria y a las dificultades intrínsecas de predecir un futuro lejano. Sin embargo, hay una marcada tendencia a la subestimación, que con frecuencia se debe a una evaluación desacertada de la capacidad local para conseguir una ejecución diligente y adecuada.

5.1.2. Cálculo preciso de los beneficios financieros.

Una variable fundamental para calcular los beneficios adicionales es el índice de adopción o adaptación de nuevas tecnologías y empresas. Generalmente, se aboga por el cambio en función de la viabilidad técnica y financiera, pero la frecuencia con que se introduce depende también de las estrategias de percepción y mitigación del riesgo del grupo-objetivo, y la falta de objetividad que pueden determinar las preferencias y razones individuales.

5.1.3. Demostración de la viabilidad y sostenibilidad financieras.

La prueba habitual de la viabilidad de los proyectos es el análisis financiero para la ejecución de los mismos. La recuperación de los costos es esencial para la sostenibilidad económica y cuando se prestan servicios con arreglo a ese principio, la formulación debería incluir un análisis de la demanda de ellos.

5.1.4. Evaluación de los costos y beneficios sociales.

Tradicionalmente, el análisis económico se utiliza para corregir los precios financieros en relación con las distorsiones. El análisis ampliado de la relación costo-beneficio puede explicar también otros costos y beneficios sociales. Para ello puede ser necesario utilizar métodos complejos de fijación de precios de referencia y juicios de valor.

5.2. COSTO BENEFICIO DEL PROYECTO

En cuanto al costo que demandaría implementar esta propuesta, se determina que por cada bomba que se adquiriera, se está realizando una inversión que corresponde a cuatro mantenimientos por pozo, y si consideramos que los pullins fluctúan de 1 a 9 por pozo, es evidente que el beneficio supera al costo de inversión.

El principal beneficio es reducir el costo de operaciones por pozo, el mismo que en la actualidad se genera porque estos presentan problemas tanto en su diseño como en la formación. Las recomendaciones para estos problemas se detallan en el capítulo IV y VI respectivamente, es por ello que al darle a la bomba el uso adecuado de acuerdo a su capacidad de producción estamos obteniendo mayor eficiencia en la producción y logramos reducir el gasto operativo, pues de ser así se cumpliría con el

mantenimiento de las bombas cuyo gasto anual no supera el 10% de su valor inicial.

Para los pozos en los que se requiere el cambio de la bomba debido a que se encuentra sobredimensionado, los ingresos están constituidos por el ahorro que representa las continuas reparaciones en relación al mantenimiento luego de cambiar la BOMBA.

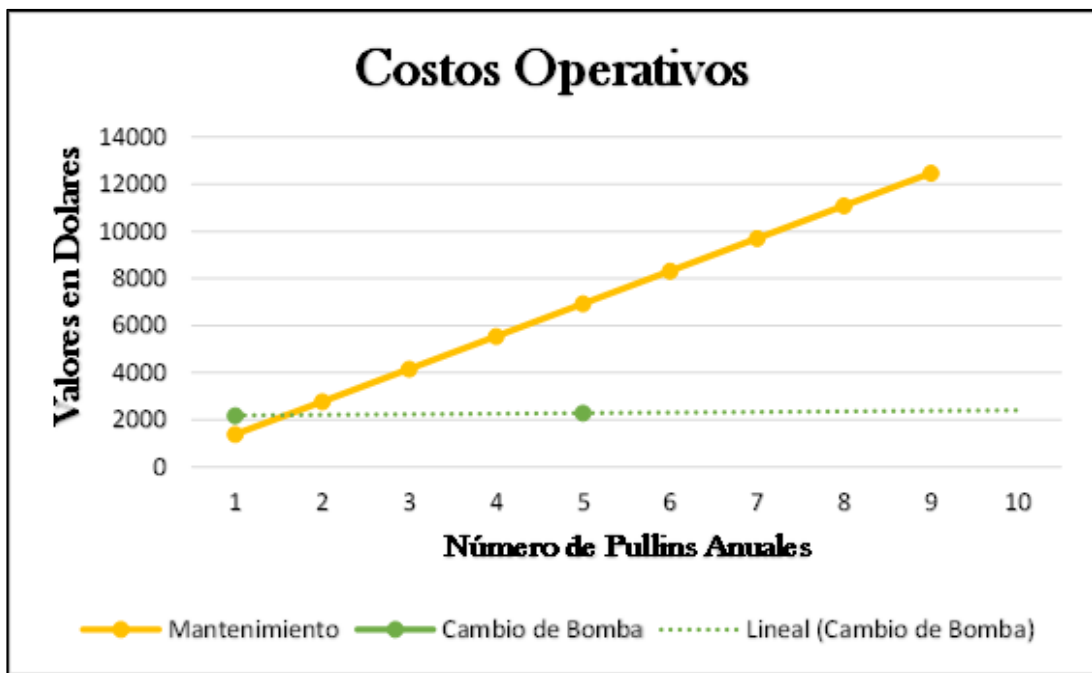


Figura 5.1. Curva de costos operativos
Elaborado por: Wendy Chiluzia-José Rosales

Los conceptos básicos para realizar el análisis económico se presentan a continuación:

5.3. COSTOS

Los costos representan el valor monetario que determinado por el gasto operativo por cada barril de petróleo. El conocer los costos de las propuestas tanto de reparación como de adquisición de bombas nuevas para optimizar el costo operativo de petróleo en los pozos del Campo Pacoa

es de suma importancia, ya que son estos valores lo que permitirán estimar el tiempo para recuperar la inversión. En la industria petrolera se los clasifica de la siguiente manera:

5.3.1. Costos Directos

Aquellos que se pueden identificar fácilmente con un producto o un proyecto específico, para los reacondicionamientos de pozos se tienen como costos directos la movilización y operación de la bomba, salarios del personal, equipos y herramientas que se emplearon durante la operación, limpieza del pozo, químicos, mantenimiento de vías de acceso, etc.

5.3.2. Costos indirectos

Se derivan de los costos directos y estos no intervienen directamente en un proyecto, su monto global se conoce para toda la empresa y es difícil asociarlo con un producto o área específica. Ejemplos de estos costos son: la infraestructura interna del campamento, logística del personal de recursos humanos, vehículos y en general todos los objetos sujetos a depreciación

5.3.3. Costos fijos

Aquellos que permanecen constantes por un período determinado de tiempo, sin importar el volumen de producción. Se pueden identificar como costos de gestión empresarial, de manera tal que exista o no producción. Por ejemplo: sueldos de personal, depreciaciones o amortizaciones, seguros, impuestos fijos, servicios públicos, combustible, etc.

5.3.4. Costos variables

Varían con respecto al tiempo o también en forma proporcional de acuerdo al nivel de producción o actividad. Ejemplo de estos costos son: la energía y

los químicos (antiescala, tratamientos ácidos, etc.) empleados para producir cada barril de petróleo

5.3.5. Utilidad

Se la conoce como el beneficio monetario que se obtiene de una inversión en un determinado tiempo, siendo muy importante en el momento de juzgar el desempeño de un proyecto. Dentro del análisis económico la utilidad se ve reflejada al finalizar el tiempo de recuperar la inversión

5.3.6. Inversiones

“Consiste en un proceso por el cual un inversor decide vincular recursos financieros líquidos a cambio de expectativas de obtener unos beneficios también líquidos, comprendería sólo los desembolsos de recursos financieros destinados a la adquisición de instrumentos de producción, que la empresa va a utilizar durante varios periodos económicos.

En la industria del petróleo se utiliza el término inversión de producción, ésta se realiza para mantener o incrementar la producción de petróleo.

5.3.7. Tiempo de recuperación de la inversión

El tiempo de recuperación de la inversión es el que necesita el empresario para poder recuperar el dinero que invirtió inicialmente en un negocio o proyecto. También, se puede definir como el tiempo de recuperación de la inversión que le toma a la operación generar el suficiente flujo de efectivo para compensar o cubrir la inversión realizada por el empresario. Se conoce también con el nombre de periodo de recuperación.

El tiempo o periodo de recuperación simple es el tiempo que se necesita para poder recuperar el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio. Además, considera los flujos de efectivo sin tomar en cuenta el valor del

dinero en el tiempo. Por lo tanto, considera erróneamente, que un dólar hoy vale igual que un dólar el día de mañana

5.3.8. Criterios de cálculo

El tiempo de recuperación simple compara directamente los flujos de efectivo operativos netos generados por el proyecto, con la inversión neta para determinar el periodo (años, meses, semanas o días) que se requiere para que el dinero que se genere, sea igual al dinero que se invirtió para iniciar y mantener la operación.

5.3.9. Criterios de decisión

Si un inversor se encuentra analizando un negocio en forma aislada o un proyecto independiente, es decir, sin considerar otras posibles inversiones simultáneamente, el criterio de decisión que debe seguirse es el siguiente:

Se acepta el proyecto si el tiempo de recuperación simple es menor que la vida económica del negocio. Es fácil entender este criterio. Si el tiempo de recuperación simple es menor que la vida económica del proyecto, esto significa que el dinero invertido en el negocio va a ser completamente recuperado antes de que termine la vida económica del mismo, por lo que, "sobrará" dinero. Este "sobrante" o exceso de dinero se producirá a partir de que se recupere completamente la inversión y hasta que termine la vida económica del negocio.

Si el empresario se encuentra evaluando varias opciones de proyectos que son mutuamente excluyentes para decidirse por uno de ellos utilizaría el siguiente criterio de acuerdo con el método del periodo de recuperación simple. Se acepta el negocio que tenga el menor tiempo de recuperación de la inversión.

Es fácil entender la lógica de este criterio. En la medida en que un proyecto genere rápidamente los flujos de efectivo operativos netos requeridos para recuperar la inversión neta, en esa misma medida el empresario dispondrá

de flujos de efectivo libres utilizables para su reinversión o consumo. Obviamente, si los negocios que son analizados por el empresario tienen tiempos de recuperación inferiores a la vida económica de los mismos, lo más conveniente sería rechazarlos, de acuerdo al primer criterio presentado. Así pues, el tiempo de recuperación de la inversión es muy importante por dos razones:

1. “Siempre es mejor recibir un beneficio hoy que mañana. A mayor velocidad de recuperación (menor tiempo de recuperación), el empresario dispondrá más rápidamente de fondos para su utilización productiva o su consumo en el proyecto”

2. Mientras más alejado en el tiempo está el beneficio, existe una mayor Incertidumbre (riesgo) de recibirlo. Por lo tanto, un menor tiempo de recuperación de un negocio o proyecto implicaría un menor riesgo para el empresario. Desde esta perspectiva, el tiempo de recuperación de la inversión es una medida del tiempo que el empresario estaría expuesto al riesgo de no recuperar (perder parcial o totalmente) su inversión neta.

5.4. COSTOS ESTIMADOS

Los programas que se realizan frecuentemente en la reparación de cada bomba mecánica para los diferentes pozos conllevan a los siguientes costos operacionales

SACAR TUBERÍA Y REPARACIÓN DE BOMBA MECÁNICA

SERVICIO	MATERIAL	VALOR
	Bomba reparada	\$ 600.00
	Combustible para equipo	53.52
Personal de equipo y técnico		273.60
Alimentación		36.00
	TOTAL	\$ 963.12

Tabla 5.1. Costos para sacar tubería y reparación de bomba mecánica
Elaborado por: Wendy Chiluzza-José Rosales

Este pullin generalmente se realiza cuando existen varillas deformadas y difíciles de tensionar.

CAMBIO DE BOMBA REPARADA

SERVICIO	MATERIAL	VALOR
	Combustible para equipo	\$ 28.21
Personal de equipo y técnico		160.00
Alimentación		36.00
	TOTAL	\$ 224.21

*Tabla 5.2. Costos para cambio de bomba reparada
Elaborado por: Wendy Chiluiza-José Rosales*

MEJORAR LA EFICIENCIA DE EXTRACCIÓN DE CRUDO

SERVICIO	MATERIAL	VALOR
	Combustible para equipo	\$ 28.21
Personal de equipo y técnico		135.00
Alimentación		36.00
	TOTAL	\$ 199.21

*Tabla 5.3. Costos para mejorar la eficiencia de extracción de crudo
Elaborado por: Wendy Chiluiza-José Rosales*

Este pullin se realiza cuando se detectan obstrucciones y cuando la tubería se detecta hueca, o cuando se encuentran varillas deformadas

BAJAR BOMBA NUEVA

SERVICIO	MATERIAL	VALOR
	Bomba 1.75-RWAC-8	\$ 2000
	Combustible para equipo	28.21
Personal de equipo y técnico		117.5
Alimentación		36.00
	TOTAL	\$ 2181.71

*Tabla 5.4. Costos para bajar bomba nueva
Elaborado por: Wendy Chiluiza-José Rosales*

SACAR TUBERÍA PARA CAMBIO DE ASIENTO DE BOMBA

SERVICIO	MATERIAL	VALOR
	Combustible para equipo	28.21
Personal de equipo y técnico		60.80
Alimentación		12.00
	TOTAL	101.01

Tabla 5.5. Costos para sacar tubería para cambio de asiento de bomba
Elaborado por: Wendy Chiliza-José Rosales

CAPITULO VI

CONCLUSIONES

1. Los problemas de operación más comunes encontrados en los pozos de Bombeo mecánico fueron:
 - Desgaste de las válvulas de las bombas de subsuelo
 - Golpes de fluido.
 - Presencia de arenas y limos
2. En base al análisis nodal, del cálculo del IPR y del $Q_{\text{máximo}}$, se determinó que todos los pozos analizados están produciendo por debajo de su potencial, según lo estimado en la curva de Vogel.
3. El Diseño de las combinaciones de sartas de varillas es incorrecto con relación al establecido por el Método API 11 RPL para tubería desanclada.
4. Los resultados de las cargas máximas de las varillas obtenidas por el Método API demuestran que el sistema está sobredimensionado tanto en la Unidad de Bombeo como en el motor.
5. Del costo que demandaría implementar esta propuesta en cada pozo seleccionado, se deduce que por cada equipo de subsuelo que se adquiriera, se está realizando una inversión que corresponde a cuatro veces el valor de mantenimientos por pozo, y si consideramos que los

pullins fluctúan de 1 a 9 por pozo, es evidente que el beneficio supera el costo de la inversión.

RECOMENDACIONES

1. Establecer un correcto conjunto de varillas de bombeo, así como también una menor carrera superficial del varillón pulido para disminuir el trabajo que debe efectuar el motor de la unidad de bombeo, con lo que se alarga la vida útil del mismo.
2. Disminuir la velocidad de bombeo de los pozos seleccionados, es más conveniente para este tipo de pozos con poco nivel dinámico, ya que permite que el agotamiento de los pozos se realice más lentamente, optimizando la eficiencia de las bombas y permitiendo un menor desgaste de las varillas al no estar bajo los efectos de sobrecarrera que provocan las velocidades altas.
3. Establecer el tiempo óptimo de restauración de nivel de fluido, es necesario que los operadores monitoreen constantemente la producción en los tanques y así fijar el ciclo óptimo de trabajo que deben tener los pozos.
4. Reemplazar las bombas actuales de los Pozos del Campo Pacoa, por bombas con las siguientes especificaciones 125-RWAC-8, con el fin de obtener mayor eficiencia de producción.
5. Utilizar filtros de bombas y de tuberías para minimizar la erosión que es causada por la presencia de arena en los pozos donde haya cambio de bombas.

ANEXO 1
PROPIEDADES PETROFISICAS DE LOS POZOS
SELECCIONADOS DEL CAMPO PACOA

POZOS	VISCOSIDAD DE LA MEZCLA	°API	GRAVEDAD ESPECIFICA	PRESIÓN DE BURBUJA	PRESIÓN ESTÁTICA	PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE	PRODUCCION DE CRUDO	PRODUCCION DE AGUA	PRODUCCION BRUTA
Pacoa 4	5,2723	29,6	0,878	260	520	190	3,5BPPD	4BAPD	7,5 BFPD
Pacoa 5	2,6894	33,3	0,8586	455	520	104	2,5BPPD	0,59BAPD	3,9BFPD
Pacoa 9	1,7211	38,7	0,8313	400	490	167	3,24BPPD	0,80BAPD	4,04BFPD
Pacoa 10	2,4881	36,2	0,8313	400	520	25	4,87BPPD	2,14BAPD	7BFPD
Pacoa 30	31,3912	21,5	0,9248	455	520	386	3,5BPPD	4BAPD	7,5BFPD
Pacoa 36	4,5323	29,02	0,884	455	520	305	2,31BPPD	0,89BAPD	3,20BFPD
Pacoa 40	3,8699	36,7	0,841	260	649	285	3,15BPPD	0,89BAPD	4,04BFPD
Pacoa 41	1,8111	35,7	0,8462	400	490	245	3,38BPPD	3,92BAPD	7,30BFPD
Pacoa 42	1,412	41,9	0,8159	400	490	210	7,13BPPD	0,59BAPD	7,72BFPD

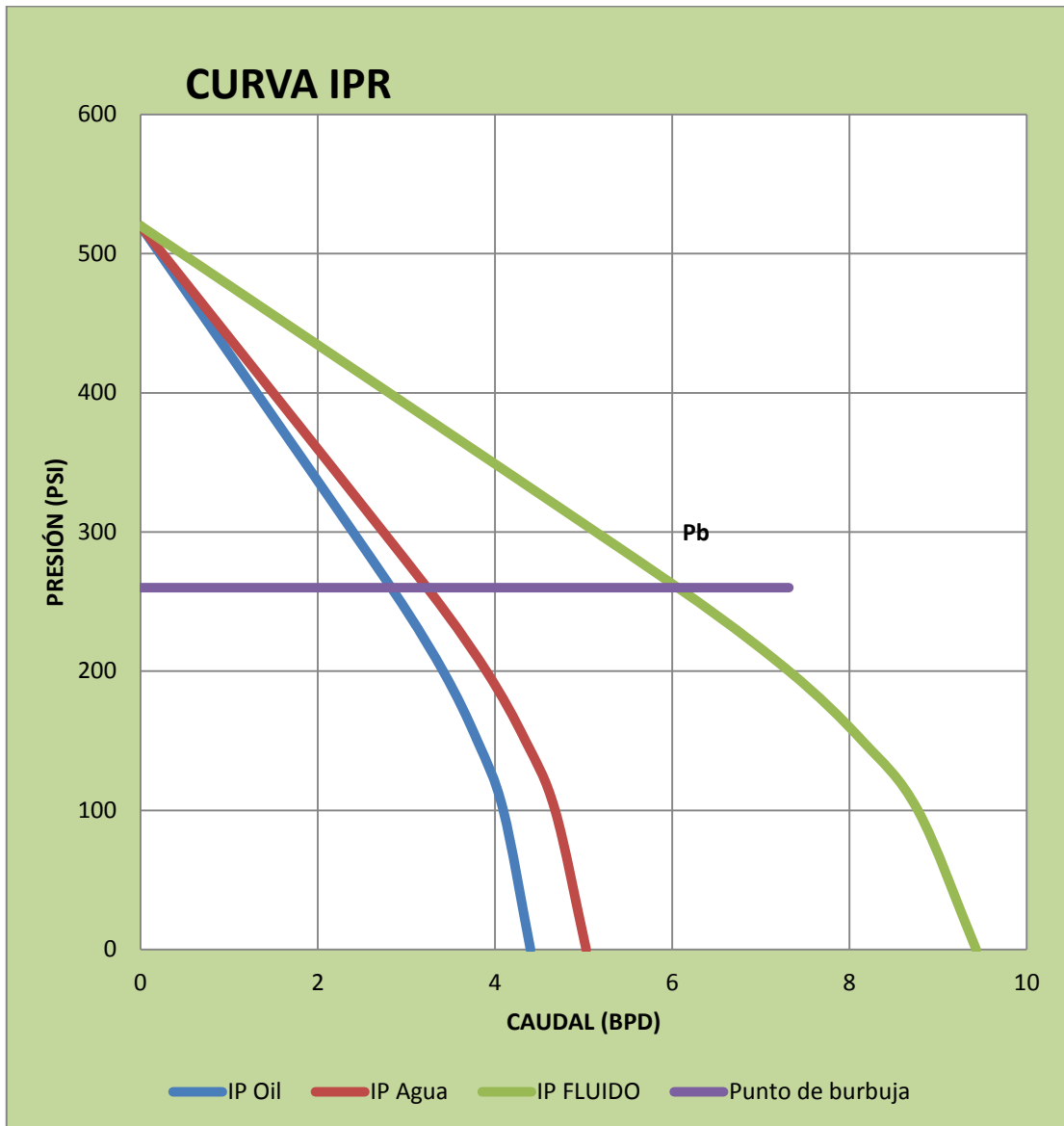
ANEXO 2
REGISTRO DE LOS PRINCIPALES
PROBLEMAS EN LOS POZOS
SELECCIONADOS

CAMPO PACOA
TALLER DE BOMBAS DE SUBSUELO
REPORTE DE REPARACIONES AÑO 2012

POZO	FECHA ENTRADA	FECHA SALIDA	DESCRIPCIÓN BOMBA	LUZ PISTÓN	TIPO PISTÓN (PULG)	PROBLEMAS PRESENTADOS
PACOA 04	27-jun-12	27-jun-12	RWAC	0,001	2 1/4	VÁLVULAS CON PRESENCIA DE CARBONATOS
PACOA 05	27-jun-11	27-jun-11	RWAC	0,001	2 1/4	BOMBA EMBASTONADA CON CARBONATOS
PACOA 09	31-may-12	31-may-12	RWAC	0,001	2 1/4	VÁLVULA FIJA Y VÁLVULA VIAJERA DESGASTADAS, CILINDRO CON PRESENCIA DE ESCALA
PACOA 10	13-oct-12	13-oct-12	RWAC	0,001	2 1/4	BOMBA EMBASTONADA CON CARBONATOS
PACOA 18	23-oct-12	13-oct-12	RWAC	0,001	2 1/4	BOMBA PRESENTA PERFORACIONES
	20-dic-12	20-dic-12	RWAC	0,001	2 1/4	ATASCAMIENTO DE LA BOMBA EN EL ASIENTO
PACOA 30	09-feb-12	09-feb-12	RWAC	0,001	2 1/4	BOMBA EMBASTONADA CON CARBONATOS
	15-feb-12	15-feb-12	RWAC	0,001	2 1/4	VÁLVULA VIAJERA Y VÁLVULA FIJA CON PRESENCIA DE CARBONATOS
	18-feb-12	18-feb-12	RWAC	0,001	2 1/4	TUBING PRESENTA PERFORACIONES
	24-feb-12	24-feb-12	RWAC	0,001	2 1/4	VÁLVULA VIAJERA Y VÁLVULA FIJA DESGASTADAS
	06-abr-12	06-abr-12	RWAC	0,001	2 1/4	BOMBA CON PRESENCIA DE CARBONATO, VÁLVULAS DESGASTADAS
	12-may-12	12-may-12	RWAC	0,001	2 1/4	BAJA PRODUCCIÓN
PACOA 36			RWAC	0,001	2 1/4	VÁLVULA DESGASTADAS
PACOA 40	06-jun-12	06-jun-12	RWAC	0,001	2 1/4	BOMBA EMBASTONADA CON CARBONATOS
	13-jun-12	13-jun-12	RWAC	0,001	2 1/4	BAJA PRODUCCIÓN
	07-sep-12	07-sep-12	RWAC	0,001	2 1/4	TUBING PRESENTA PERFORACIONES
PACOA 41	27-dic-12	27-dic-12	RWAC	0,001	2 1/4	PRESENCIA DE ESCALA
PACOA 42	15-mar-12	15-mar-12	RWAC	0,001	2 1/4	TUBING PERFORADO

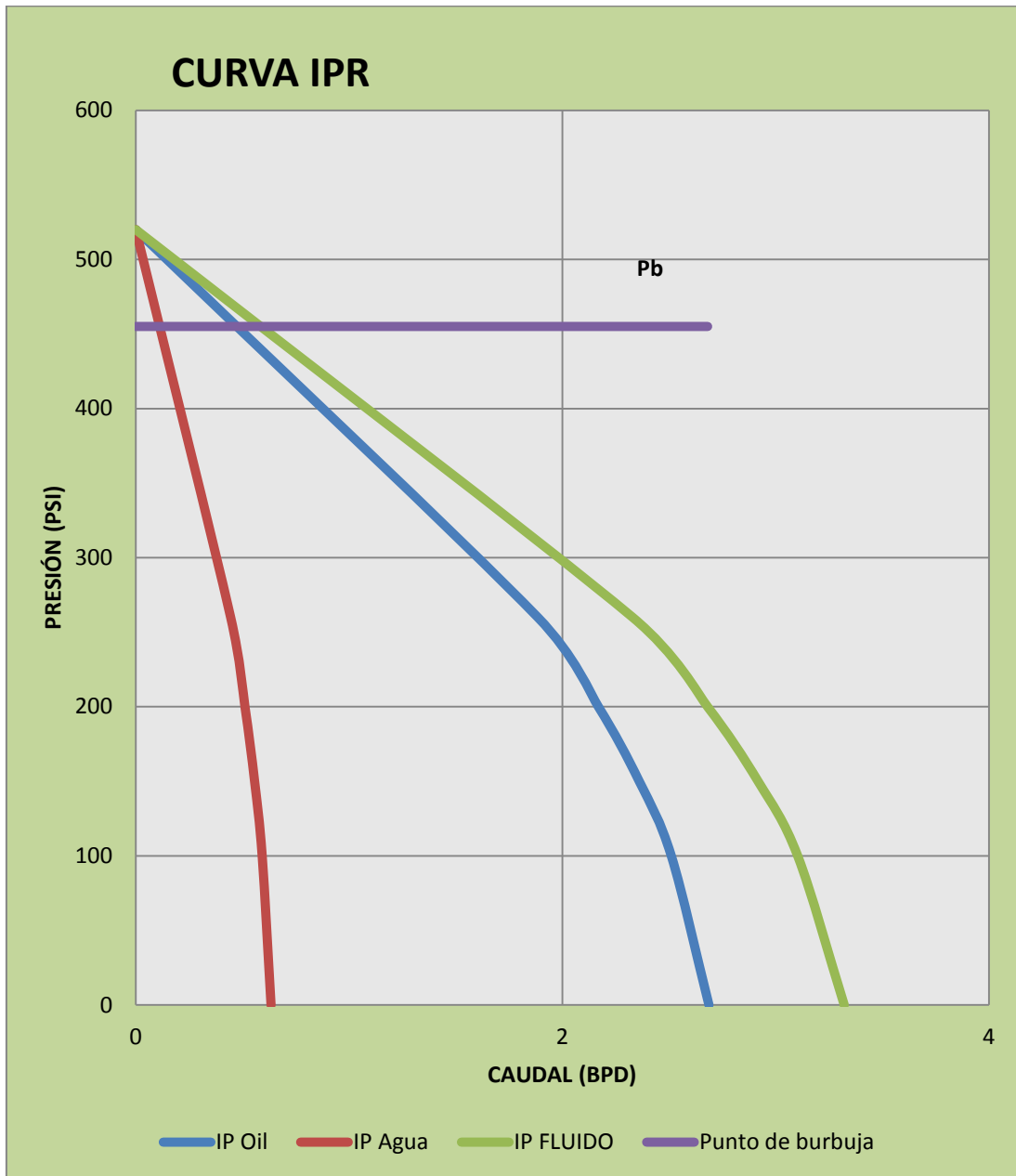
ANEXO 3
CURVA DEL COMPORTAMIENTO DE
AFLUENCIA DE LOS POZOS (IPR)
PRESENTADO POR (VOGEL)

ANALISIS DE LA CURVA IPR: PACOA 04



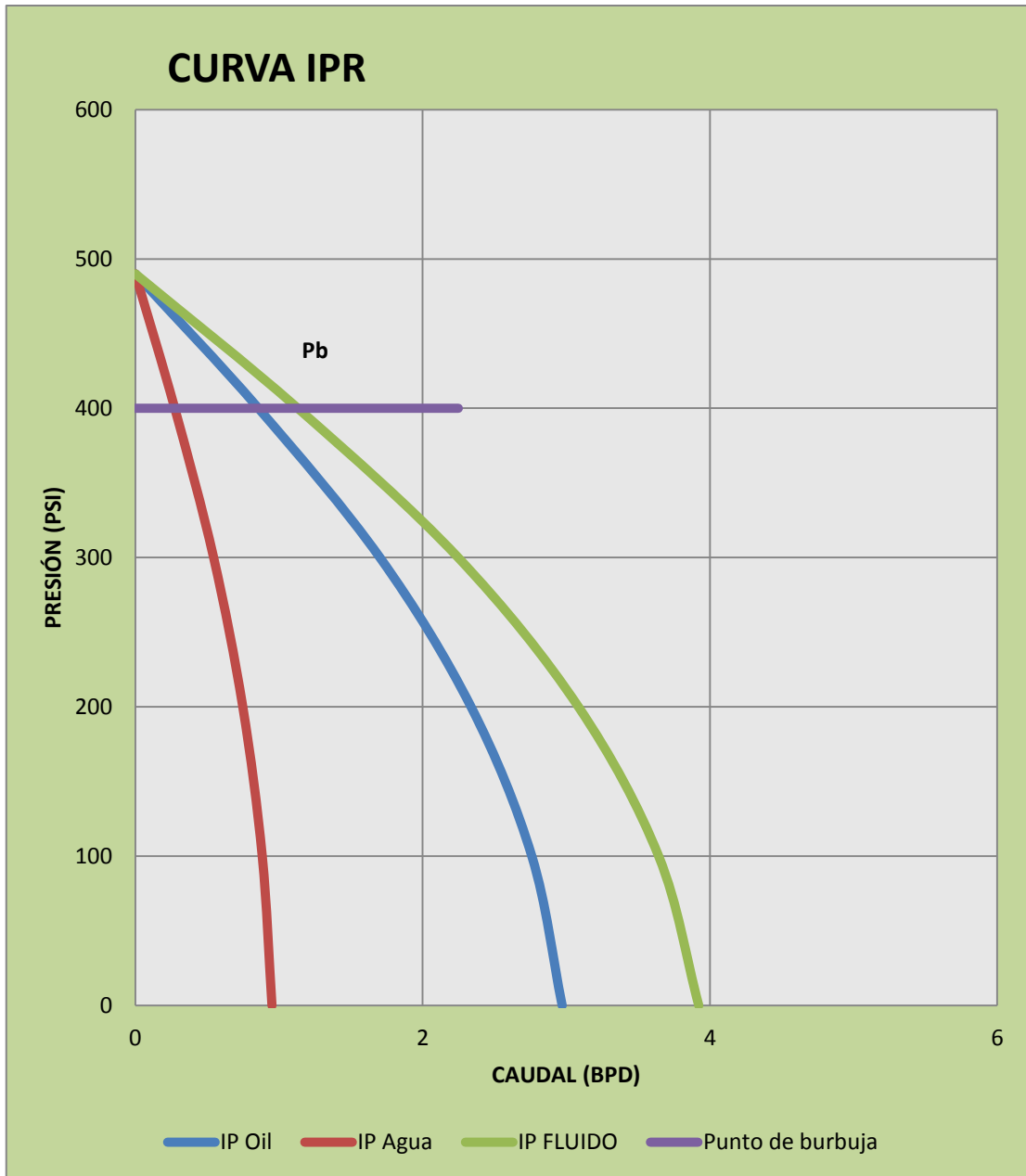
RESULTADOS:	OIL	AGUA	COMPUESTO	
J (IPR):	0,0109	0,0124	0,0233	BPPD/PSI
Q_b:	2,8294	3,2336	6,0630	BPPD
Q_v:	1,5719	1,7964	3,3683	BPPD
Q_{max}:	4,40	5,0	9,4	BPPD

ANALISIS DE CURVA IPR: PACOA 05



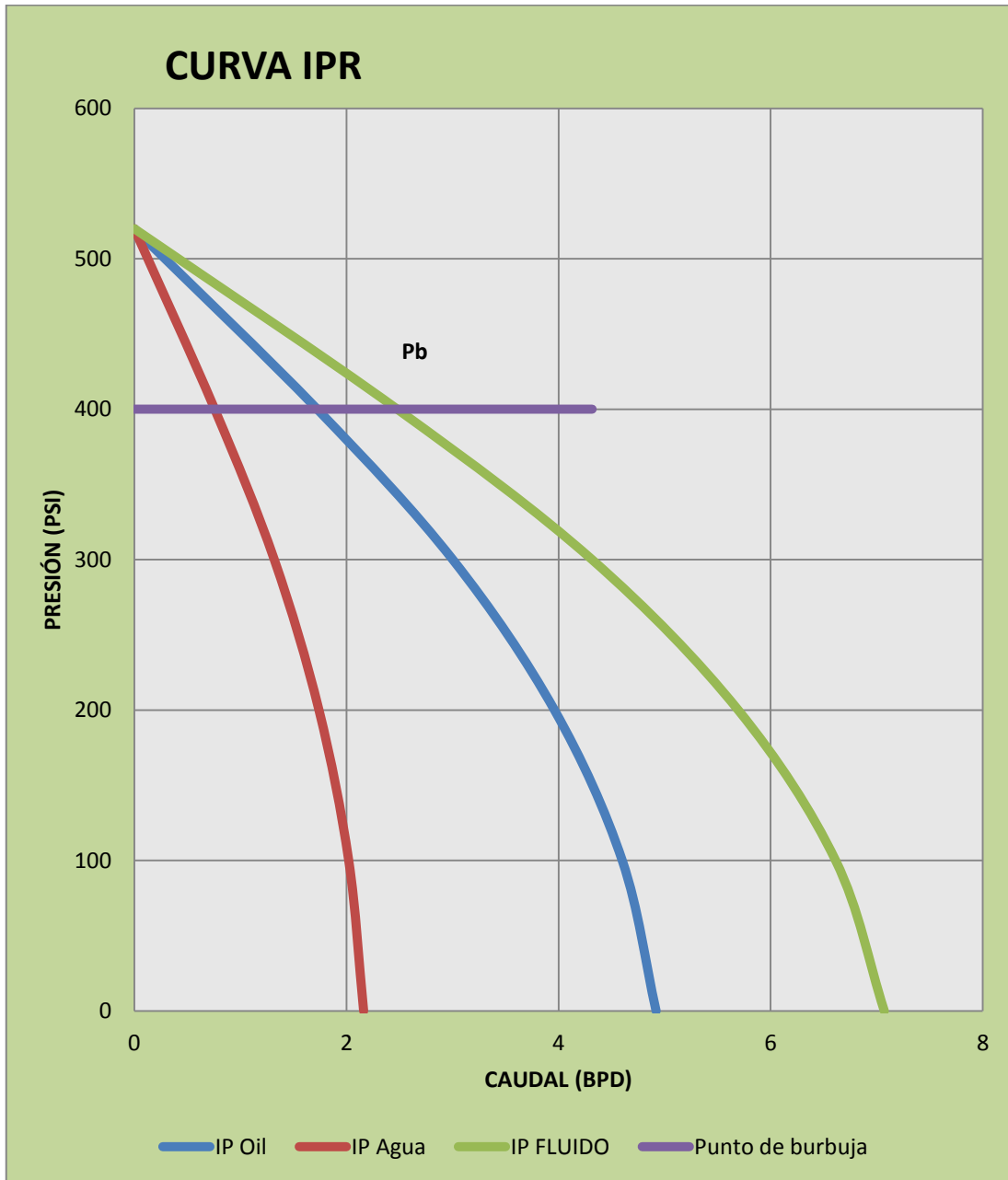
RESULTADOS:	OIL	AGUA	COMPUESTO	
J (IPR):	0,0085	0,0020	0,0105	BPPD/PSI
Qb:	0,5496	0,1297	0,6793	BPPD
Qv:	2,1374	0,5044	2,6419	BPPD
Qmax:	2,69	0,6	3,3	BPPD

ANALISIS DE CURVA IPR: PACOA 09



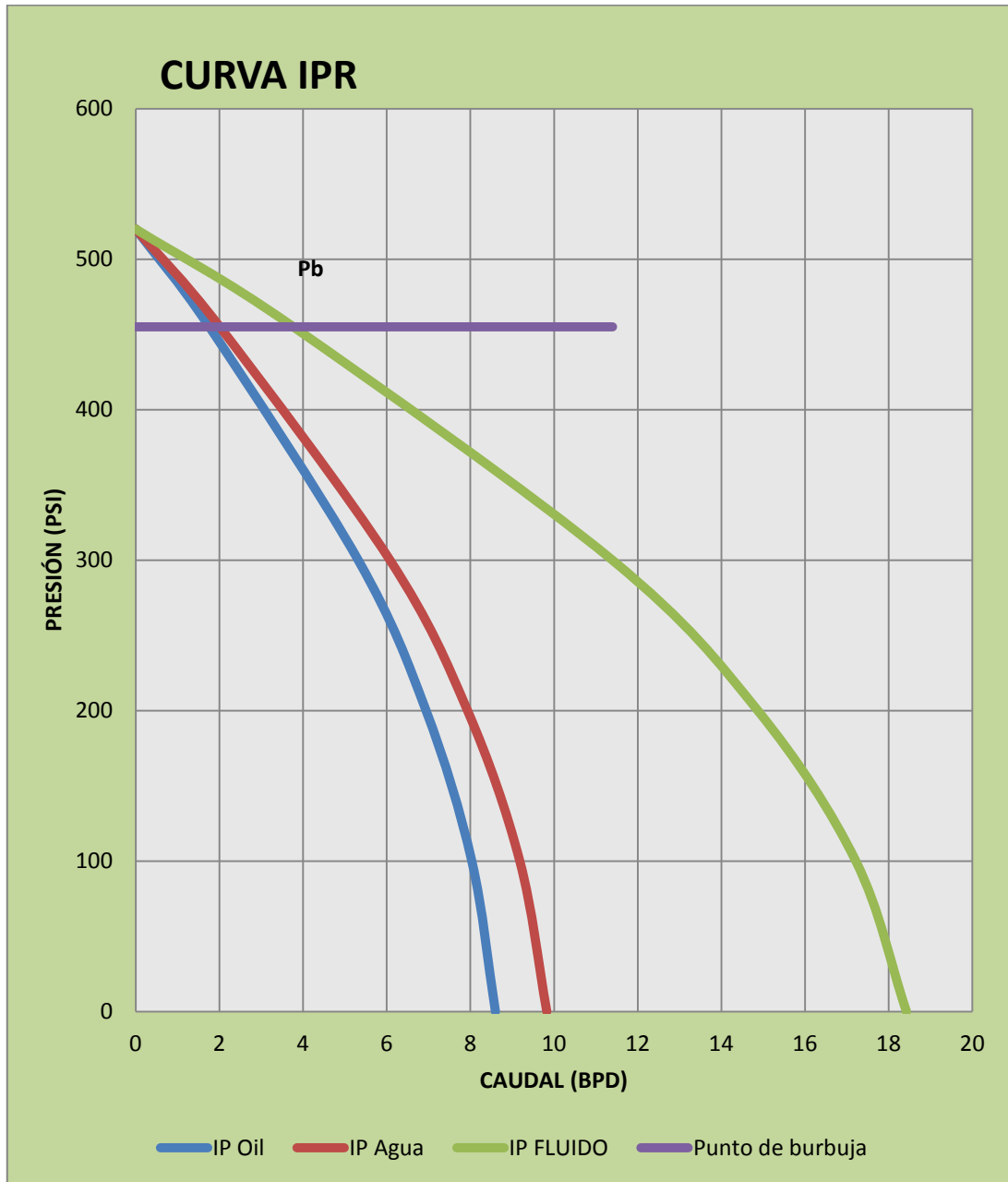
RESULTADOS:	OIL	AGUA	COMPUESTO	
J (IPR):	0,0095	0,0030	0,0126	BPPD/PSI
Qb:	0,8566	0,2741	1,1307	BPPD
Qv:	2,1150	0,6768	2,7917	BPPD
Qmax:	2,97	1,0	3,9	BPPD

ANALISIS DE CURVA IPR: PACOA 10



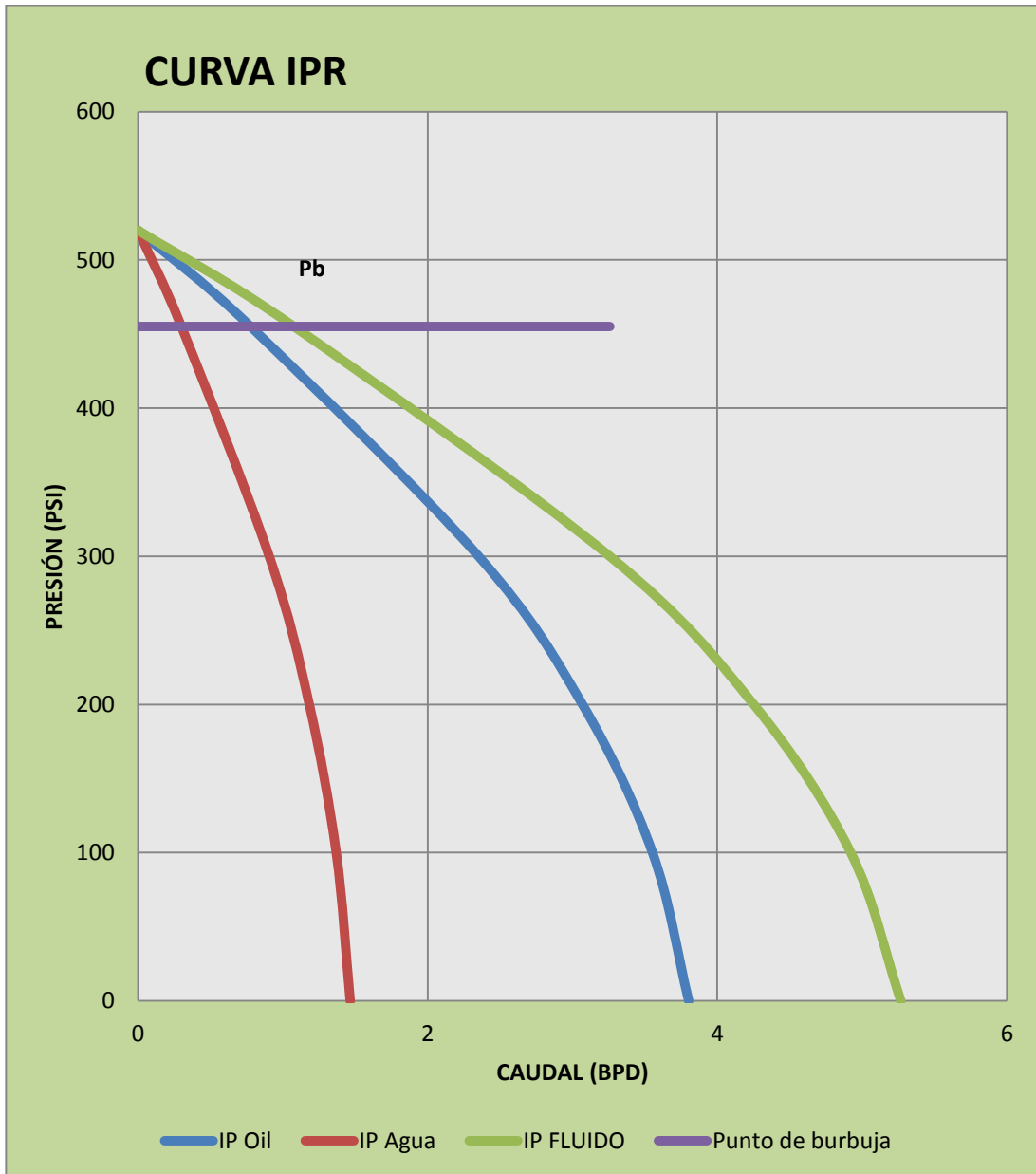
RESULTADOS:	OIL	AGUA	COMPUESTO	
J (IPR):	0,0144	0,0063	0,0207	BPPD/PSI
Qb:	1,7252	0,7581	2,4797	BPPD
Qv:	3,1948	1,4039	4,5920	BPPD
Qmax:	4,92	2,2	7,1	BPPD

ANALISIS DE CURVA IPR: PACOA 30



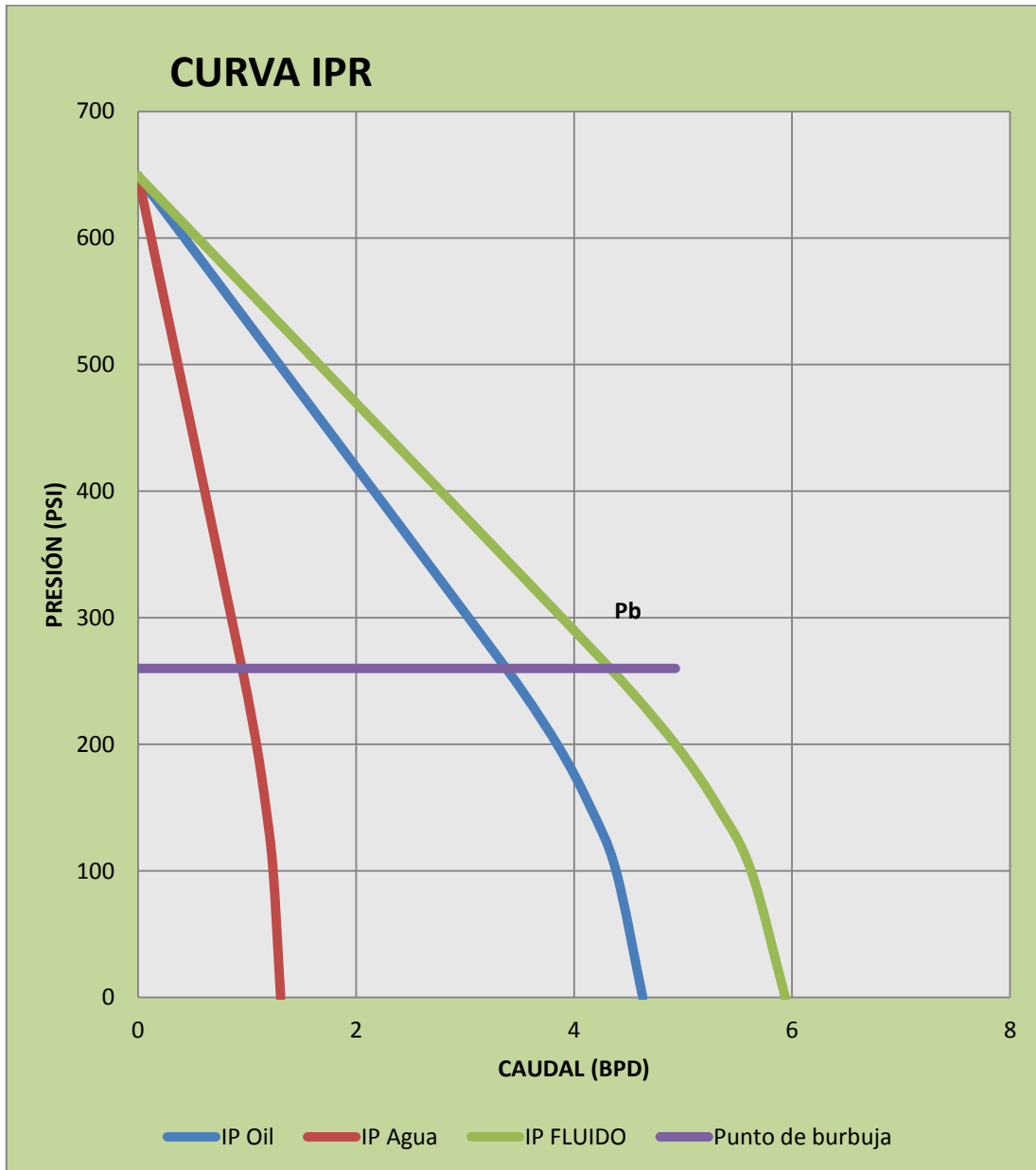
RESULTADOS:	OIL	AGUA	COMPUESTO	
J (IPR):	0,0271	0,0309	0,0580	BPPD/PSI
Qb:	1,7588	2,0101	3,7689	BPPD
Qv:	6,8398	7,8169	14,6567	BPPD
Qmax:	8,60	9,8	18,4	BPPD

ANALISIS DE LA CURVA IPR: PACOA 36



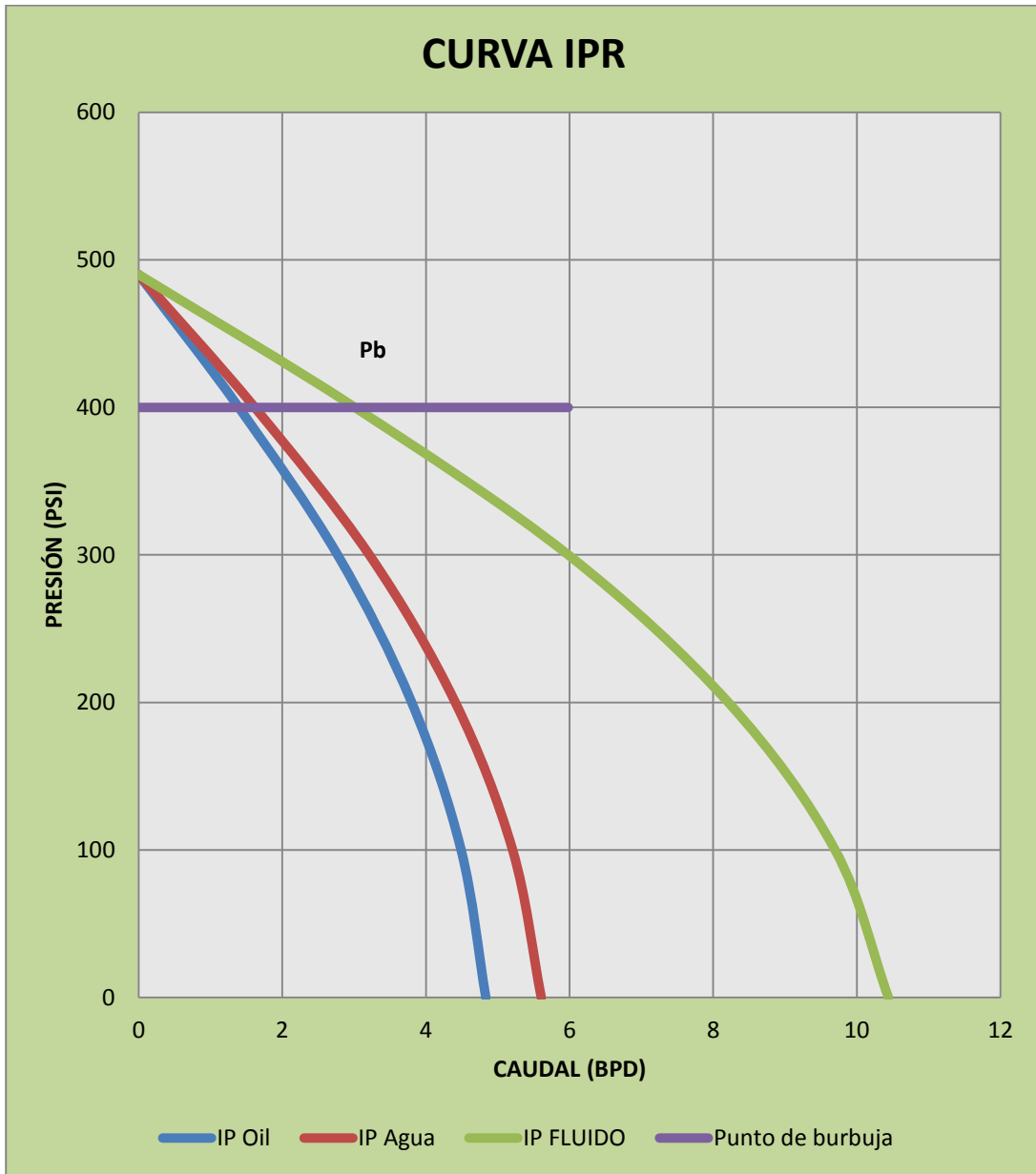
RESULTADOS:	OIL	AGUA	COMPUESTO	
J (IPR):	0,0120	0,0046	0,0166	BPPD/PSI
Qb:	0,7779	0,2997	1,0776	BPPD
Qv:	3,0251	1,1655	4,1907	BPPD
Qmax:	3,80	1,5	5,3	BPPD

ANALISIS DE LA CURVA IPR: PACOA 40



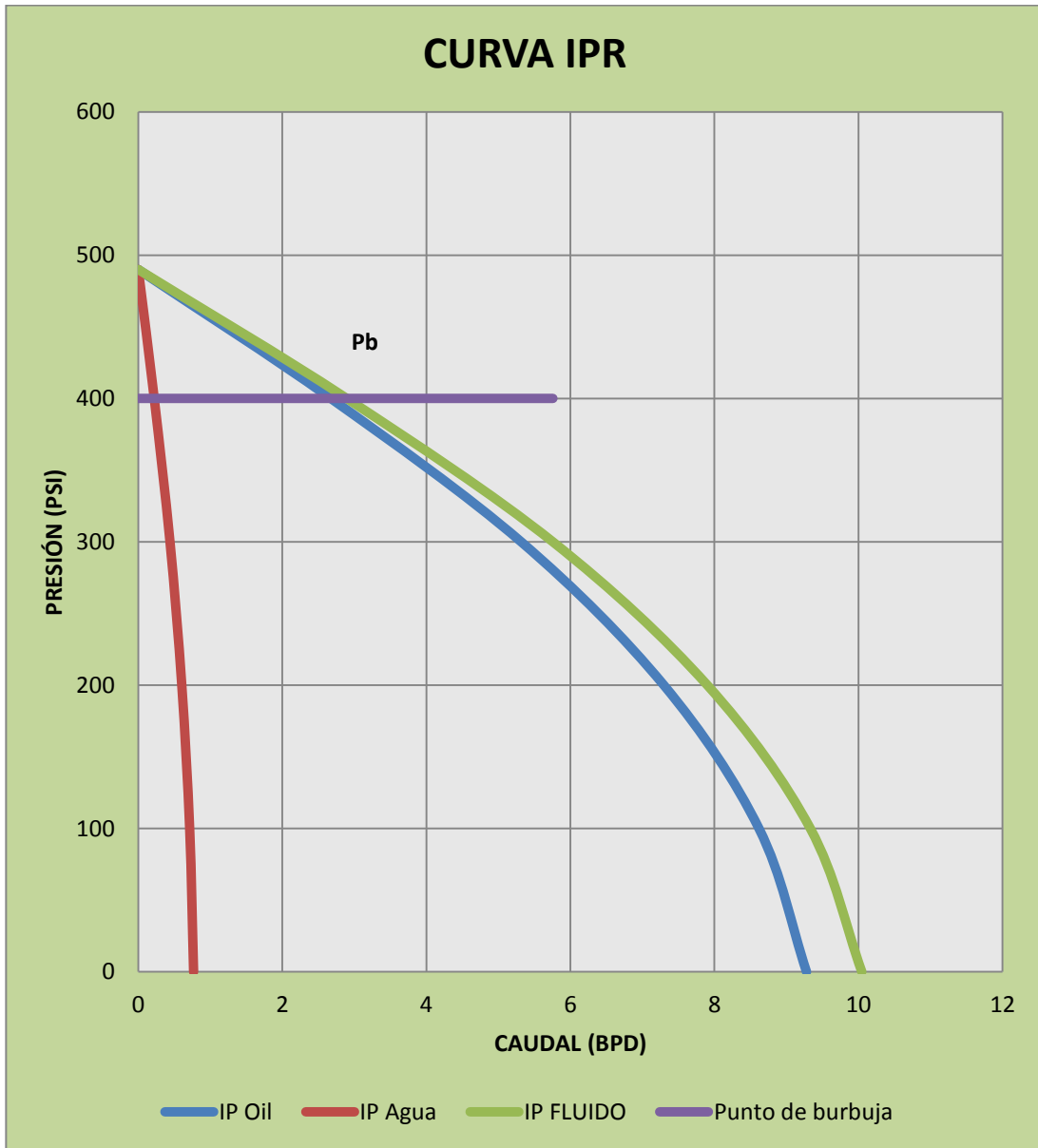
RESULTADOS:	OIL	AGUA	COMPUESTO	
J (IPR):	0,0087	0,0025	0,0111	BPPD/PSI
Qb:	3,3763	0,9539	4,3302	BPPD
Qv:	1,2537	0,3542	1,6079	BPPD
Qmax:	4,63	1,3	5,9	BPPD

ANALISIS DE LA CURVA IPR: PACOA 41



RESULTADOS:	OIL	AGUA	COMPUESTO	
J (IPR):	0,0155	0,0180	0,0334	BPPD/PSI
Q_b:	1,3935	1,6161	3,0095	BPPD
Q_v:	3,4406	3,9903	7,4310	BPPD
Q_{max}:	4,83	5,6	10,4	BPPD

ANALISIS DE LA CURVA IPR: PACOA 42



Resultados:	oíl	Agua	compuesto	
J (IPR):	0,0297	0,0025	0,0322	BPPD/PSI
Qb:	2,6750	0,2214	2,8963	BPPD
Qv:	6,6049	0,5465	7,1515	BPPD
Qmax:	9,28	0,8	10,0	BPPD

ANEXO 4
ESPECIFICACIÓN DE LA UNIDAD ACTUAL DE
POZOS Y COMPLETACIÓN DE POZOS
SELECCIONADOS.

ESPECIFICACIÓN DE LA UNIDAD ACTUAL DE BOMBEO DE POZOS SELCCIONADOS

Pozos	Combinación de varillas	Tipo de Bomba	Tipo de Balancín	Tipo de Motor
PAC 04	3/4"	125-RWAC-8	Churchill 50-84-48	Eléctrico
PAC 05	3/4"	125-RWAC-8	Churchill 40-76-48	C-46
PAC 09	3/4"	125-RWAC-8	Churchill 50-84-42	C-46
PAC 10	3/4"	125-RWAC-8	Churchill 50-84-42	C-46
PAC 30	3/4"	175-RWAC-8	Churchill 40-89-42	C-46
PAC 36	3/4"	125-RWAC-8	Churchill 40-76-48	Eléctrico
PAC 40	3/4" Y 5/8"	125-RWAC-8	Churchill 50-84-48	C-46
PAC 41	3/4"	125-RWAC-8	Churchill 40-76-42	C-46
PAC 42	3/4" Y 5/8"	125-RWAC-8	Churchill 40-89-42	C-46

DIAGRAMA DE COMPLETACION

POZO: PACOA 4

Fecha: Agosto 03, 2005

Fecha de Completacion: 31 de Agosto del 2005

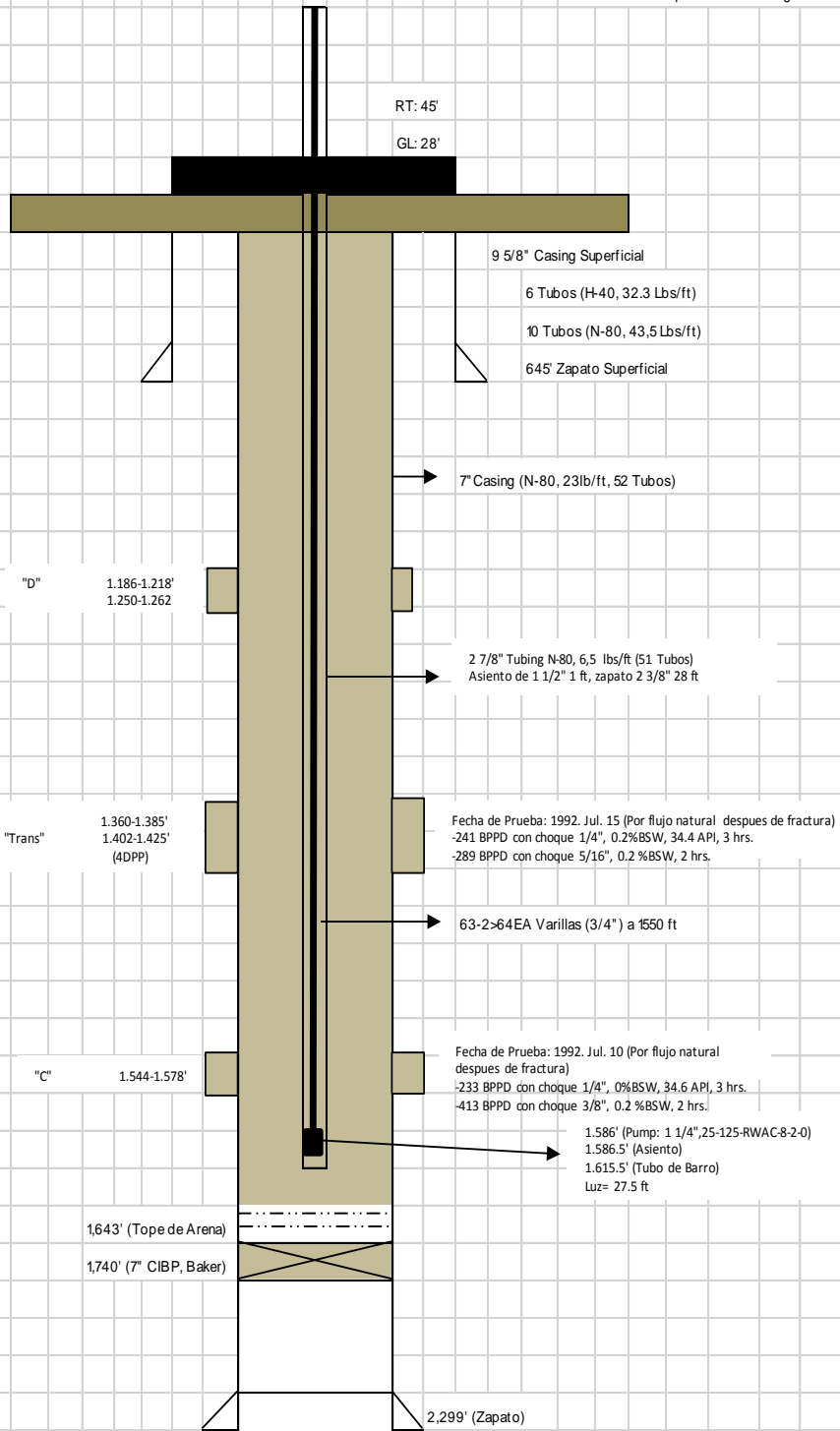


DIAGRAMA DE COMPLETACION

POZO: PACOA 5

Fecha: Agosto 17, 2005

Fecha de Completacion: 20 de Abril del 2004

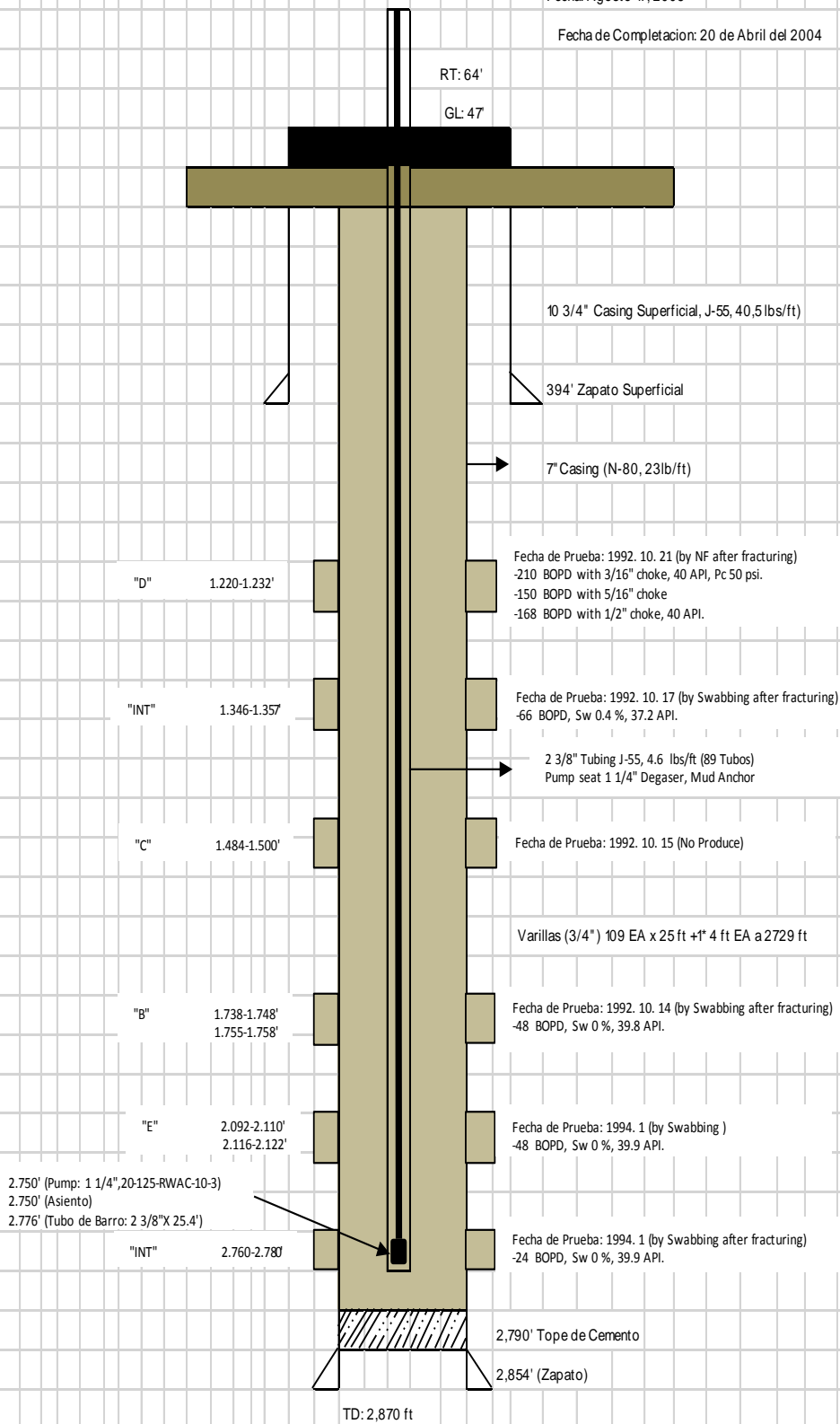


DIAGRAMA DE COMPLETACION

POZO: PACOA 9
AFTER WORKOVER

Fecha: Agosto 18, 2005

Fecha de Completacion: 16 de Julio del 2005

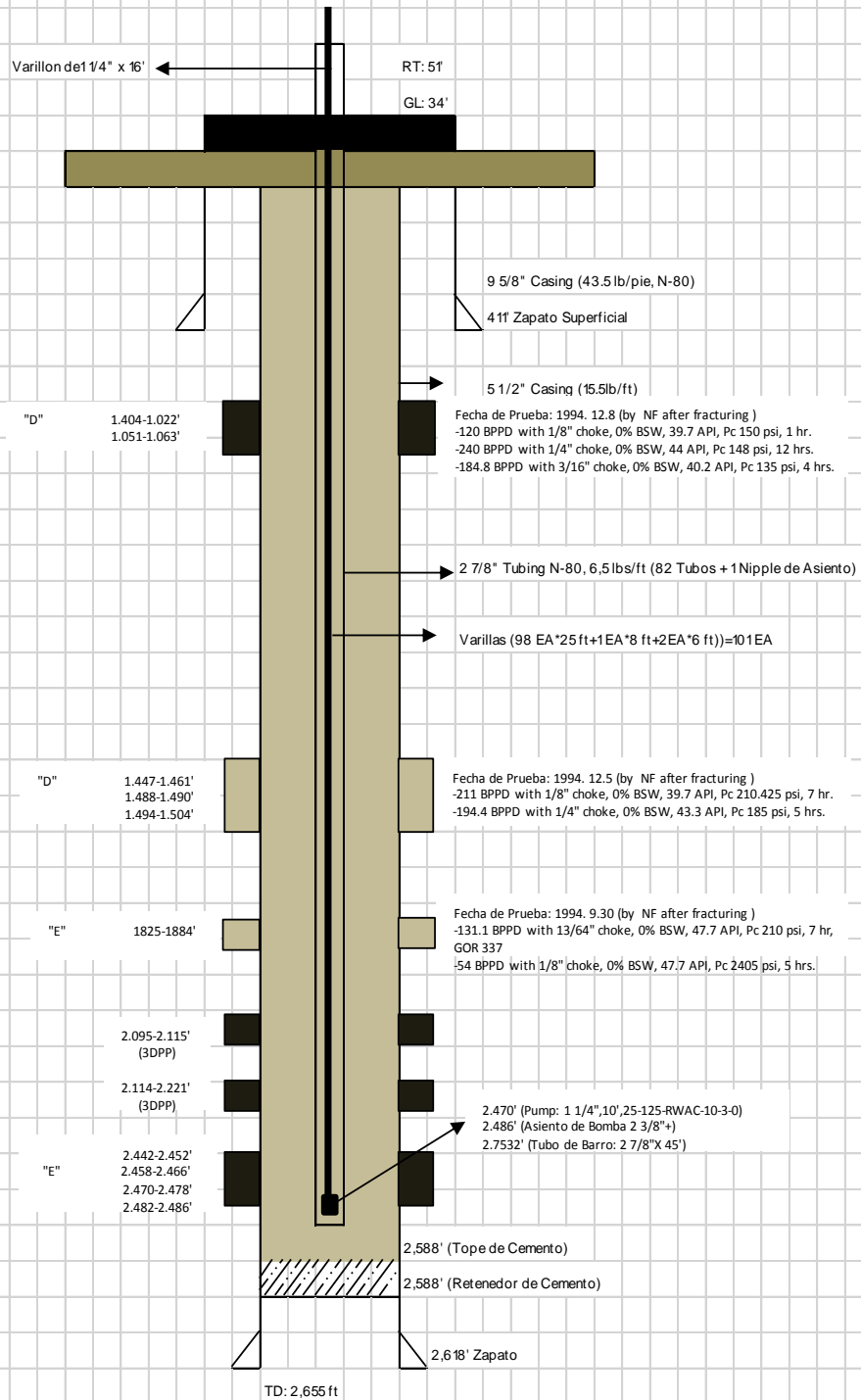


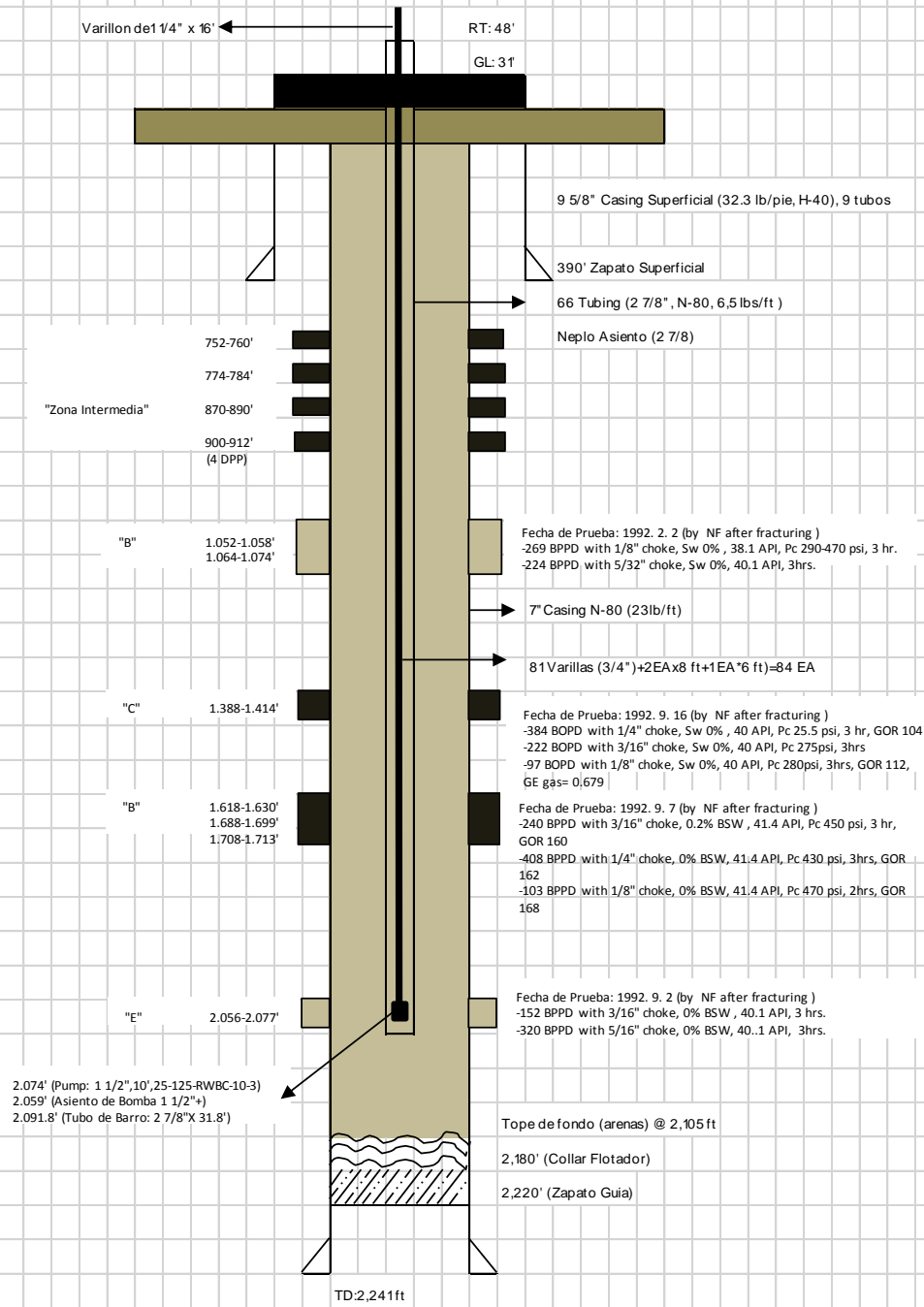
DIAGRAMA DE COMPLETACION

POZO: PACOA 10

WORKOVER N° 9

Fecha: Marzo 20, 2005

Fecha de Completacion: 11 de Abril del 2005



2.074' (Pump: 1 1/2", 10', 25-125-RWBC-10-3)
 2.059' (Asiento de Bomba 1 1/2")
 2.091.8' (Tubo de Barro: 2 7/8" X 31.8')

TD: 2,241ft

Trabajo realizado en Workover por Canada Grande Ltda, 2005

- 1. 1.388-1.414': Only Admission Test
- 1.618-1.630': Only Admission Test
- 1.688-1.699': Only Admission Test
- 1.708-1.713': Only Admission Test

- 2. 752-760' Shooting by 4 spr and Admission Test
- 774-784': Shooting by 4 spr and Admission Test
- 870-890': Shooting by 4 spr and Admission Test
- 900-912': Shooting by 4 spr and Admission Test

POZO BOMBEO MECANICO

DIAGRAMA DE COMPLETACION

POZO: PACOA 30

AFTER WORKOVER

Fecha: Agosto 23, 2005

Fecha de Completacion: 16 de Julio del 2005

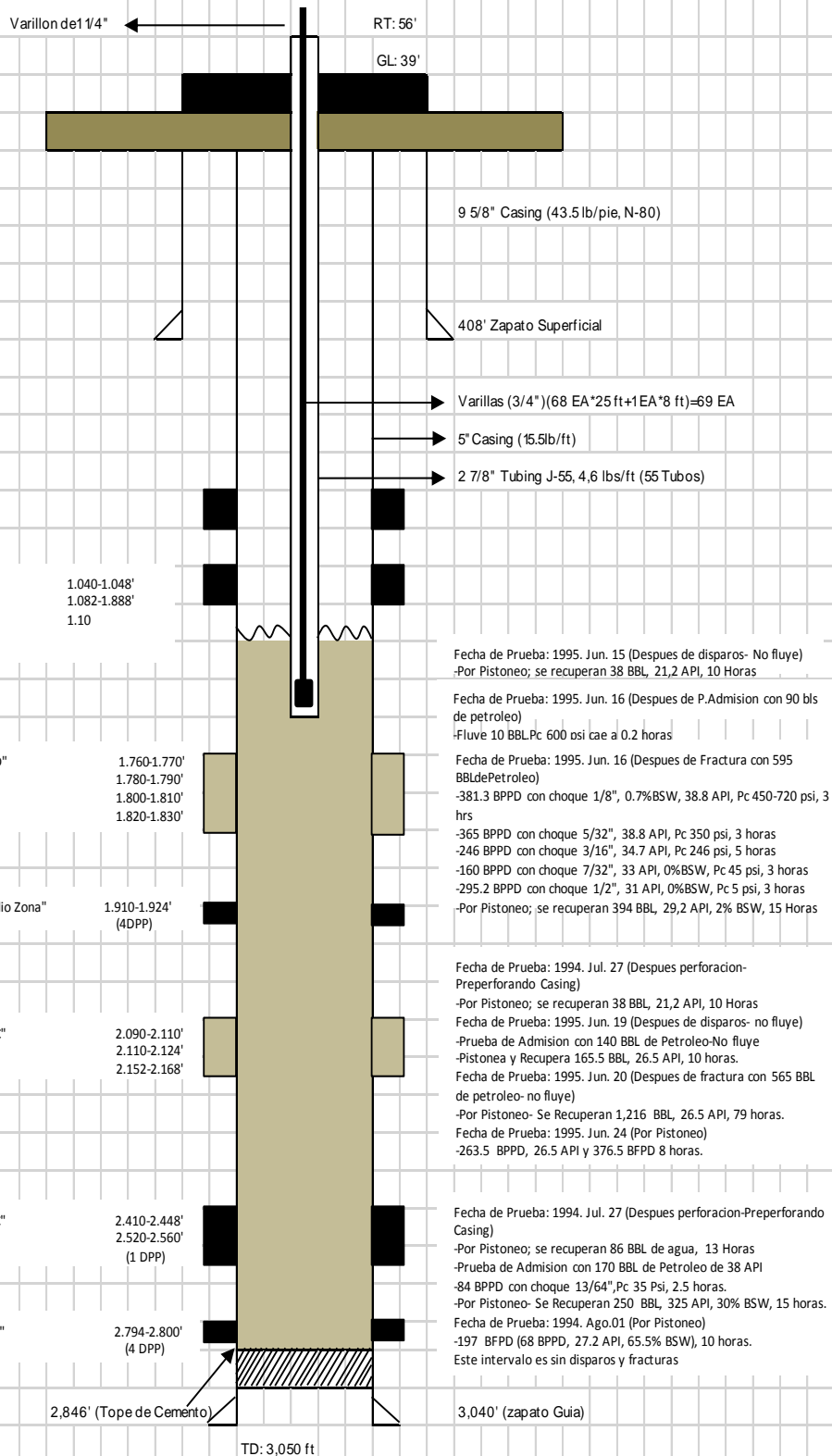


DIAGRAMA DE COMPLETACION
POZO: PACOA 36

Fecha: Agosto 23, 2005

Fecha de Completacion: 4 de Agosto del 2005

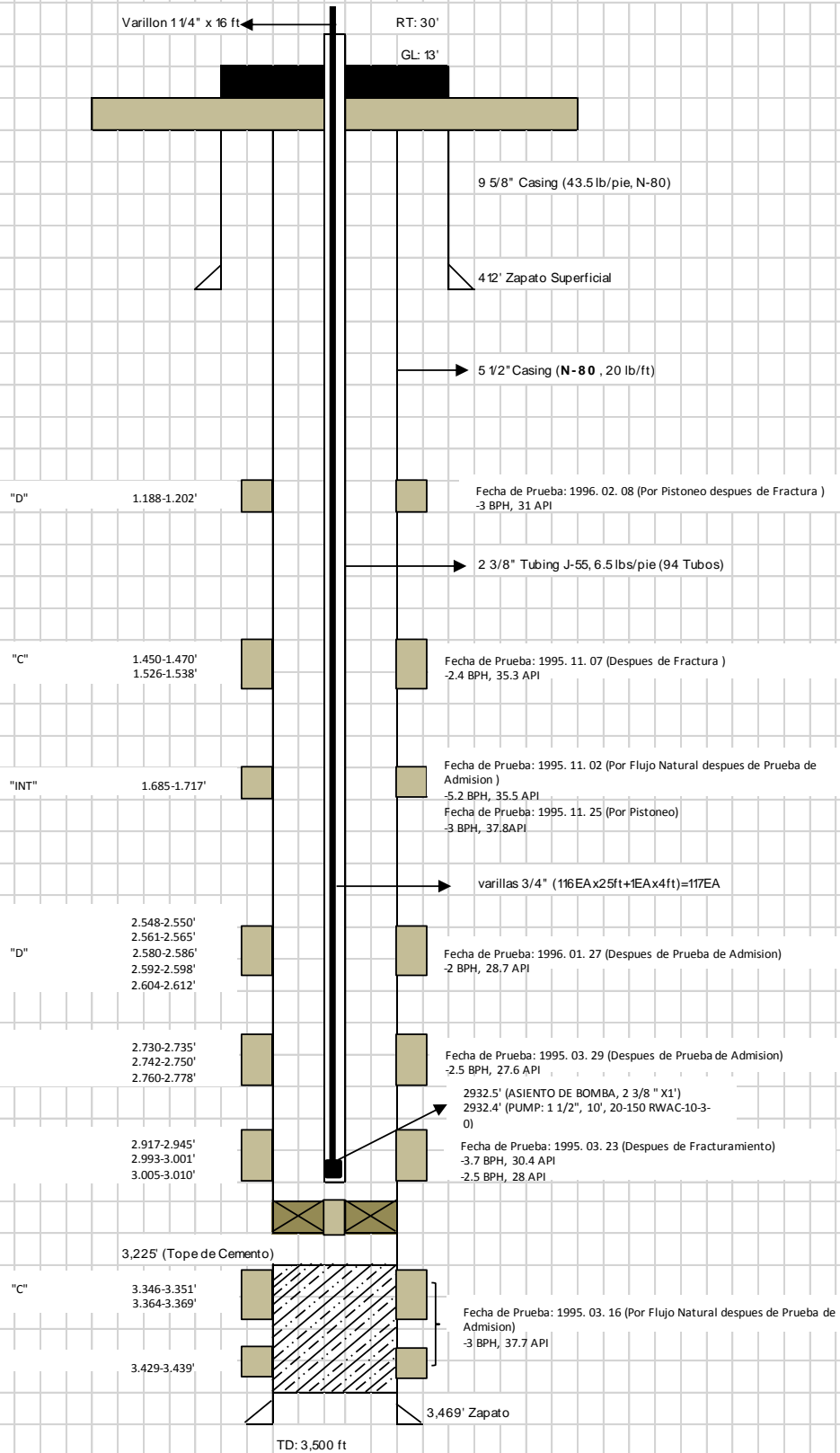


DIAGRAMA DE COMPLETACION
POZO: PACOA 40
AFTERWORKOVER

Fecha: Marzo 21, 2005

Fecha de Completacion: 02 de Junio del 2005

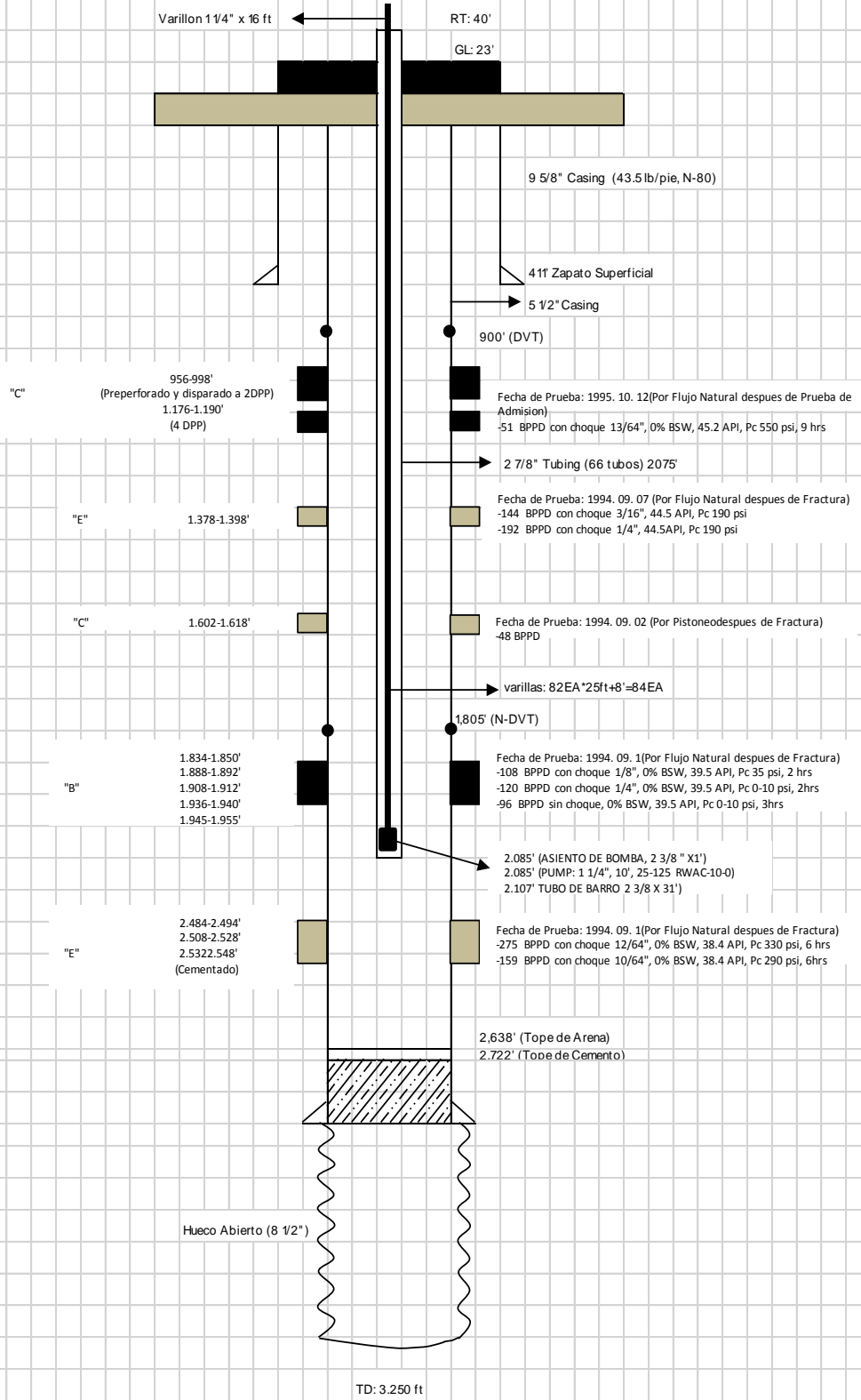


DIAGRAMA DE COMPLETACION
POZO: PACOA 41
AFTER WORKOVER

Fecha: Agosto 23, 2005

Fecha de Completacion: 14 de Abril del 2005

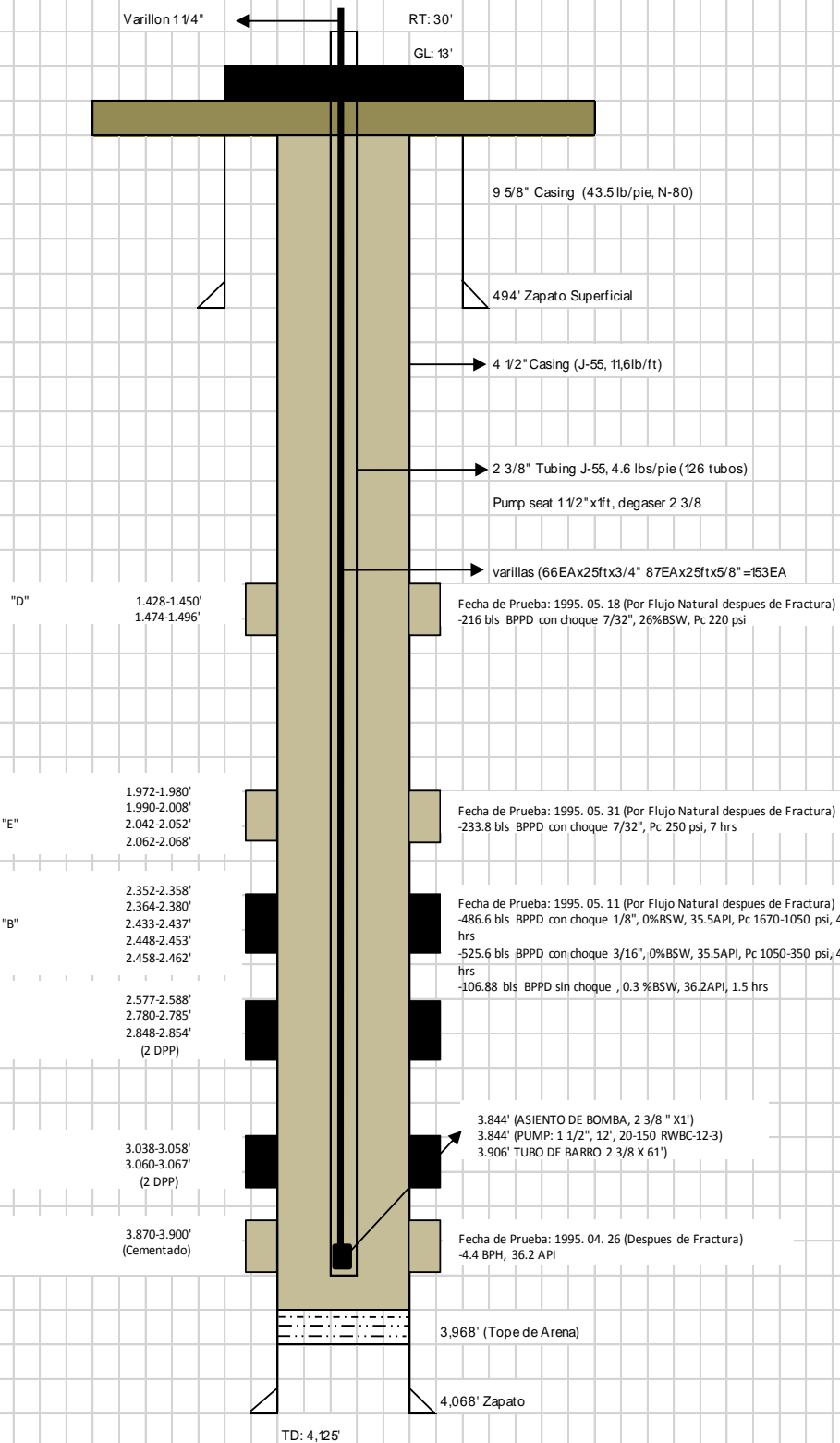
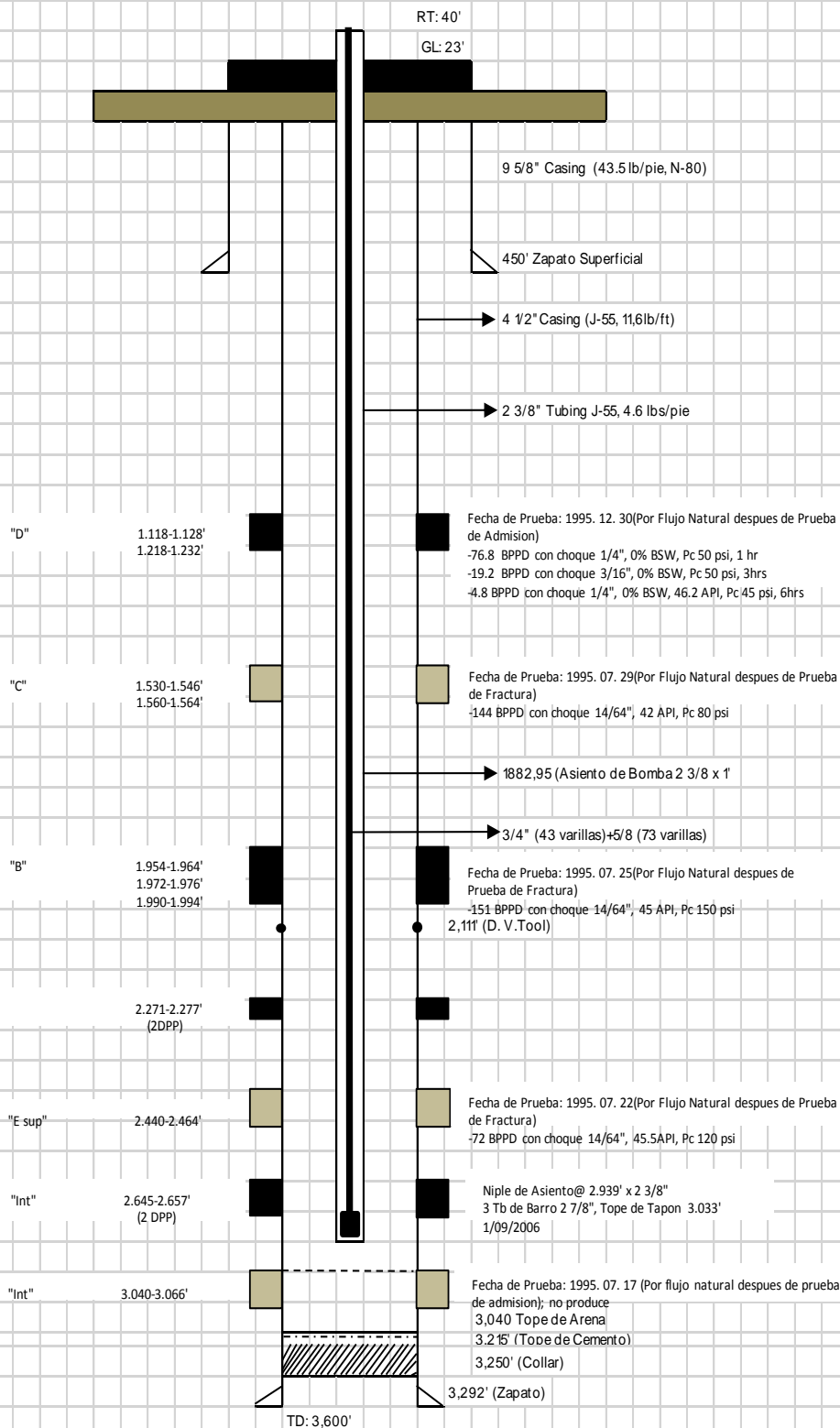


DIAGRAMA DE COMPLETACION

POZO: PACOA 42 AFTER WORKOVER

Fecha: Marzo 20, 2005

Fecha de Completacion: 17 de Julio del 2006



ANEXO 5
GRÁFICOS EMPLEADOS EN EL CÁLCULO DEL
MÉTODO API RP 11L

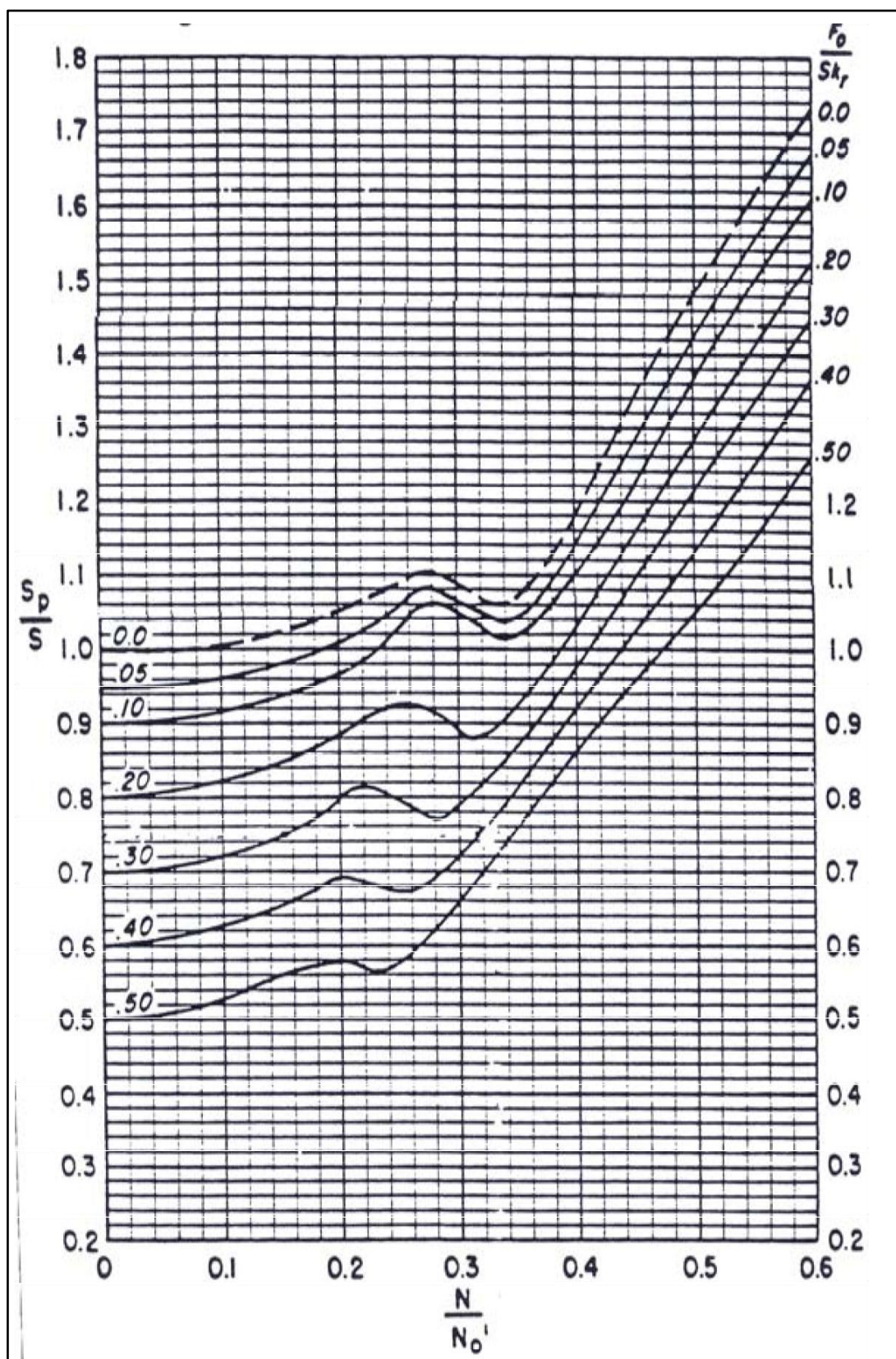
ANEXO 5.1: COMBINACIÓN DE VARILLAS

1	2	3	4	5	6		
Cabilla No.	Diámetro pistón, pulg. (D)	Peso cabillas Lbs/pie (Wr)	Constante Elástica, pulg/Lbs-pie Er	Factor frecuencia Fc	Sarta de Cabillas, % por tamaño		
					3/4	5/8	1/2
44	Todos	0,726	$1,990 \times 10^{-6}$	1,000			100,0
54	1,06	0,908	$1,668 \times 10^{-6}$	1,138		44,6	55,4
54	1,25	0,929	$1,633 \times 10^{-6}$	1,140		49,5	50,5
54	1,50	0,957	$1,584 \times 10^{-6}$	1,137		56,4	43,6
54	1,75	0,990	$1,525 \times 10^{-6}$	1,122		64,6	35,4
54	2,00	1,027	$1,460 \times 10^{-6}$	1,095		73,7	26,3
54	2,25	1,067	$1,391 \times 10^{-6}$	1,061		83,4	16,6
54	2,50	1,108	$1,318 \times 10^{-6}$	1,023		93,5	6,5
55	Todos	1,135	$1,270 \times 10^{-6}$	1,000		100,0	
64	1,06	1,164	$1,382 \times 10^{-6}$	1,229	33,3	33,1	33,5
64	1,25	1,211	$1,319 \times 10^{-6}$	1,215	37,2	35,9	26,9
64	1,50	1,275	$1,232 \times 10^{-6}$	1,184	42,3	40,4	17,3
64	1,75	1,341	$1,141 \times 10^{-6}$	1,145	47,4	45,2	7,4
65	1,06	1,307	$1,138 \times 10^{-6}$	1,098	34,4	65,6	
65	1,25	1,321	$1,127 \times 10^{-6}$	1,104	37,3	62,7	
65	1,50	1,343	$1,110 \times 10^{-6}$	1,110	41,8	58,2	
65	1,75	1,369	$1,090 \times 10^{-6}$	1,114	46,9	53,1	
65	2,00	1,394	$1,070 \times 10^{-6}$	1,114	52,0	48,0	
65	2,25	1,426	$1,045 \times 10^{-6}$	1,110	58,4	41,6	
65	2,50	1,460	$1,018 \times 10^{-6}$	1,099	65,2	34,8	
65	2,75	1,497	$0,990 \times 10^{-6}$	1,082	72,5	27,5	

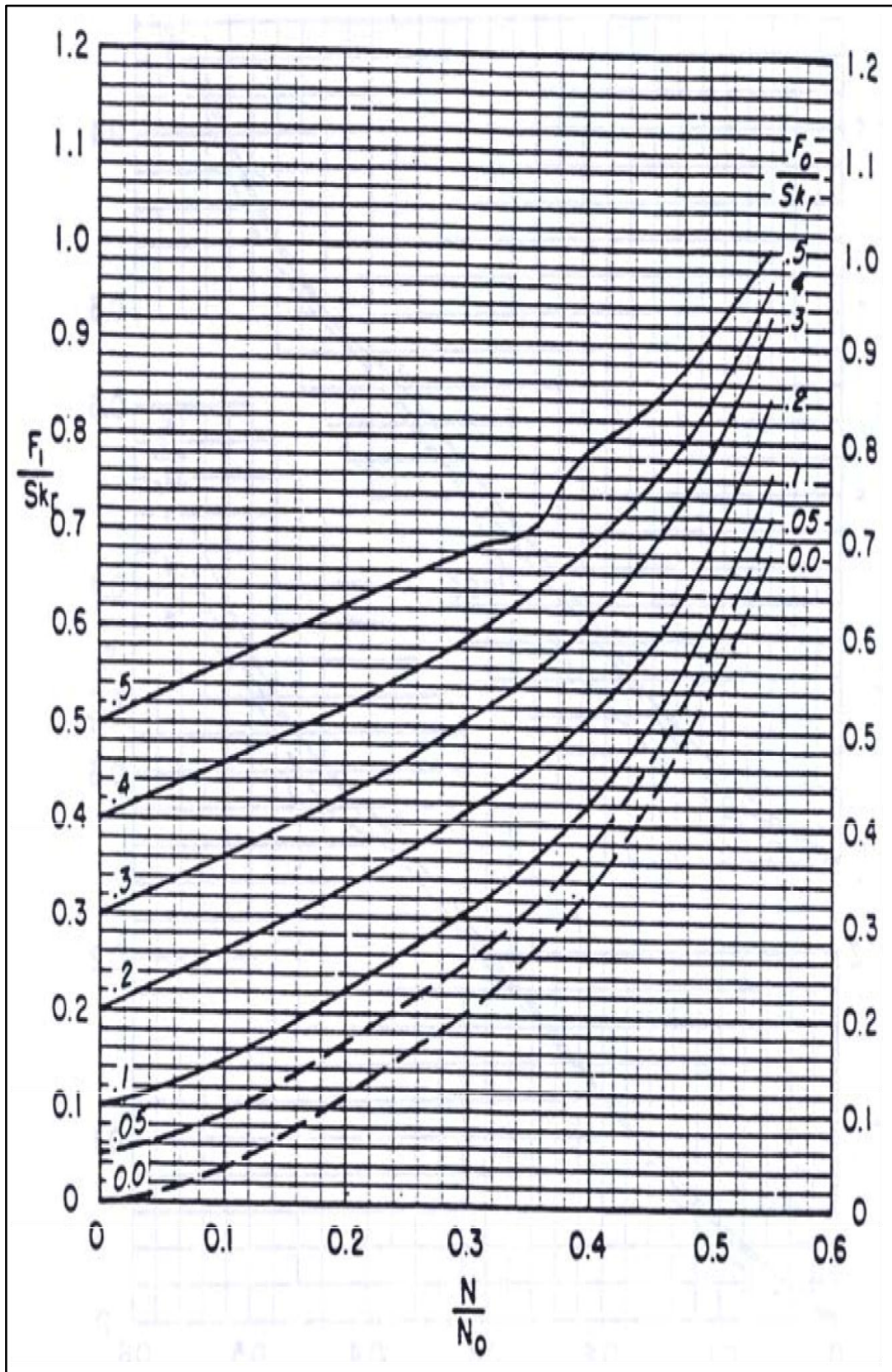
ANEXO 5.2: DATOS DE LA TUBERÍA

DATOS DE LA TUBERÍA				
DIA. EXTERIOR plg	DIA. INTERIOR plg	PESO lbs/pie	ÁREA A_t plg ²	CONSTANTE ELÁSTICA Plg/lbs pie $\times 10^{-6}$, E_t
1.900	1.610	2.90	0.800	0.500
2 ³ / ₈	1.995	4.70	1.304	0.307
2 ¹ / ₈	2.441	6.50	1.812	0.221
3 ¹ / ₂	2.992	9.30	2.590	0.154
4	3.476	11.00	3.077	0.130
4 ¹ / ₂	3.958	12.75	3.601	0.111

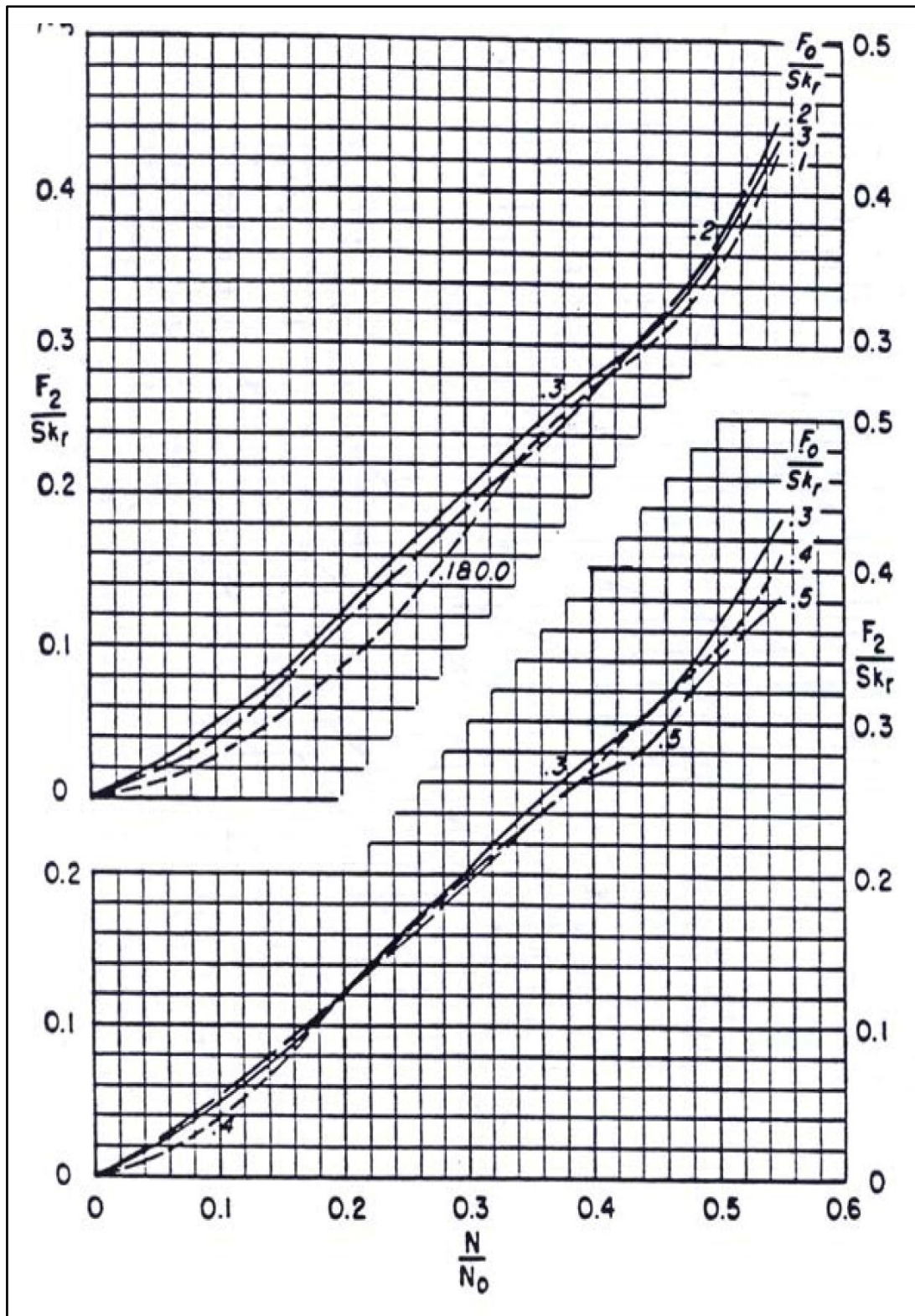
ANEXO 5.3: FACTOR DE LA CARRERA DEL EMBOLO



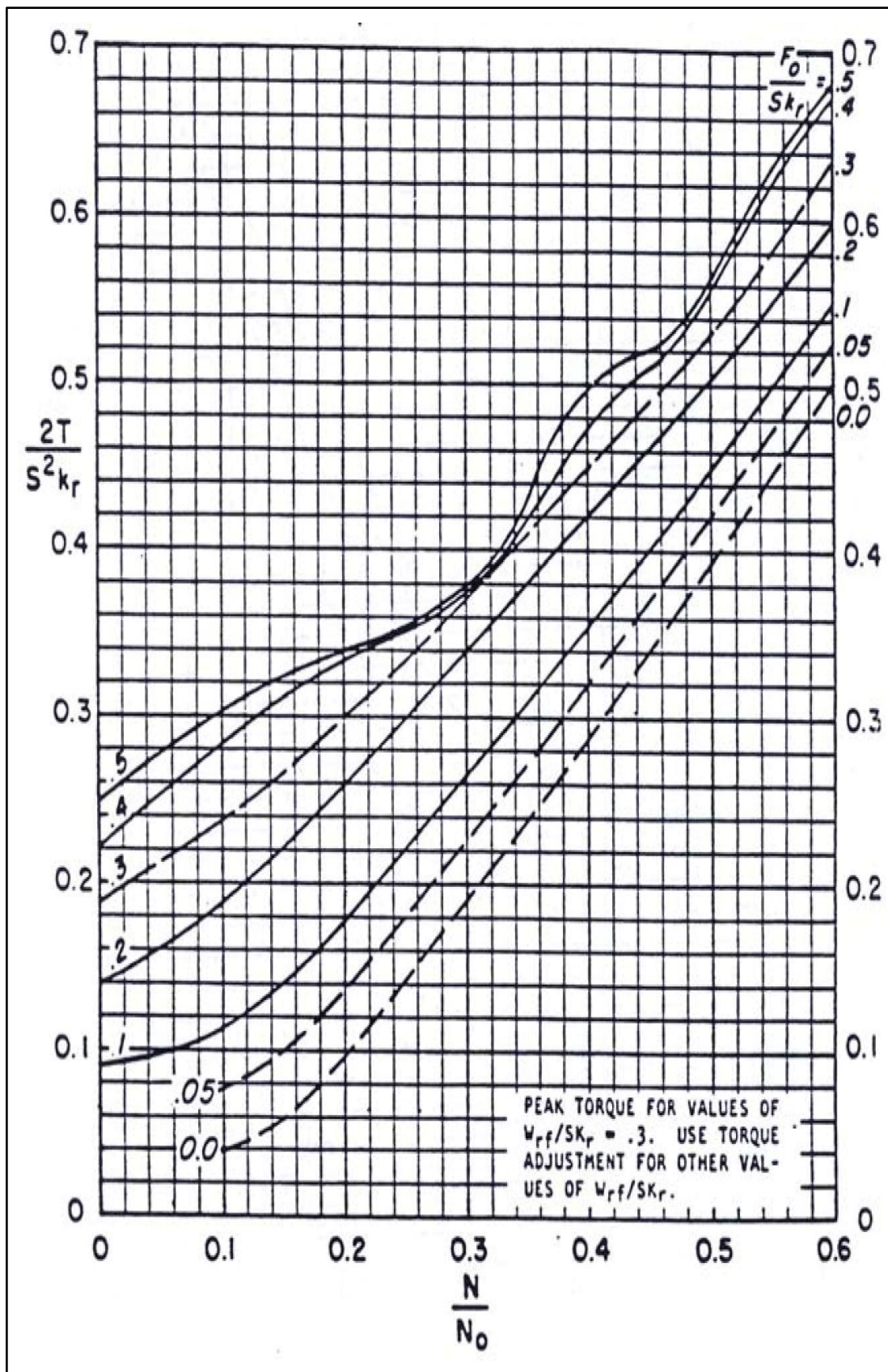
ANEXO 5.4: CARGA PICO EN LA VARILLA PULIDA



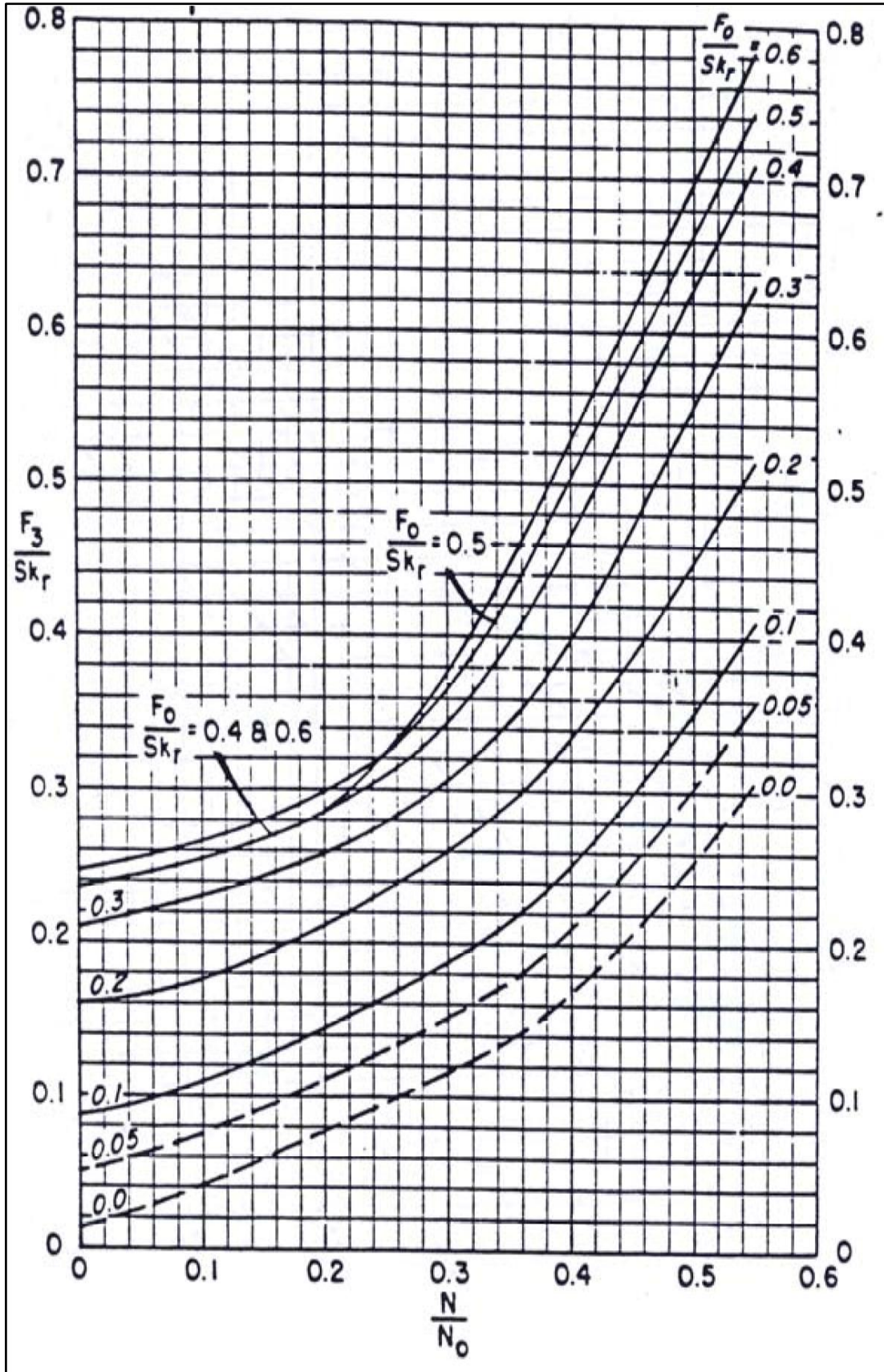
ANEXO 5.5: CARGA MÍNIMA EN LA VARILLA PULIDA



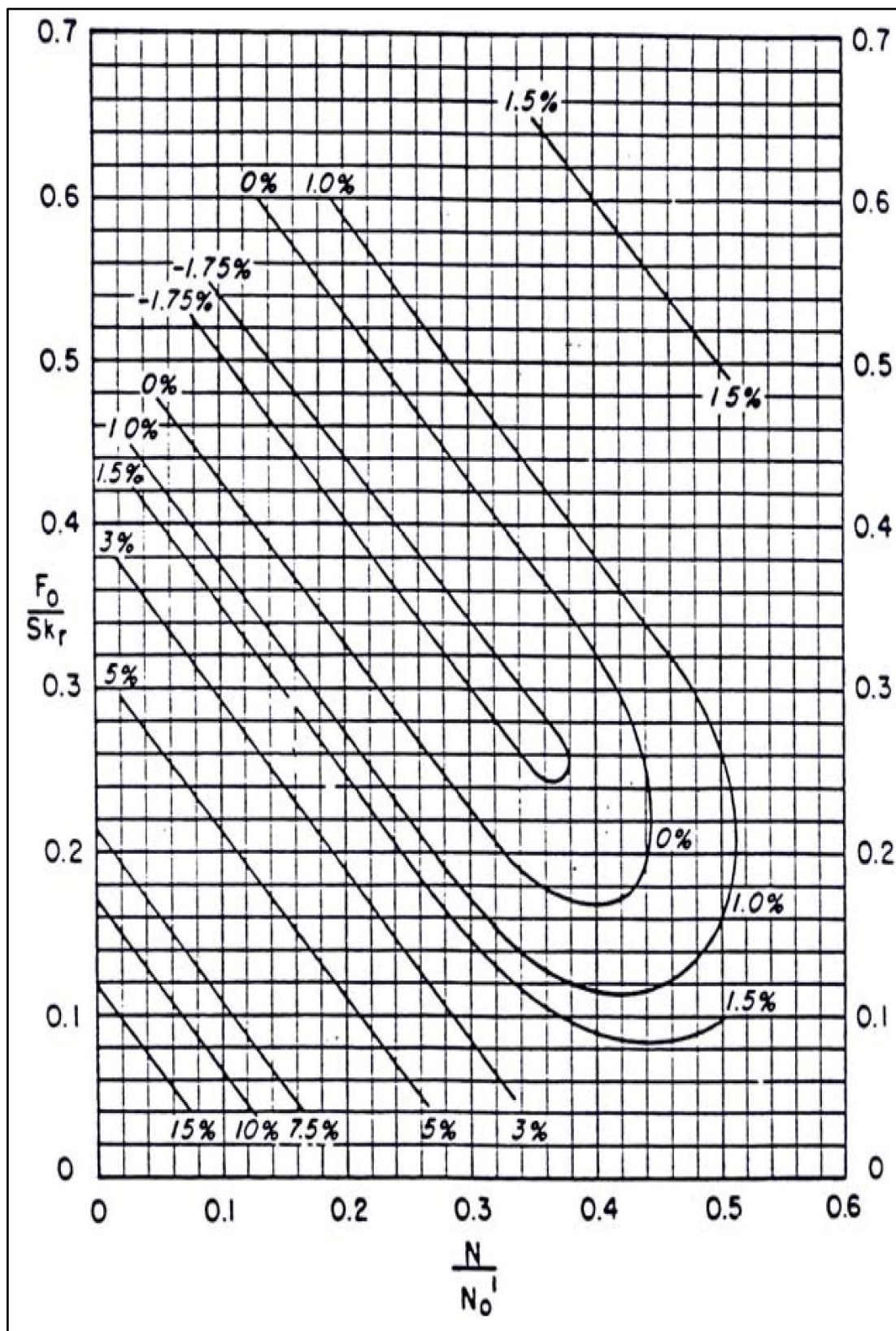
ANEXO 5.6: TORSIÓN MÁXIMA



ANEXO 5.7: POTENCIA EN LA VARILLA PULIDA

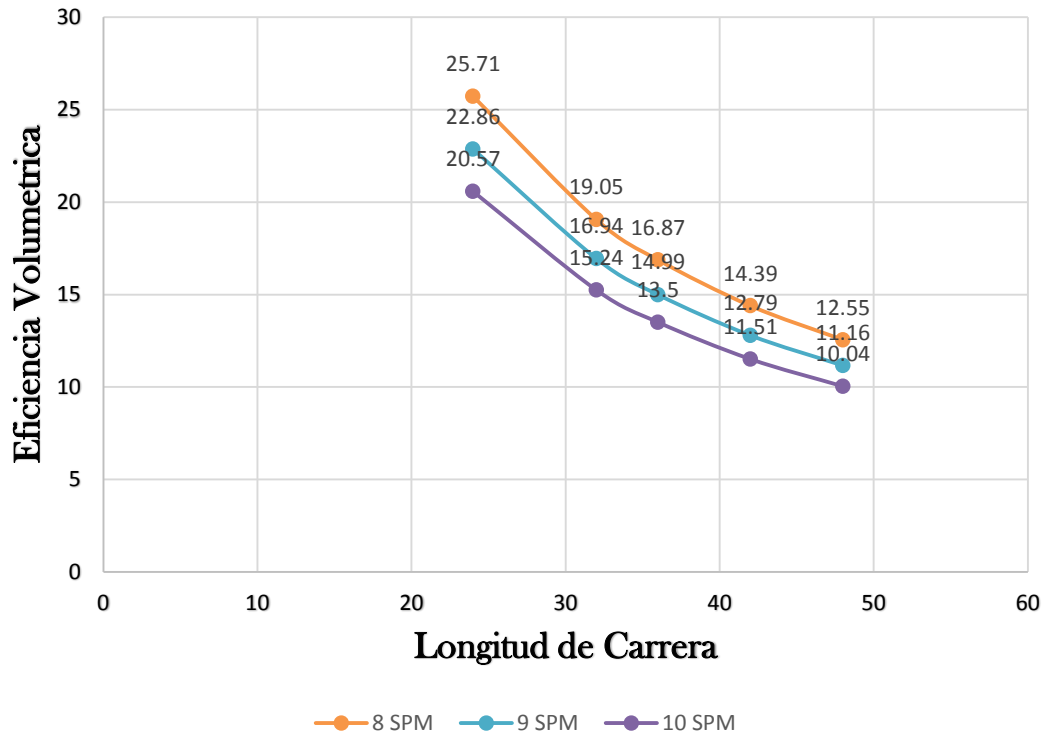


ANEXO 5.8: AJUSTE DE TORSIÓN MÁXIMA PARA VALORES DE
WRF/SKR ≠ 0,3

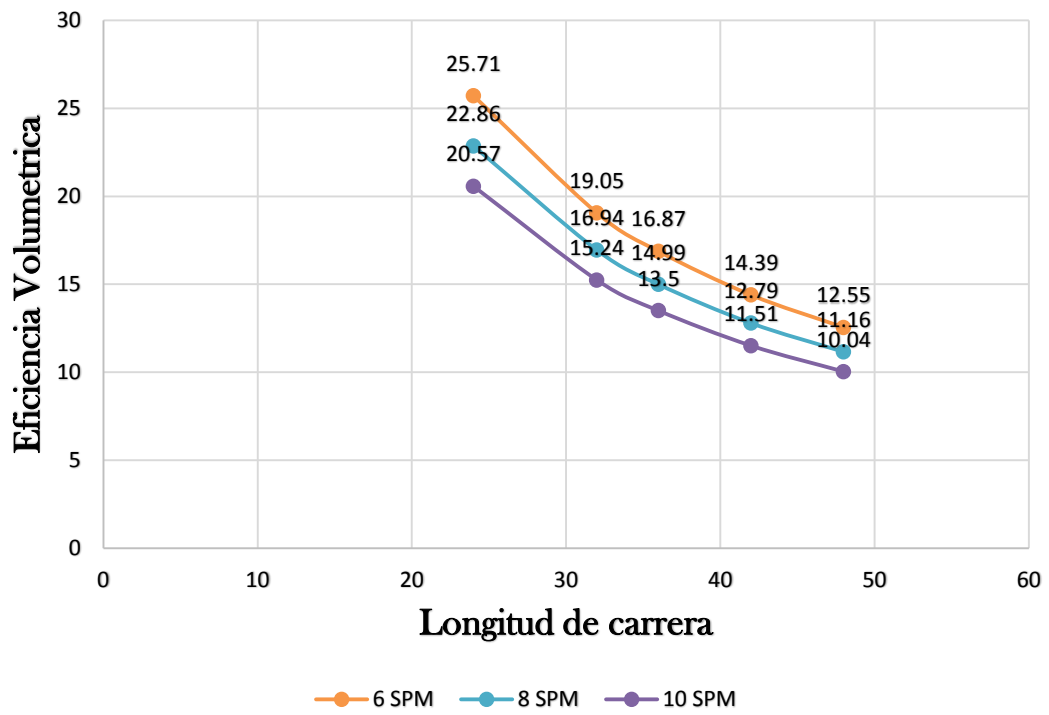


ANEXO 6
SELECCIÓN DE LA EFICIENCIA VOLUMÉTRICA
CURVA SP VS SPM

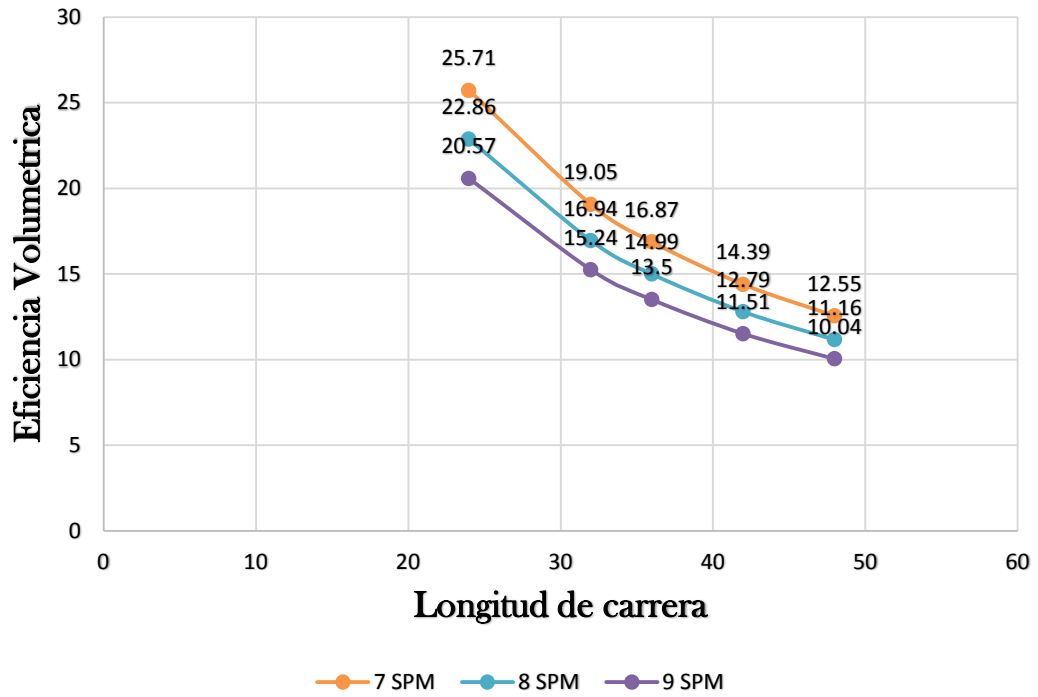
Eficiencia Volumetrica Pacoa - 04



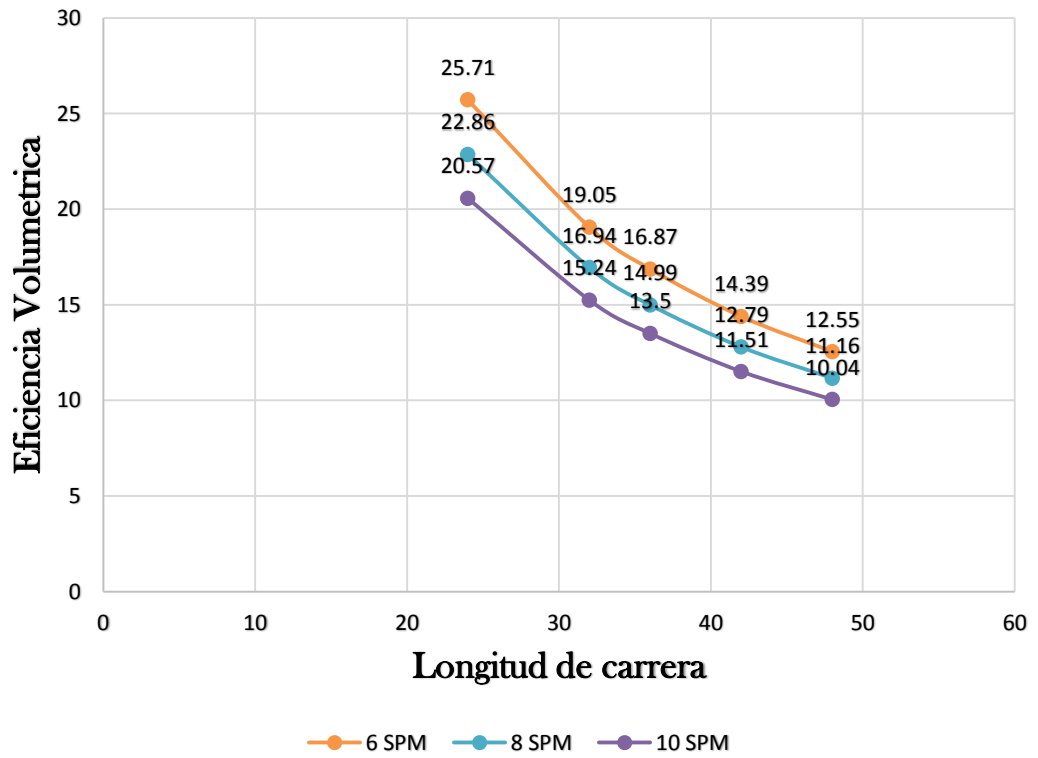
Eficiencia Volumetrica Pacoa - 05



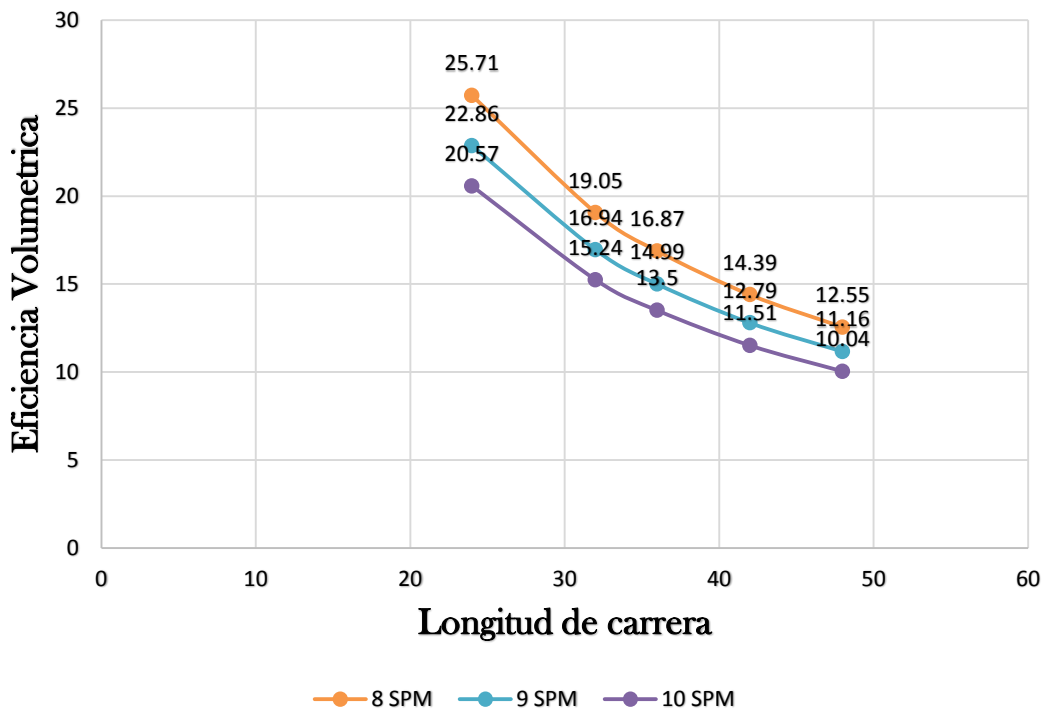
Eficiencia Volumetrica Pacoa - 09



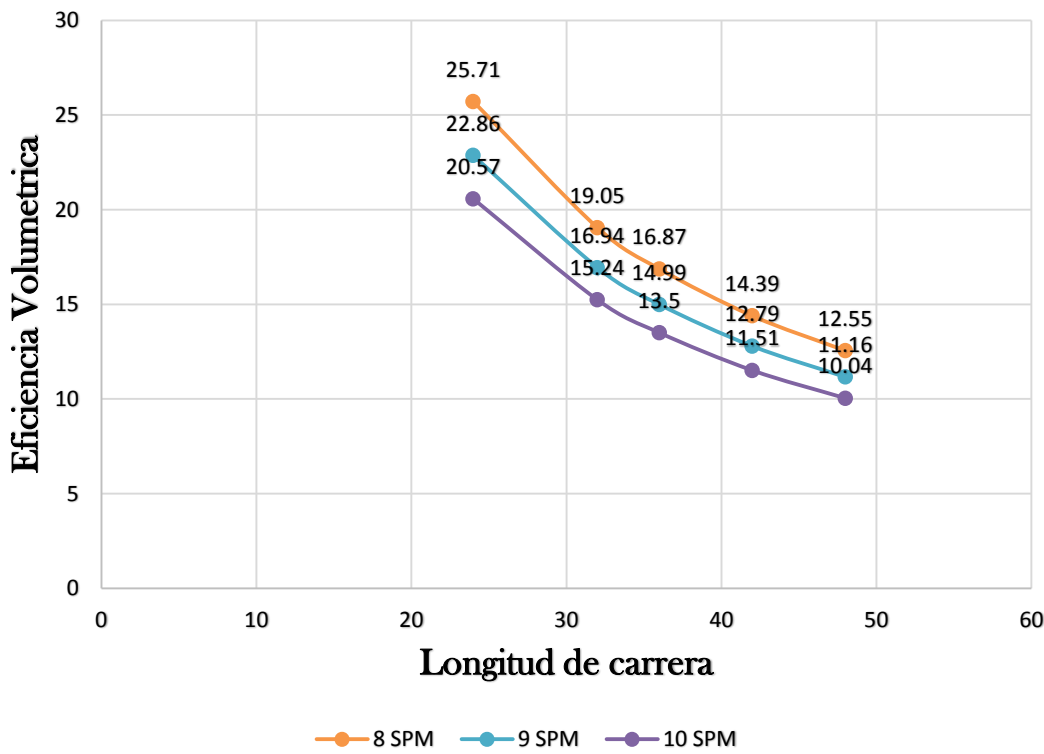
Eficiencia Volumetrica Pacoa - 10



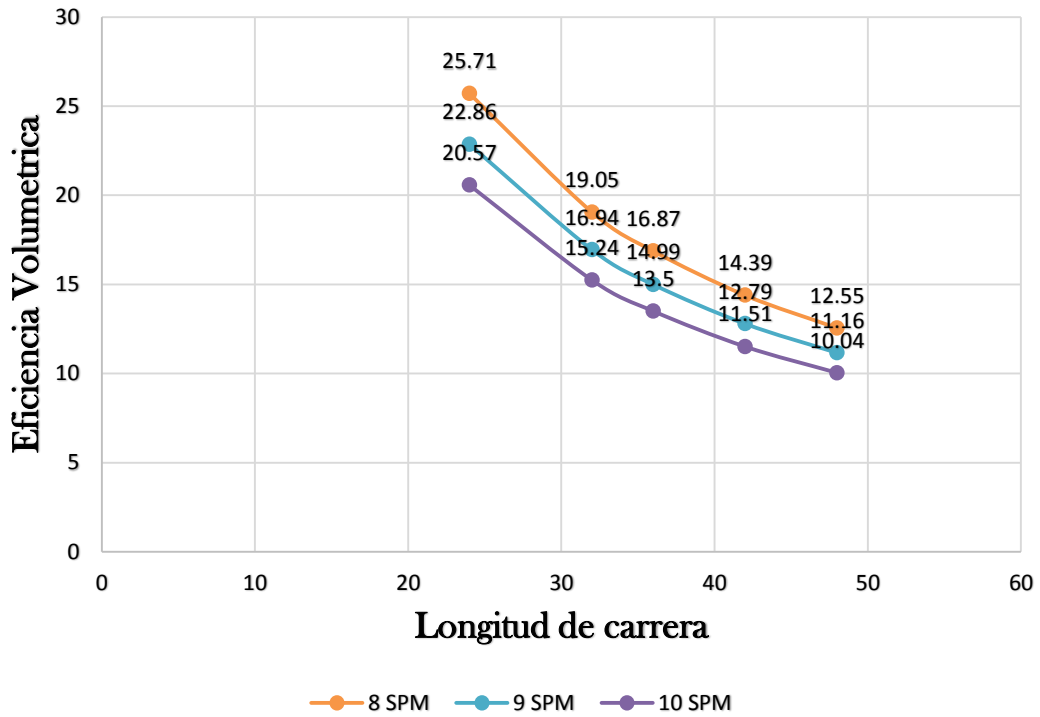
Eficiencia Volumetrica Pacoa - 30



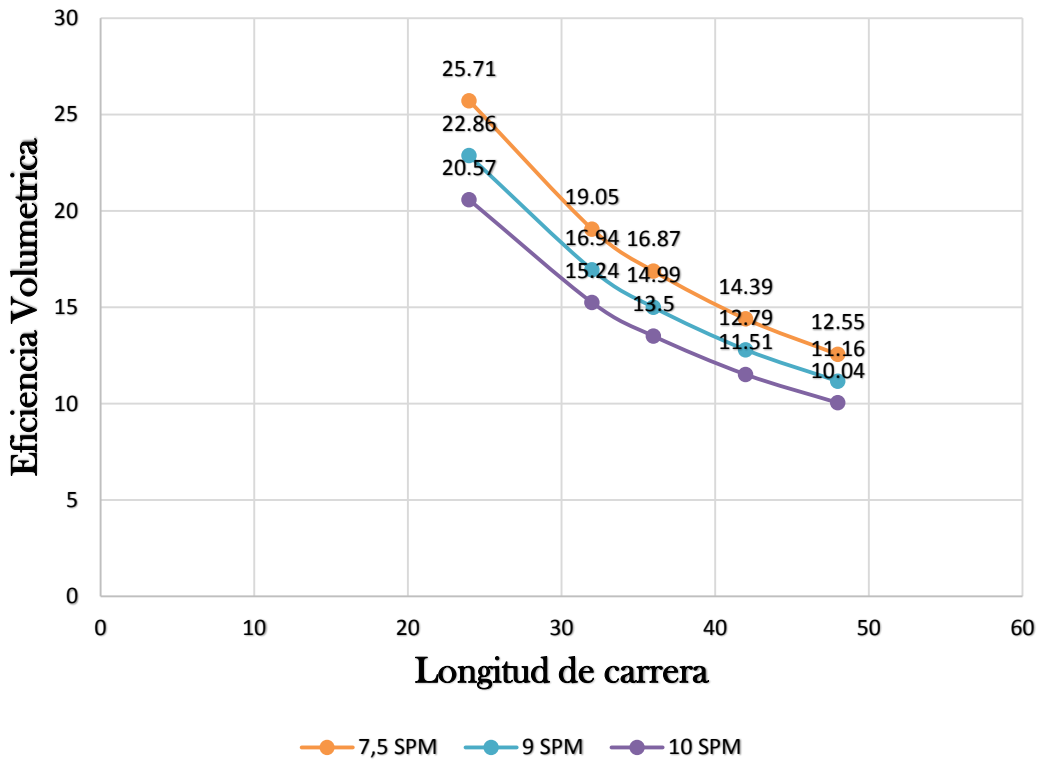
Eficiencia Volumetrica Pacoa - 36



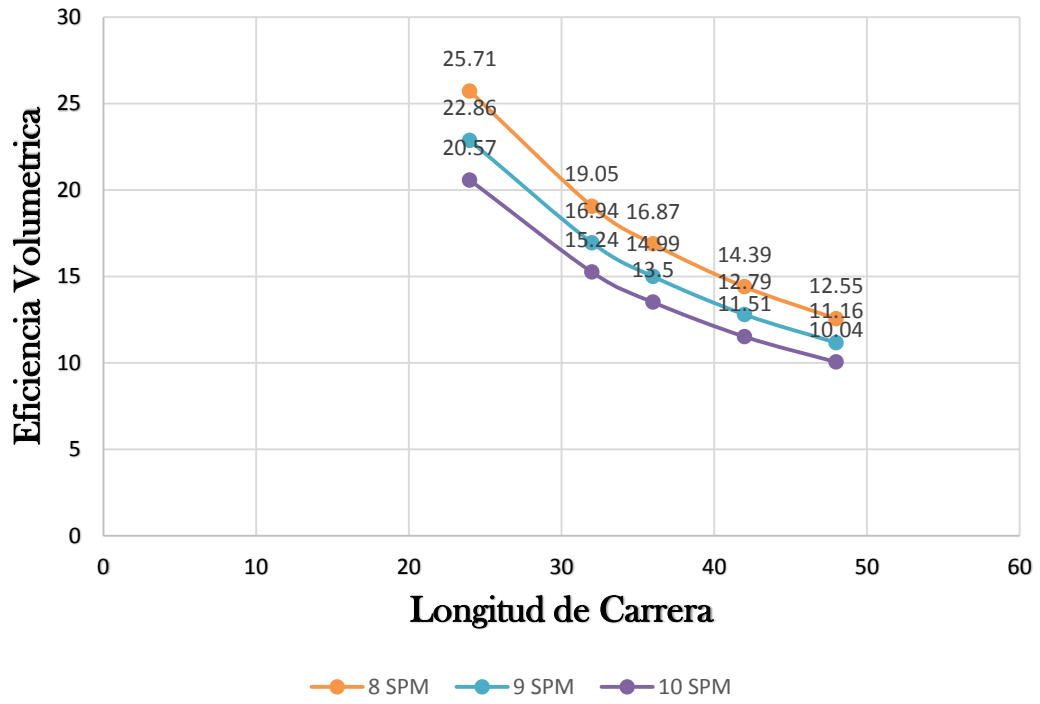
Eficiencia Volumetrica Pacoa - 40



Eficiencia Volumetrica Pacoa - 41



Eficiencia Volumetrica Pacoa - 42



ANEXO 7
DISEÑO DE LA SARTA DE VARILLAS DEL
POZO SEGÚN LA NORMA API RP 11L
APLICADA A TUBERÍA NO ANCLADA

**CALCULOS DE DISEÑO DE BOMBEO MECANICO
PARA SISTEMAS CONVENCIONALES DE BOMBEO CON VARILLAS**

Compañía:	EP-Petroamazonas	Pozo:	4		
Campo:	Pacoa	País:	Ecuador		
Nivel de Fluido, H=	1433,5 ft.	Velocidad de Bombeo, N=	8 SPM	Diámetro del Pistón, D=	1,25 in.
Profundidad de la Bomba, L=	1586,5 ft.	Longitud de la Carrera, S=	24 in.	Grav. Espec. del fluido, G=	0,878
Tamaño del Tubing	2 7/8	¿Está anclado? No	Varillas de Succión	Caudal Diario q=	7,5 barriles/día

Factores grabados de Tablas 1 & 2:

1. Wr=	1,634 (Anexo 5.1. Colum 3)	3. Fc=	1 (Anexo 5.1. Colum 5)
2. Er=	0,00000883 (Anexo 5.1. Colum 4)	4. Ei=	0,00000221 (Anexo 5.2. Colum 5)

Calculo de Variables No-Dimensionales:

5. Fo=0.340*G*D*D*H=	668,6381563 lbs.	9. N/No=NL/245000=	0,051804082
6. 1/kr=Er*L=	0,014008795 in/lb.	10. N/No'=N/No/Fc=	0,051804082
7. Skr=S/(1/kr)=	1713,209452 lbs.	11. 1/kt=Et*L=	0,000350617
8. Fo/Skr=	0,390283953		

Resolver para Sp y PD:

12. Sp/S=	0,71 (Anexo 5.3)	Eficiencia Volumetrica Ev= (q/PD)*100	30,62 %
13. Sp=((Sp/S)*S)-(Fo*1/kt)=	16,80556443 in.		
14. PD=0.1166*Sp*N*D*D=	24,49411016 barriles/día		

Cálculo de Parámetros No Dimensionales:

15. W=Wr*L=	2592,341 lbs.
16. Wrf=W*(1-(0.128*G))=	2301,003349 lbs.
17. Wrf/Skr=	1,343095175

Registro de Factores No-Dimensionales de las figuras 2 a 6:

18. F1/Skr=	0,34 (Anexo 5.4)
19. F2/Skr=	0,01 (Anexo 5.5)
20. 2T/(Skr*Skr)=	0,21 (Anexo 5.6)
21. F3/Skr=	0,22 (Anexo 5.7)
22. Ta=	1,13 (Anexo 5.8)

Resolver para Características de Operación:

23. PPRL=Wrf/((F1/Skr)*Skr)=	2883,494563 lbs.
24. MPRL=Wrf/((F2/Skr)*Skr)=	2283,871255 lbs.
25. PT=(2T/Skr*Skr)*Skr*S/2*Ta=	4878,535234 lb inches
26. PRHP=(F3/Skr)*Skr*S*N*0.00000253=	0,183085897
27. CBE=1.06*(Wrf/1/2Fo)=	2773,382628 lbs

**CALCULOS DE DISEÑO DE BOMBEO MECANICO
PARA SISTEMAS CONVENCIONALES DE BOMBEO CON VARILLAS**

Compañía:	EP-Petroamazonas	Pozo:	5				
Campo:	Pacoa	País:	Ecuador				
Nivel de Fluido, H=	2670,41 ft.	Velocidad de Bombeo, N=	6 SPM	Diámetro del Pistón, D=	1,25 in.		
Profundidad de la Bomba, L=	2750 ft.	Longitud de la Carrera, S=	24 in.	Grav. Espec. del fluido, G=	0,8586		
Tamaño del Tubing	2 3/8	¿Está anclado? No		Vanillas de Succión		Caudal Diario q=	3,9 barriles/día

Factores grabados de Tablas 1 & 2:

1. W _r =	1,321 (Anexo 5.1. Colum 3)	3. F _c =	1,104 (Anexo 5.1. Colum 5)
2. E _r =	0,000001127 (Anexo 5.1. Colum 4)	4. E _t =	0,000000307 (Anexo 5.2. Colum 5)

Calculo de Variables No-Dimensionales:

5. F _o =0.340°G°D°D°H=	1218,057451 lbs.	9. N/N _o =NL/245000=	0,067346939
6. 1/kr=Er°L=	0,00309925 in/lb.	10. N/N _o '=N/N _o /F _c =	0,061002662
7. Skr=S/(1/kr)=	7743,808986 lbs.	11. 1/kt=Et°L=	0,00084425
8. F _o /Skr=	0,157294356		

Resolver para Sp y PD:

12. Sp/S=	0,91 (Anexo 5.3)	Eficiencia Volumetrica E _v =(q/PD)*100	17,14 %
13. Sp=((Sp/S)*S)-(F _o *1/kt)=	20,811655 in.		
14. PD=0.1166°Sp°N°D°D°=	22,74974037 barriles/día		

Cálculo de Parámetros No Dimensionales:

15. W=Wr°L=	3632,75 lbs.
16. W _r f=W*(1-(0.128°G))=	3233,507869 lbs.
17. W _r f/Skr=	0,417560386

Registro de Factores No-Dimensionales de las figuras 2 a 6:

18. F ₁ /Skr=	0,1 (Anexo 5.4)
19. F ₂ /Skr=	0,01 (Anexo 5.5)
20. 2T/(Skr°Skr)=	0,09 (Anexo 5.6)
21. F ₃ /Skr=	0,09 (Anexo 5.7)
22. T _a =	1,32 (Anexo 5.8)

Resolver para Características de Operación:

23. PPRL=W _r f/((F ₁ /Skr)*Skr)=	4007,888767 lbs.
24. MPRL=W _r f/((F ₂ /Skr)*Skr)=	3156,069779 lbs.
25. PT=(2T/Skr°Skr)*Skr°S/2°T _a =	11039,57409 lb inches
26. PRHP=(F ₃ /Skr)*Skr°S°N°0.00000253=	0,253910204
27. CBE=1.06°(W _r f/1/2F _o)=	4036,547067 lbs

CALCULOS DE DISEÑO DE BOMBEO MECANICO PARA SISTEMAS CONVENCIONALES DE BOMBEO CON VARILLAS

Compañía:	EP-Petroamazonas	Pozo:	9
Campo:	Pacoa	País:	Ecuador

Nivel de Fluido, H=	2336,45 ft.	Velocidad de Bombeo, N=	7 SPM	Diámetro del Pistón, D=	1,25 in.	
Profundidad de la Bomba, L=	2470 ft.	Longitud de la Carrera, S=	24 in.	Grav. Espec. del fluido, G=	0,8313	
Tamaño del Tubing	2 7/8	¿Está anclado? No	Varillas de Succión	117	Caudal Diario q=	4,04 barriles/día

Factores grabados de Tablas 1 & 2:

1. Wf=	1,321	3. Fc=	1,104	(Anexo 5.1. Colum 5)
2. Er=	0,000001127	4. Et=	0,000000221	(Anexo 5.2. Colum 5)

Calculo de Variables No-Dimensionales:

5. Fo=0.340*G*D*D*H=	1031,842033	9. N/No=NL/245000=	0,070571429
6. 1/kr=Er*L=	0,00278369	10. N/No'=N/No/Fc=	0,063923395
7. Skr=S/(1/kr)=	8621,649681	11. 1/kt=Et*L=	0,00054587
8. Fo/Skr=	0,119680348		

Resolver para Sp y PD:

12. Sp/S=	0,89	Eficiencia Volumetrica Ev=(q/PD)*100	15,23%
13. Sp=((Sp/S)*S)-(Fo*1/kt)=	20,79674839		
14. PD=0.1166*Sp*N*D*D=	26,52235318		barriles/día

Cálculo de Parámetros No Dimensionales:

15. W=Wr*L=	3262,87	16. Wrf=W*(1-0.128*G)=	2915,67975
17. Wrf/Skr=	0,33818119		

Registro de Factores No-Dimensionales de las figuras 2 a 6:

18. F1/Skr=	0,17	19. F2/Skr=	0,03
20. 2T/(Skr*Skr)=	0,13	21. F3/Skr=	0,13
22. Ta=	1,03		

Resolver para Características de Operación:

23. PPRL=Wrf/((F1/Skr)*Skr)=	4381,360195	24. MPRL=Wrf/((F2/Skr)*Skr)=	2657,030259
25. PT=(2T/Skr*Skr)*Skr*S/2*Ta=	13853,26671	26. PRHP=(F3/Skr)*Skr*S*N*0.00000253=	0,476390977
27. CBE=1.06*(Wrf/1/2Fo)=	3606,541551		lbs

**CALCULOS DE DISEÑO DE BOMBEO MECANICO
PARA SISTEMAS CONVENCIONALES DE BOMBEO CON VARILLAS**

Compañía:	EP-Petroamazonas	Pozo:	10		
Campo:	Pacoa	País:	Ecuador		
Nivel de Fluido, H=	1913,15 ft.	Velocidad de Bombeo, N=	6 SPM	Diámetro del Pistón, D=	1,25 in.
Profundidad de la Bomba, L=	2056 ft.	Longitud de la Carrera, S=	24 in.	Grav. Espec. del fluido, G=	0,8313
Tamaño del Tubing	2 7/8	¿Está anclado? No	Varillas de Succión	Caudal Diario q=	7 barriles/día

Factores grabados de Tablas 1 & 2:

1. Wf=	1,634 (Anexo 5.1. Colum 3)	3. Fc=	1 (Anexo 5.1. Colum 5)
2. Ef=	0,00000883 (Anexo 5.1. Colum 4)	4. Et=	0,00000221 (Anexo 5.2. Colum 5)

Calculo de Variables No-Dimensionales:

5. Fo=0.340*G*D*D*H=	844,9008473 lbs.	9. N/No=NL/245000=	0,05035102
6. 1/kr=Et*L=	0,001815448 in/lb.	10. N/No'=N/No/Fc=	0,05035102
7. Skr=S/(1/kr)=	13219,87741 lbs.	11. 1/kt=Et*L=	0,000454376
8. Fo/Skr=	0,063911398		

Resolver para Sp y PD:

12. Sp/S=	0,95 (Anexo 5.3)	Eficiencia Volumetrica Ev= (q/PD)*100	28,57 %
13. Sp=((Sp/S)*S)-(Fo*1/kt)=	22,41609733 in.		
14. PD=0.1166*Sp*N*D*D=	24,5035964 barriles/día		

Cálculo de Parámetros No Dimensionales:

15. W=Wf*L=	3359,504 lbs.
16. Wrf=W*(1-(0.128*G))=	3002,031274 lbs.
17. Wrf/Skr=	0,227084653

Registro de Factores No-Dimensionales de las figuras 2 a 6:

18. F1/Skr=	0,54 (Anexo 5.4)
19. F2/Skr=	0,005 (Anexo 5.5)
20. 2T/(Skr*Skr)=	0,06 (Anexo 5.6)
21. F3/Skr=	0,06 (Anexo 5.7)
22. Ta=	0,98 (Anexo 5.8)

Resolver para Características de Operación:

23. PPRL=Wrf/((F1/Skr)*Skr)=	10140,76507 lbs.
24. MPRL=Wrf/((F2/Skr)*Skr)=	2935,931887 lbs.
25. PT=(2T/Skr*Skr)*Skr*S/2*Ta=	9327,945499 lb inches
26. PRHP=(F3/Skr)*Skr*S*N*0.00000253=	0,288975944
27. CBE=1.06*(Wrf/1/2Fo)=	3604,603574 lbs

**CALCULOS DE DISEÑO DE BOMBEO MECANICO
PARA SISTEMAS CONVENCIONALES DE BOMBEO CON VARILLAS**

Compañía:	EP-Petroamazonas	Pozo:	30		
Campo:	Pacoa	País:	Ecuador		
Nivel de Fluido, H=	2009,17 ft.	Velocidad de Bombeo, N=	8 SPM	Diámetro del Pistón, D=	1,25 in.
Profundidad de la Bomba, L=	2257,1 ft.	Longitud de la Carrera, S=	24 in.	Grav. Espec. del fluido, G=	0,9248
Tamaño del Tubing	2 7/8	¿Está anclado? No	Varillas de Succión	Caudal Diario q=	7,5 barriles/día

Factores grabados de Tablas 1 & 2:

1. W _r =	1,634 (Anexo 5.1. Colum 3)	3. F _c =	1 (Anexo 5.1. Colum 5)
2. E _r =	0,000000883 (Anexo 5.1. Colum 4)	4. E _t =	0,000000221 (Anexo 5.2. Colum 5)

Calculo de Variables No-Dimensionales:

5. F _o =0.340*G*D*H=	987,105221 lbs.	9. N/No=NL/245000=	0,073701224
6. 1/kr=Er*L=	0,001993019 in/lb.	10. N/No=N/No/Fc=	0,073701224
7. Skr=S/(1/kr)=	12042,0309 lbs.	11. 1/kt=Et*L=	0,000498819
8. F _o /Skr=	0,081971657		

Resolver para Sp y PD:

12. Sp/S=	0,93 (Anexo 5.3)	Eficiencia Volumetrica E _v =(q/PD)*100	23,57 %
13. Sp=((Sp/S)*S)-(F _o *1/kt)=	21,82761306 in.		
14. PD=0.1166*Sp*N*D*D=	31,81374604 barriles/día		

Cálculo de Parámetros No Dimensionales:

15. W=Wr*L=	3688,1014 lbs.
16. W _r f=W*(1-(0.128*G))=	3251,52461 lbs.
17. W _r f/Skr=	0,270014638

Registro de Factores No-Dimensionales de las figuras 2 a 6:

18. F ₁ /Skr=	0,11 (Anexo 5.4)
19. F ₂ /Skr=	0,01 (Anexo 5.5)
20. 2T/(Skr*Skr)=	0,09 (Anexo 5.6)
21. F ₃ /Skr=	0,08 (Anexo 5.7)
22. T _a =	0,99 (Anexo 5.8)

Resolver para Características de Operación:

23. PPRL=W _r f/((F ₁ /Skr)*Skr)=	4576,148009 lbs.
24. MPRL=W _r f/((F ₂ /Skr)*Skr)=	3131,104301 lbs.
25. PT=(2T/Skr*Skr)*Skr*S/2*T _a =	12875,33944 lb inches
26. PRHP=(F ₃ /Skr)*Skr*S*N*0.00000253=	0,467962954
27. CBE=1.06*(W _r f/1/2F _o)=	3940,168697 lbs

**CALCULOS DE DISEÑO DE BOMBEO MECANICO
PARA SISTEMAS CONVENCIONALES DE BOMBEO CON VARILLAS**

Compañía:	EP-Petroamazonas	Pozo:	36
Campo:	Pacoa	País:	Ecuador
Nivel de Fluido, H=	2826,72 ft.	Velocidad de Bombeo, N=	8 SPM
Profundidad de la Bomba, L=	2932,5 ft.	Diámetro del Pistón, D=	1,25 in.
Tamaño del Tubing	2 3/8	¿Está anclado? No	
		Longitud de la Carrera, S=	24 in.
		Varillas de Succión	117
		Grav. Espec. del fluido, G=	0,884
		Caudal Diario q=	3,2 barriles/día

Factores grabados de Tablas 1 & 2:

1. Wf=	1,634 (Anexo 5.1. Colum 3)	3. Fc=	1 (Anexo 5.1. Colum 5)
2. Ef=	0,00000883 (Anexo 5.1. Colum 4)	4. Et=	0,00000307 (Anexo 5.2. Colum 5)

Calculo de Variables No-Dimensionales:

5. Fo=0.340*G*D*D*H=	1327,49838 lbs.	9. N/No=NL/245000=	0,095755102
6. 1/kr=Er*L=	0,002589398 in/lb.	10. N/No'=N/No/Fc=	0,095755102
7. Skr=S/(1/kr)=	9268,565371 lbs.	11. 1/kt=Et*L=	0,000900278
8. Fo/Skr=	0,143225874		

Resolver para Sp y PD:

12. Sp/S=	0,87 (Anexo 5.3)	Eficiencia Volumetrica Ev=(q/PD)*100	11,15 %
13. Sp=((Sp/S)*S)-(Fo*1/kt)=	19,68488308 in.		
14. PD=0.1166*Sp*N*D*D=	28,69071709 barriles/día		

Cálculo de Parámetros No Dimensionales:

15. W=Wf*L=	4791,705 lbs.
16. Wrf=W*(1-(0.128*G))=	4249,513996 lbs.
17. Wrf/Skr=	0,458486705

Registro de Factores No-Dimensionales de las figuras 2 a 6:

18. F1/Skr=	0,19 (Anexo 5.4)
19. F2/Skr=	0,03 (Anexo 5.5)
20. 2T/(Skr*Skr)=	0,14 (Anexo 5.6)
21. F3/Skr=	0,14 (Anexo 5.7)
22. Ta=	1,1422 (Anexo 5.8)

Resolver para Características de Operación:

23. PPRL=Wrf/((F1/Skr)*Skr)=	6010,541416 lbs.
24. MPRL=Wrf/((F2/Skr)*Skr)=	3971,457035 lbs.
25. PT=(2T/Skr*Skr)*Skr*S/2*Ta=	17785,41302 lb inches
26. PRHP=(F3/Skr)*Skr*S*N*0.00000253=	0,630321764
27. CBE=1.06*(Wrf/1/2Fo)=	5168,234026 lbs

**CALCULOS DE DISEÑO DE BOMBEO MECANICO
PARA SISTEMAS CONVENCIONALES DE BOMBEO CON VARILLAS**

Compañía: **EP-Petroamazonas**
 Campo: **Pacoa**

Pozo: **40**
 País: **Ecuador**

Nivel de Fluido, H= **1951,45** ft.
 Profundidad de la Bomba, L= **2085** ft.
 Tamaño del Tubing **2 7/8** ¿Está anclado? **No**
 Velocidad de Bombeo, N= **8** SPM Diámetro del Pistón, D= **1,25** in.
 Longitud de la Carrera, S= **24** in. Grav. Espec. del fluido, G= **0,841**
 Varillas de Succión **117** Caudal Diario q= **4,04** barriles/día

Factores grabados de Tablas 1 & 2:

1. Wf= **1,634** (Anexo 5.1. Colum 3) 3. Fc= **1** (Anexo 5.1. Colum 5)
 2. Ef= **0,000000883** (Anexo 5.1. Colum 4) 4. Et= **0,000000221** (Anexo 5.2. Colum 5)

Calculo de Variables No-Dimensionales:

5. Fo=0.340*G*D*D*H= **871,8712703** lbs.
 6. 1/kr=Et*L= **0,001841055** in/lb.
 7. Skr=S/(1/kr)= **13036,00381** lbs.
 8. Fo/Skr= **0,06688179**
 9. N/No=NL/245000= **0,068081633**
 10. N/No'=N/No/Fc= **0,068081633**
 11. 1/kt=Et*L= **0,000460785**

Resolver para Sp y PD:

12. Sp/S= **0,94** (Anexo 5.3) Eficiencia Volumetrica Ev= (q/PD)*100 **12,51** %
 13. Sp=((Sp/S)*S)-(Fo*1/kt)= **22,1582548** in.
 14. PD=0.1166*Sp*N*D*D= **32,29565637** barriles/día

Cálculo de Parámetros No Dimensionales:

15. W=Wr*L= **3406,89** lbs.
 16. Wrf=W*(1-(0.128*G))= **3040,145105** lbs.
 17. Wrf/Skr= **0,233211431**

Registro de Factores No-Dimensionales de las figuras 2 a 6:

18. F1/Skr= **0,08** (Anexo 5.4)
 19. F2/Skr= **0,021** (Anexo 5.5)
 20. 2T/(Skr*Skr)= **0,08** (Anexo 5.6)
 21. F3/Skr= **0,08** (Anexo 5.7)
 22. Ta= **0,99** (Anexo 5.8)

Resolver para Características de Operación:

23. PPRL=Wrf/((F1/Skr)*Skr)= **4083,02541** lbs.
 24. MPRL=Wrf/((F2/Skr)*Skr)= **2766,389025** lbs.
 25. PT=(2T/Skr*Skr)*Skr*S/2*Ta= **12389,41802** lb inches
 26. PRHP=(F3/Skr)*Skr*S*N*0.00000253= **0,506589537**
 27. CBE=1.06*(Wrf/1/2Fo)= **3658,489447** lbs

**CALCULOS DE DISEÑO DE BOMBEO MECANICO
PARA SISTEMAS CONVENCIONALES DE BOMBEO CON VARILLAS**

Compañía:	EP-Petroamazonas	Pozo	41			
Campo:	Pacoa	País	Ecuador			
Nivel de Fluido, H=	3483,51 ft.	Velocidad de Bombeo, N=	7,5 SPM	Diámetro del Pistón, D=	1,25 in.	
Profundidad de la Bomba, L=	3844 ft.	Longitud de la Carrera, S=	24 in.	Grav. Espec. del fluido, G=	0,8462	
Tamaño del Tubing	2 3/8	¿Está anclado? No	Varillas de Succión	117	Caudal Diario q=	7,3 barriles/día

Factores grabados de Tablas 1 & 2:

1. W _r =	1,321 (Anexo 5.1. Colum 3)	3. F _c =	1,104 (Anexo 5.1. Colum 5)
2. E _r =	0,000001127 (Anexo 5.1. Colum 4)	4. E _t =	0,000000307 (Anexo 5.2. Colum 5)

Calculo de Variables No-Dimensionales:

5. F ₀ =0.340*G*D*H=	1565,990149 lbs.	9. N/N ₀ =NL/245000=	0,117673469
6. 1/kr=Er*L=	0,004332188 in/lb.	10. N/N ₀ '=N/N ₀ /F _c =	0,106588287
7. Skr=S/(1/kr)=	5539,925783 lbs.	11. 1/kt=Et*L=	0,001180108
8. F ₀ /Skr=	0,282673489		

Resolver para Sp y PD:

12. Sp/S=	0,73 (Anexo 5.3)	Eficiencia Volumetrica Ev=(q/PD)*100	34,09 %
13. Sp=((Sp/S)*S)-(F ₀ *1/kt)=	15,6719625 in.		
14. PD=0.1166*Sp*N*D=D=	21,41426751 barriles/día		

Cálculo de Parámetros No Dimensionales:

15. W=W _r *L=	5077,924 lbs.
16. W _r =W*(1-(0.128*G))=	4527,915771 lbs.
17. W _r /Skr=	0,817324265

Registro de Factores No-Dimensionales de las figuras 2 a 6:

18. F ₁ /Skr=	0,35 (Anexo 5.4)
19. F ₂ /Skr=	0,05 (Anexo 5.5)
20. 2T/(Skr*Skr)=	0,24 (Anexo 5.6)
21. F ₃ /Skr=	0,27 (Anexo 5.7)
22. T _a =	1,15 (Anexo 5.8)

Resolver para Características de Operación:

23. PPRL=W _r /((F ₁ /Skr)*Skr)=	6466,889795 lbs.
24. MPRL=W _r /((F ₂ /Skr)*Skr)=	4250,919482 lbs.
25. PT=(2T/Skr*Skr)*Skr*S/2*T _a =	18348,23419 lb inches
26. PRHP=(F ₃ /Skr)*Skr*S*N*0.00000253=	0,681178194
27. CBE=1.06*(W _r /1/2F ₀)=	5582,585792 lbs

**CALCULOS DE DISEÑO DE BOMBEO MECANICO
PARA SISTEMAS CONVENCIONALES DE BOMBEO CON VARILLAS**

Compañía:	EP-Petroamazonas	Pozo:	42
Campo:	Pacoa	País:	Ecuador

Nivel de Fluido, H=	2557,77	ft.	Velocidad de Bombeo, N=	8	SPM	Diámetro del Pistón, D=	1,25	in.
Profundidad de la Bomba, L=	2939	ft.	Longitud de la Carrera, S=	24	in.	Grav. Espec. del fluido, G=	0,8159	
Tamaño del Tubing	2 3/8	¿Está anclado? No	Varillas de Succión	117		Caudal Diario q=	7,72	barriles/día

Factores grabados de Tablas 1 & 2:

1. Wf=	1,321	(Anexo 5.1. Colum 3)	3. Fc=	1,104	(Anexo 5.1. Colum 5)
2. Ef=	0,000001127	(Anexo 5.1. Colum 4)	4. Et=	0,000000307	(Anexo 5.2. Colum 5)

Calculo de Variables No-Dimensionales:

5. Fo=0.340*G*D*D*H=	1108,657413	lbs.	9. N/No=NL/245000=	0,095967347	
6. 1/kr=Er*L=	0,003312253	in/lb.	10. N/No=N/No/Fc=	0,086926945	
7. Skr=S/(1/kr)=	7245,823311	lbs.	11. 1/kt=Et*L=	0,000902273	
8. Fo/Skr=	0,15300641				

Resolver para Sp y PD:

12. Sp/S=	0,9	(Anexo 5.3)	Eficiencia Volumetrica Ev= (q/PD)*100	25,71	%
13. Sp=((Sp/S)*S)-(Fo*1/kt)=	20,59968835	in.			
14. PD=0.1166*Sp*N*D*D=	30,02404577	barriles/día			

Cálculo de Parámetros No Dimensionales:

15. W=W*L=	3882,419	lbs.			
16. Wrf=W*(1-(0.128*G))=	3476,957795	lbs.			
17. Wrf/Skr=	0,479856829				

Registro de Factores No-Dimensionales de las figuras 2 a 6:

18. F1/Skr=	0,15	(Anexo 5.4)			
19. F2/Skr=	0,025	(Anexo 5.5)			
20. 2T/(Skr*Skr)=	0,12	(Anexo 5.6)			
21. F3/Skr=	0,12	(Anexo 5.7)			
22. Ta=	1,042	(Anexo 5.8)			

Resolver para Características de Operación:

23. PPRL=Wrf/((F1/Skr)*Skr)=	4563,831292	lbs.			
24. MPRL=Wrf/((F2/Skr)*Skr)=	3295,812212	lbs.			
25. PT=(2T/Skr*Skr)*Skr*S/2*Ta=	10872,21296	lb inches			
26. PRHP=(F3/Skr)*Skr*S*N*0.00000253=	0,422367736				
27. CBE=1.06*(Wrf/1/2Fo)=	4239,90397	lbs			

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- BASE DE DATOS DE INFORMATION DEL CAMPO PACOA OPERADO POR EP PETROAMAZONAS.
- FUNDAMENTOS DE BOMBEO MECÁNICO – WEATHERFORD.
- TÉCNICAS Y PROCEDIMIENTOS DE ESTUDIO, INVESTIGACIÓN Y ESCRITURA UMBERTO ECO.
- MANUAL DE BOMBEO MECÁNICO AVANZADO-THETA ENTERPRISES.
- DIAGNOSTICO, EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LOS MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LA UNIDAD DE EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS BARIITAS, CAMPO SINCO-LUIS JOSÉ RATIA ARANDA.
- ASISTENCIA TÉCNICA DIVISIÓN DE VARILLAS DE BOMBEO-TENARIS SIDERCA.
- API PRODUCTION DEPARTMENT, API STANDARD RP 11 AX, “SPECIFICATION FOR SUBSURFACE PUMPS AND FITTINGS”, SEVENTH EDITION, DALLAS, TX 1979.
- VOGEL, J.V. “INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP FOR SOLUTION-GAS DRIVE WELLS” J.PET. TECH.
- ESTUDIO DEL MÉTODO DE PRODUCCIÓN DE BOMBEO MECÁNICO MEDIANTE VARILLAS DE SUCCIONEN EN EL ECUADOR- VELAZCO FERNANDO

