



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

TEMA:

**“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR
BOMBEO MECÁNICO EN POZOS SOMEROS, ORIENTADO EN LA
SECCIÓN PETRÓPOLIS DEL CAMPO GGV”.**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEO**

AUTOR:

GARCÍA VERA RICHARD VICENTE

TUTOR:

ING. ROMEL ANGEL ERAZO BONE, MSC.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2019

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

TEMA:

**“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR
BOMBEO MECÁNICO EN POZOS SOMEROS, ORIENTADO EN LA
SECCIÓN PETRÓPOLIS DEL CAMPO GGV”.**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEO**

AUTOR:

GARCÍA VERA RICHARD VICENTE

TUTOR:

ING. ROMEL ANGEL ERAZO BONE, MSC.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2019

DEDICATORIA

A Dios

A quien en un inicio de todo este nuevo proceso de mi vida, me encomendé y gracias a él y la Virgen hoy estoy a punto de finalizar este gran objetivo, teniendo siempre lo más importante que una persona puede pedir, una Familia unida y con salud.

A mi madre

Quien desde un inicio me apoyo y nunca dejo de hacerlo, por el esfuerzo diario que hace con el fin de que su hijo pueda terminar sus estudios, una de mis más grandes motivaciones y hoy le agradezco a Dios por darme la oportunidad de dedicarle este logro en mi vida.

A mi padre

Quien siempre que tenemos la oportunidad de conversar me aconseja de la vida, del ser agradecido, quien es uno de mis principales ejemplos a seguir y siempre tomo de referencia los buenos consejos que me brinda, hoy le agradezco a Dios por darme la oportunidad de tenerlo conmigo en esta etapa de mi vida.

A mis hermanas Mayra, Monserrate, Andrea y María

Quienes forman parte de mí día a día, por los momentos esenciales que pasamos juntos, este logro también es por ustedes.

A mi familia

A mis abuelos, especialmente a mi Papi Terán quien ya no nos acompaña, a mis tíos, primos y sobrinos, por todos los momentos que hemos pasado.

A mis amigos

Kevin M., Oscar B., Adrián P., Elvis M., Alison T., Valeria A., Joaquín Z., y Julissa T., quienes han estado y me han apoyado desde el inicio y durante este periodo de mi vida.

García Vera Richard Vicente.

AGRADECIMIENTO

Primeramente, agradecer a Dios y a la Virgen, quienes fueron mi pilar fundamental durante estos 6 años de carrera, quienes nunca me abandonaron y a quienes siempre le doy toda mi fe y esperanza.

A mis padres, hermanas y sobrinos, por todos los momentos que hemos pasado y han influido en este logro para mi vida. Un agradecimiento especial a mi madre, quien contribuyó bastante a que yo alcance mi meta, por lo tanto, este logro también pertenece a ella.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, quien me dio la oportunidad de iniciar y finalizar una etapa importante de mi vida.

A la Carrera Ingeniería en Petróleo y todos quienes la conforman, por sus enseñanzas y contribuciones académicas.

A mi Tutor, el Ingeniero Romel Erazo, por su apoyo académico, enseñanza, directrices y tiempo brindado, sin él, el presente trabajo no se hubiera realizado de la mejor manera.

A la Empresa Pacifpetrol S.A. quien me brindó la oportunidad de realizar mis practicas Pre-Profesionales y los Ingenieros quienes la conforman, especialmente del Ingeniero Christian Sánchez, quien me aconsejó durante mi estadía en la empresa.

Finalmente, a mis amigos, por los momentos que pasamos en esta etapa de nuestras vidas, los consejos y apoyo mutuo. Un agradecimiento especial a mi amigo Oscar B. quien me brindó su apoyo para la realización de este proyecto.

García Vera Richard Vicente.

La Libertad, junio 10 de 2019

CERTIFICADO GRAMATOLÓGICO

Por la presente, certifico que la tesis de grado **“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO EN POZOS SOMEROS, ORIENTADO EN LA SECCIÓN PETRÓPOLIS DEL CAMPO GGV”**, cuyo autor es: **Sr. Richard Vicente García Vera** con C.I. 0927264119, egresado de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleo de la Universidad Península de Santa Elena, ha sido debidamente revisada y gramaticalmente corregida de acuerdo con las reglas de la Real Academia Española.

Lo certifico en honor a la verdad, para que el interesado haga del presente, el uso legal pertinente.

Atentamente,



Mba. Rosario Brito Miranda
CC. 1202513741

Telf. 0991903581
Correo: rosariobm67@hotmail.com
Registro de Senescyt 1006-07-663641

TRIBUNAL DE GRADO



Ing. Juan Garcés, Mgp.
**DECANO DE LA FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**



Ing. Marllelis Gutiérrez, PhD.
**DIRECTORA DE LA CARRERA
INGENIERÍA EN PETRÓLEO**



Ing. Romel Erazo Bone, MSc.
DOCENTE TUTOR



Ing. Tarquino López Cadena, MSc.
DOCENTE DE AREA



Abg. Victor Coronel Ortiz, MSc.
SECRETARIO GENERAL

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor de proyecto de titulación: **“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO EN POZOS SOMEROS, ORIENTADO EN LA SECCIÓN PETRÓPOLIS DEL CAMPO GGV”**, desarrollada por el estudiante **García Vera Richard Vicente** egresado de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del Título de Ingeniería en Petróleo.

Me permito declarar que luego de haber dirigido, estudiado y revisado, apruebo en su totalidad este trabajo de investigación.

Atentamente,



Ing. Romel Ángel Erazo Bone, MSc.

C.I. 0802990838

DOCENTE TUTOR

CERTIFICACIÓN ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado **“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO EN POZOS SOMEROS, ORIENTADO EN LA SECCIÓN PETRÓPOLIS DEL CAMPO GGV”**, elaborado por el estudiante **García Vera Richard Vicente**, egresado de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo, me permito declarar que una vez analizado en el sistema de antiplagio URKUND, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 1% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Adjunto reporte de similitud.

Atentamente,



Ing. Romel Angel Erazo Bone, MSc.
C.I. 0802990838
DOCENTE TUTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE TESIS

Yo, Richard Vicente García Vera, con cedula de ciudadanía: 0927264119, declaro bajo juramento que el trabajo de titulación denominado **“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO EN POZOS SOMEROS, ORIENTADO EN LA SECCIÓN PETRÓPOLIS DEL CAMPO GGV”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleo, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente a mi autoría.

Por este motivo, manifiesto la originalidad de la presente tesis, señalando aportes intelectuales y citas bibliográficas debidamente referenciadas y se autoriza a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que realice el uso adecuado y pertinente de la presente tesis.



García Vera Richard Vicente

C.I. 0927264119

ÍNDICE DE CONTENIDO

PORTADA	i
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTO.....	iv
CERTIFICADO GRAMATOLÓGICO.....	v
TRIBUNAL DE GRADO	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
CERTIFICACIÓN ANTIPLAGIO.....	viii
DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE TESIS	ix
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	x
ÍNDICE DE ANEXOS.....	xiii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiii
ÍNDICE DE GRÁFICAS	xiv
ÍNDICE DE TABLAS	xiv
ABREVIATURAS.....	xvi
SIMBOLOGÍA.....	xvii
RESUMEN	xix
ABSTRACT.....	xx
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	2
Introducción	2
1.1. Antecedentes	2
1.2. Planteamiento del Problema	3
1.3. Objetivos	4
1.3.1. Objetivo General	4
1.3.2. Objetivos Específicos	4
1.4. Justificación.....	4
1.5. Alcance.....	5
1.6. Hipótesis del Trabajo.....	5
1.7. Variables Independientes y Dependientes	5
1.7.1. Variables Independientes.....	5
1.7.2. Variables Dependientes	5
1.8. Metodología	6
CAPÍTULO II	7
Marco Teórico	7

2.1.	Ubicación Geográfica.....	8
2.2.	Geología del Campo.....	8
2.3.	Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico	9
2.3.1.	Unidades Geométricas de la Bomba.....	11
2.3.2.	Unidad Convencional Crank Balance	11
2.3.3.	Unidad Balanceada por Aire.....	12
2.3.4.	Unidad Convencional Beam Balance	12
2.3.5.	Unidad Mark II.....	13
2.3.6.	Unidades de Bombeo Mecánico	14
2.3.7.	Bomba de Fondo	15
2.3.7.1.	Designación API para las Bombas de Subsuelo.....	16
2.3.8.	Pruebas de Pozo con Dinamómetro	18
2.3.8.1.	Preparación para una Prueba Dinamométrica	18
2.3.8.2.	Toma de la Carta Dinamométrica	19
2.3.8.3.	Interpretación de Cartas Dinamométricas Básicas	20
2.4.	Comportamiento de Afluencia de Pozos.....	27
2.4.1.	Inflow Performance Relationship (IPR)	27
2.4.2.	Vertical Lift Performance (VLP).....	28
2.4.3.	Correlaciones Empíricas para Sistemas de Petróleo de Acuerdo a las Condiciones del Campo GGV.....	29
2.4.3.1.	Factor Volumétrico del Petróleo (Bo).....	29
2.4.3.2.	Permeabilidad Relativa del Petróleo	30
2.4.3.3.	Solubilidad del Gas (Rs).....	30
2.4.3.4.	Viscosidad del Petróleo	31
2.4.4.	Propiedades Físicas del Fluido	32
2.4.4.1.	Gravedad Específica del Agua.....	32
2.4.4.2.	Gravedad Específica del Gas	32
2.4.4.3.	Viscosidad del Gas	33
2.4.4.4.	Gravedad API.....	33
2.4.4.5.	Relación Gas - Líquido (GLR)	33
2.5.	Sistema Separador de Gas	34
2.5.1.	Cálculo del Separador de Gas en el Equipo de Subsuelo	34
2.5.2.	Pasos para el Diseño de Separador de Gas.....	36
	CAPÍTULO III.....	41
	Metodología del Trabajo	41
3.1.	Campo Gustavo Galindo Velasco – Sección Petrópolis	41
3.2.	Análisis de Pozos	44

3.3.	Resultado del Análisis	57
3.3.1.	Selección de la Muestra Correspondiente a los Pozos de la Sección Petrópolis	58
CAPÍTULO IV		60
Diseño de Optimización y Análisis de Resultados.....		60
4.1.	Análisis de Afluencia de Pozos	60
4.1.1.	Obtención de Parámetros del Fluido y la Roca (Curva IPR).....	60
4.1.2.	Obtención de Parámetros del Pozo (Curva VLP).....	64
4.1.3.	Obtención de las Propiedades Físicas del Fluido (Curva VLP).	65
4.1.4.	Obtención de las Curvas Inflow y Outflow.....	66
4.2.	Cálculos de Separadores de Gas en los Pozos Seleccionados	80
4.2.1.	Especificaciones y Características del Sistema de Separación de Gas	94
4.2.2.	Especificaciones y Características del Sistema de Separación de Gas (Gas Separator Simulator) - Echometer	95
4.3.	Análisis de la Bomba Considerando la Implementación del Separador de Gas	96
4.3.1.	Análisis de Eficiencia de Producción de Pozos sin Separador de Gas vs Implementación de Separador de Gas	97
4.3.2.	Análisis de Producción de Pozos sin Separador de Gas vs Implementación de Separador de Gas.....	98
4.3.2.1.	Análisis de Incremento de Producción.....	99
4.4.	Resultados	100
4.4.1.	Análisis del Tipo de Bomba	105
4.5.	Análisis Económico.....	105
4.5.1.	Flujo Proyectado de la Investigación	107
4.5.2.	Viabilidad del Proyecto	109
CAPÍTULO V.....		111
Conclusiones y Recomendaciones		111
	Conclusiones	111
	Recomendaciones.....	112
BIBLIOGRAFÍA.....		114
ANEXOS.....		116

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Diagrama de Completación - Pozo PET0101.....	117
Anexo 2. Diagrama de Completación - Pozo PET0115.....	118
Anexo 3. Diagrama de Completación - Pozo PET0120.....	119
Anexo 4. Diagrama de Completación - Pozo PET0125.....	120
Anexo 5. Diagrama de Completación - Pozo PET0129.....	121

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación del Campo Gustavo Galindo Velasco.	8
Figura 2. Columna Estratigráfica General del Levantamiento de Santa Elena.	9
Figura 3. Configuración Típica del Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico.	10
Figura 4. Unidad de Bombeo Mecánico Convencional.	11
Figura 5. Unidad Balanceada por Aire.	12
Figura 6. Unidad Beam Balance.....	13
Figura 7. Unidad Mark II.	14
Figura 8. Carta Dinamométrica de Superficie.	20
Figura 9. Carta Dinamométrica de Fondo.	21
Figura 10. Carta Dinamométrica (Llenado Completo de la Bomba).	22
Figura 11. Carta Dinamométrica (Ancla Libre).	22
Figura 12. Carta Dinamométrica (Desgaste en Válvula Viajera o Pistón).	23
Figura 13. Carta Dinamométrica (Perdida en Válvula Fija).	23
Figura 14. Carta Dinamométrica (Golpe de Fluido).	24
Figura 15. Carta Dinamométrica (Interferencia de Gas).	24
Figura 16. Carta Dinamométrica (Bajo Recorrido del Pistón).	25
Figura 17. Carta Dinamométrica (Golpe de Bomba).	25
Figura 18. Carta Dinamométrica (Pesca de Varillas de Bombeo).	26
Figura 19. Carta Dinamométrica (Pozo Fluyente/Surgente).	26
Figura 20. Ancla de Gas Natural.	34
Figura 21. Ancla de Gas “Poor Boy”.	35
Figura 22. Ancla de Gas “Poor Boy” Modificado.	35
Figura 23. Ancla de Gas Tipo Empacadura.	36
Figura 24. Esquema del Separador de Fondo Propuesto.	93
Figura 25. Separador de Fondo Propuesto.	93

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Distribución de los Pozos de la Sección Petrópolis.	42
Gráfica 2. Producción de Crudo - Sección Petrópolis.....	44
Gráfica 3. Dinagrama PET0101.	45
Gráfica 4. Dinagrama PET0106.	47
Gráfica 5. Dinagrama PET0115.	49
Gráfica 6. Dinagrama PET0119.	50
Gráfica 7. Dinagrama PET0120.	51
Gráfica 8. Dinagrama PET0125.	53
Gráfica 9. Dinagrama PET0127.	54
Gráfica 10. Dinagrama PET0129.	55
Gráfica 11. Porcentaje de las Condiciones Actuales de los Pozos Pertenecientes a la Sección Petrópolis.	59
Gráfica 12. Inflow vs Outflow (Flujo Natural) - PET0101.....	69
Gráfica 13. Inflow vs Outflow (Flujo Natural) - PET0115.....	71
Gráfica 14. Inflow vs Outflow (Flujo Natural) - PET0120.....	74
Gráfica 15. Inflow vs Outflow (Flujo Natural) - PET0125.....	76
Gráfica 16. Inflow vs Outflow (Flujo Natural) - PET0129.....	79
Gráfica 17. Periodo de Recuperación de Inversión del Proyecto.....	109

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Unidades de Bombeo Mecánico.	14
Tabla 2. Especificaciones de la Bomba de Subsuelo.	16
Tabla 3. Código API de la Bomba de Subsuelo.....	17
Tabla 4. Parámetros para la Obtención de la Curva IPR.....	27
Tabla 5. Parámetros para la Obtención de la Curva Outflow.....	28
Tabla 6. Correlación de Standing - Rangos de Aplicabilidad (Bo).....	30
Tabla 7. Correlación de Standing - Rangos de Aplicabilidad (Rs).	31
Tabla 8. Diámetro y Área de Pistón y Válvula Fija.	39
Tabla 9. Medidas, Dimensiones y Área de Tuberías Estándar.	40
Tabla 10. Pozos Presentes en la Sección Petrópolis.	41
Tabla 11. Pozos en Estado Parado Transitorio - Sección Petrópolis.....	42
Tabla 12. Producción Total - Sección Petrópolis.....	43
Tabla 13. Pozos Seleccionados para Análisis.	45
Tabla 14. Análisis de los Resultados.	58
Tabla 15. Pozos Seleccionados para Optimización.	59
Tabla 16. Data para el Cálculo de Solubilidad del Gas (Rs).....	61
Tabla 17. Solubilidad del Gas - Pozos Petrópolis.....	62
Tabla 18. Viscosidad del Petróleo Muerto - Pozos Petrópolis.....	63
Tabla 19. Viscosidad del Petróleo Saturado - Pozos Petrópolis.....	63
Tabla 20. Datos para la Obtención de la Curva Inflow PET0101.....	67
Tabla 21. Datos para la Obtención de la Curva Outflow PET0101.	67
Tabla 22. Resultados - IPR - PET0101.....	68

Tabla 23. Resultados - VLP - PET0101.	68
Tabla 24. Datos para la Obtención de la Curva Inflow PET0115.	69
Tabla 25. Datos para la Obtención de la Curva Outflow PET0115.	70
Tabla 26. Resultados - IPR - PET0115.	70
Tabla 27. Resultados - VLP - PET0115.	71
Tabla 28. Datos para la Obtención de la Curva Inflow PET0120.	72
Tabla 29. Datos para la Obtención de la Curva Outflow PET0120.	72
Tabla 30. Resultados - IPR - PET0120.	73
Tabla 31. Resultados - VLP - PET0120.	73
Tabla 32. Datos para la Obtención de la Curva Inflow PET0125.	74
Tabla 33. Datos para la Obtención de la Curva Outflow PET0125.	75
Tabla 34. Resultados - IPR - PET0125.	75
Tabla 35. Resultados - VLP - PET0125.	76
Tabla 36. Datos para la Obtención de la Curva Inflow PET0129.	77
Tabla 37. Datos para la Obtención de la Curva Outflow PET0129.	77
Tabla 38. Resultados - IPR - PET0129.	78
Tabla 39. Resultados - VLP - PET0129.	78
Tabla 40. Data para el Diseño del Sistema de Separación de Gas - PET0101.	80
Tabla 41. Data para el Diseño del Sistema de Separación de Gas - PET0115.	83
Tabla 42. Data para el Diseño del Sistema de Separación de Gas - PET0120.	85
Tabla 43. Data para el Diseño del Sistema de Separación de Gas - PET0125.	88
Tabla 44. Data para el Diseño del Sistema de Separación de Gas - PET0129.	90
Tabla 45. Dimensiones y Características del Sistema de Separación de Gas.	94
Tabla 46. Dimensiones y Características del Sistema de Separación de Gas - Software Gas Separator Simulator.	95
Tabla 47. Desplazamiento del Pistón Considerando el Uso del Separador.	96
Tabla 48. Tiempo de Producción de los Pozos Actuales vs Pozos con Separador de Gas.	97
Tabla 49. Tasa de Producción de los Pozos Actuales vs Pozos con Separador de Gas.	98
Tabla 50. Incremento de Producción por Ciclo.	99
Tabla 51. Incremento de Producción Diaria.	99
Tabla 52. Dimensionamiento del Equipo de Subsuelo – PET0101.	100
Tabla 53. Dimensionamiento del Equipo de Subsuelo – PET0115.	101
Tabla 54. Dimensionamiento del Equipo de Subsuelo – PET0120.	102
Tabla 55. Dimensionamiento del Equipo de Subsuelo – PET0125.	103
Tabla 56. Dimensionamiento del Equipo de Subsuelo – PET0129.	104
Tabla 57. Material, Equipos y Costos Estimados de Operación.	106
Tabla 58. Flujo de Efectivo Proyectado 1/2.	107
Tabla 59. Flujo de Efectivo Proyectado 2/2.	108
Tabla 60. Material, Equipos y Costos Estimados de Operación.	109
Tabla 61. Resultados de Viabilidad del Proyecto.	110

ABREVIATURAS

BPPD	Barriles de Petróleo por Día.
GGV	Gustavo Galindo Velasco.
CEPE	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana.
CGC	Compañía General de Combustibles.
SPM	Stroke per Minute (Golpes por minuto).
API	American Petroleum Institute.
OD	Outside Diameter (Diámetro Externo).
ID	Internal Diameter (Diámetro Interno).
IPS	Iron Pipe Size.
EUE	Externally Upset Ends.
NUE	Non-Upset Ends.
Psi	Pound Square Inch.
CEP – EPT	Carrera efectiva del pitón.
Fo	Carga de fluido.
CMP – MPT	Carrea máxima del pistón.
TV	Traveling Valve (Válvula viajera).
SV	Standing Valve (Válvula fija).
PPRL	Peak Polished Rod Load (Carga máxima de la barra pulida).
MPRL	Minimum Polished Rod Load (Carga mínima de la barra pulida).
Pwf	Presión de Fondo Fluyente.
HL	Herramienta Local.
BM	Bombeo Mecánico.
PL	Plunger Lift.
SW	Swab.
TAM	Total Asset Monitor.
IPR	Inflow Performance Relationship.
VLP	Vertical Lift Performance.
BFPD	Barriles de Fluido por Día.
PCN	Pies cúbicos Normales
BN	Barriles Normales
cp	Centipoise

SIMBOLOGÍA

Km	Kilómetros.
ft	Unidades en Pies.
°F	Grados Fahrenheit.
seg	Segundos.
pulg	Pulgadas.
g	Gravedad.
P_1	Presión sobre la Válvula Viajera.
P_2	Presión por debajo de la Válvula Viajera.
d	Diámetro.
Q	Tasa de Producción.
Pr	Presión de Yacimiento.
μ_o	Viscosidad del Petróleo.
μ_g	Viscosidad del Gas.
Bo	Factor volumétrico del Petróleo.
σ_o :	Tensión Superficial del Petróleo.
σ_w :	Tensión Superficial del Agua.
SOR	Saturación de Petróleo Residual.
Sw	Saturación de Agua.
Swirr	Saturación de Agua Irreductible.
Kro	Permeabilidad Relativa del Petróleo.
SGw	Gravedad Específica del Agua.
SGg	Gravedad Específica del Gas.
GLR	Relación Gas Líquido.
Ts	Temperatura Superficial.
T_F	Temperatura de Fondo.
Φ	Diámetro del Tubing.
Pwh	Presión en Cabeza del Pozo.
Pa	Presión Atmosférica.
ΔP	Diferencial de Presiones.
r	Rugosidad del Tubing.
H	Profundidad.
μ_{pm}	Viscosidad de Petróleo Muerto.

μ_{ps}	Viscosidad de Petróleo Saturado.
Q_L	Caudal del Líquido.
Q_W	Caudal del Agua.
Q_G	Caudal del Gas.
A_f	Área de Flujo.
A_{perf}	Área de las Perforaciones.
N_{Rn}	Niple Ranurado.
$A_{min\ T.B.}$	Área de Flujo Mínimo en el Separador.
$TubSuCRn$	Ranuras del Tubo de Succión.
$A_{R\ T.B.}$	Área Real del Separador.
A_P	Área del Pistón de la Bomba.
S_P	Longitud de la Carrera de Fondo.

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

OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO EN POZOS SOMEROS, ORIENTADO EN LA SECCIÓN PETRÓPOLIS DEL CAMPO GGV

AUTOR: RICHARD VICENTE GARCÍA VERA
TUTOR: ING. ROMEL ANGEL ERAZO BONE, MSC.

RESUMEN

El Campo Gustavo Galindo Velasco, cuenta con la presencia de 2,882 pozos petroleros y seis formaciones de suelos, también llamadas, formaciones productoras (Socorro, CPB, Santo Tomas, PB, Atlanta y Santa Elena), el campo se divide en tres zonas (Sur, Central y Norte), las cuales constan de 16 secciones productoras. El presente trabajo, se proyectará en la sección Petrópolis, perteneciente a la Zona Norte del campo, la cual cuenta con la presencia de 28 pozos, 21 producen actualmente por Bombeo Mecánico, 2 por Herramienta Local y 5 se encuentran en estado Parado Transitorio. Los pozos analizados en el presente trabajo producen únicamente de la formación Santa Elena, según los registros de producción de la empresa operadora del campo. El propósito de esta investigación, es determinar que pozos actualmente presentan problemas durante el proceso de extracción, mediante la interpretación de cartas dinamométricas (obtenidas previamente por medio de pruebas con dinamómetros), debido a la presencia de flujo de gases en la bomba, con el fin de optimizar el equipo de subsuelo del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico en los pozos seleccionados, mediante un análisis de afluencia de fluidos. Posteriormente, por medio de cálculos de ingeniería y simulaciones, se obtendrá el dimensionamiento de la herramienta propuesta y se interpretará el comportamiento de fondo del pozo durante el proceso de extracción, y por medio de un análisis cuantitativo, se determinará la eficiencia de la bomba y el incremento de producción, en comparación con el equipo de subsuelo que actualmente presentan los pozos analizados.

Palabras Claves: Pozos Petroleros, Formaciones de Suelos, Flujo de Gases, Dinamómetros, Bombeo Mecánico.

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

OPTIMIZATION OF THE ARTIFICIAL LIFT SYSTEM BY SUCKER ROD PUMP IN SHALLOW WELLS, ORIENTED OF THE PETRÓPOLIS SECTION OF THE GGV FIELD

AUTOR: RICHARD VICENTE GARCÍA VERA
TUTOR: ING. ROMEL ÁNGEL ERAZO BONE, MSC.

ABSTRACT

The Gustavo Galindo Velasco Field counts with the presence of 2,882 oil wells and six net pay zone, also called, producing formations (Socorro, CPB, Santo Tomas, PB, Atlanta and Santa Elena), the field is divided into three zones (South, Central and North), which consist of 16 production sections. The present investigation will be projected in the Petrópolis section, belonging to the North of the field, which counts with the presence of 28 wells, 21 currently produced by Sucker Rod Pump, 2 by Local Tool and 5 are in the Transient Stop state. The wells analyzed in the present investigation only produce from the Santa Elena formation according to the production records of the operating company of the field. The purpose of this investigation is to determine which wells currently present problems during the extraction process, through the interpretation of dynamometric charts (previously obtained through dynamometer tests), due to the presence of gas flow in the pump, in order to optimize the bottom equipment of the artificial lift system by sucker rod pump in the selected wells, through an analysis of inflow performance relationship. Subsequently, by means of engineering calculations and simulations, the dimensioning of the proposed tool will be obtained and the behavior of the bottom of the well during the extraction process will be interpreted, and by means of a quantitative analysis, the efficiency of the pump will be determined and the increase of production, in comparison with the bottom equipment currently presented by the wells analyzed.

Keyword: Oil Wells, Net Pay Zone, Gas Flow, Dynamometer, Sucker Rod Pump.

INTRODUCCIÓN

El siguiente proyecto de investigación, tiene como finalidad optimizar mediante una alternativa la eficiencia de producción de la bomba de fondo, considerando no alterar el método de producción de cada pozo estudiado. Los pozos analizados en la presente investigación producen mediante la unidad de Bombeo Mecánico y pertenecen a la Sección Petrópolis del Campo Gustavo Galindo Velasco.

La sección cuenta con la presencia de 28 pozos y aporta al campo una producción de 29.85 barriles de petróleo por día, representando en un 3%, aproximadamente la producción diaria del campo.

Con el fin de obtener una mayor tasa de producción, mejor eficiencia en la bomba y reducción de costos, se procedió analizar el estado actual de los pozos y posteriormente determinar cuál es el principal problema durante el proceso de extracción, obteniendo una alternativa la cual permita cumplir con los objetivos establecidos.

El principal problema, determinado durante el análisis de los pozos fue la presencia de interferencia de gas en la bomba, teniendo como resultado una eficiencia baja de la misma, un mayor tiempo de producción y a su vez, determinando que el equipo separador de gas de fondo no es eficiente, por lo tanto, se procedió a buscar una alternativa, que en función a las características de los pozos permita minimizar los problemas.

La alternativa que ofrece la presente investigación es mejorar el equipo de fondo (Separador de Gas), mediante cálculos y simulaciones que permitan determinar el dimensionamiento de un separador óptimo para cada pozo. Para ello se procedió por medio de un análisis de afluencia de pozos, determinar el caudal óptimo de producción a flujo natural y realizar los cálculos pertinentes.

El dimensionamiento del equipo propuesto, fue calculado de forma teórica y mediante la utilización de un software, con el fin de determinar cuál de los dos métodos es más eficiente y pueda ser aplicado a la sección. Una vez obtenido el dimensionamiento del equipo propuesto, se procedió a realizar un análisis comparativo de producción, obteniendo resultados positivos que ayudan a cumplir los objetivos propuestos.

Finalmente mediante un análisis económico, se procedió a determinar la viabilidad del presente proyecto, obteniendo resultados favorables.

CAPÍTULO I

Introducción

1.1. Antecedentes

El campo Gustavo Galindo Velasco, fue descubierto con la perforación del pozo Ancón 1 en 1911, siendo el primer pozo petrolero perforado en el país, este bloque se extiende por varias áreas marítimas y terrestres, las cuales fueron explotadas inicialmente por la compañía Anglo Ecuadorian Oilfields desde el año de 1921 hasta 1976. Durante este periodo se perforaron alrededor de 2,814 pozos, registrando una producción aproximada de 10,000 BPPD.

A partir del año 1976, el campo GGV pasó a la administración de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE). Durante ese periodo se perforaron 5 pozos más, registrando una producción aproximada de 780 BPPD.

En 1994, el campo pasó a la administración de la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL) y junto con la Compañía General de Combustibles (CGC), decidieron perforar 15 pozos nuevos, alcanzando una producción máxima de 1,000 BPPD en el año 2000.

A inicios del 2002, la ESPOL en consorcio con Pacifpetrol S.A. tomaron a cargo la operación de 1,200 km², de los cuales, el 38% le correspondían al área terrestre, donde aproximadamente se encontraban 1.500 pozos divididos en tres zonas, Norte, Central y Sur.

En el año 2011, se renegocio el Contrato Modificatorio a Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de hidrocarburos en el Campo Gustavo Galindo Velasco, hasta el año 2029 a favor de la empresa Pacifpetrol S.A.

En la actualidad el Campo GGV registra una producción aproximada de 1,100 BPPD, por medio de diferentes tipos de levantamiento artificial, los cuales son: Bombeo Mecánico (BM), Plunger Lift (PL), Swab (SW) y Herramienta Local (HL), siendo el sistema de Bombeo Mecánico el más utilizado en el campo en la producción de hidrocarburos.

La Zona Norte del Campo, cuenta con la presencia de 241 pozos, distribuido en varias secciones, dentro de ellas se encuentra la Sección Petrópolis, la cual cuenta con la presencia de 28 pozos, de los cuales 21 actualmente producen por Bombeo Mecánico. Es decir, que cerca del 75% de la sección produce con este tipo de levantamiento artificial, registrando una producción aproximada de 29.5 BPPD por medio de la aplicación de Bombeo Mecánico.

1.2.Planteamiento del Problema

A partir de 1972, se produce la primera exportación de crudo en Ecuador, dando como resultado, al inicio de la era petrolera en el país, la cual genera un crecimiento acelerado en la economía. Por lo tanto, en la actualidad es de vital importancia mantener o incrementar la producción de crudo, siempre y cuando el precio del barril de petróleo no se encuentre a niveles bajos.

El Campo Gustavo Galindo Velasco, en la actualidad es uno de los campos maduros presentes en el país, registrando una producción aproximada de 1,100 BPPD, por lo tanto, mantener la producción es uno de los principales problemas que enfrenta la actual empresa encargada del campo, de tal manera, se ve en la obligación de optimizar o innovar los métodos de producción en los pozos actualmente productores.

El Bloque Gustavo Galindo Velasco, al ser un campo maduro registra bajo niveles de producción por cada pozo activo o productor, por lo tanto, genera problemas debido a que dificulta el monitoreo constante de todos los pozos, generando una caída en la producción.

El presente estudio se planea realizar en la Sección Petrópolis perteneciente a la Zona Norte del Campo, donde, actualmente se produce por medio de los siguientes sistemas de levantamiento artificial: Herramienta Local y Bombeo Mecánico, el cual representa más del 99% de la producción en la presente sección.

La producción actual de la sección Petrópolis es de 29.5 BPPD, considerando únicamente la unidad de Bombeo Mecánico, representando un nivel bajo de producción, de tal manera, se prevé estabilizar los parámetros de las unidades de Bombeo Mecánico (SPM, nivel estático y dinámico, llenado de bomba, etc.), debido a la alta presencia de gas, con el fin de mejorar su funcionamiento en las unidades e incrementar la producción de la sección a un menor costo.

1.3.Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Optimizar el equipo de subsuelo del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico en los pozos de la sección Petrópolis, mediante un análisis de afluencia de fluidos en pozos de baja producción, para la optimización de la eficiencia de extracción de hidrocarburo.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Determinar las condiciones y características presentes en los sistemas de levantamiento artificial correspondiente a cada pozo.
- Analizar los principales problemas que presentan los pozos durante el proceso de producción por bombeo mecánico en el área de estudio.
- Determinar los parámetros de presión y caudal, mediante un análisis de afluencia de fluidos en los pozos seleccionados.
- Seleccionar la bomba de subsuelo para la optimización del sistema de levantamiento por bombeo mecánico.
- Realizar un análisis comparativo de producción, de los diseños de levantamiento artificial por bombeo mecánico actuales vs los determinados en el presente trabajo.
- Realizar un análisis económico, en función de la producción obtenida con el sistema de levantamiento optimizado.

1.4.Justificación

El presente estudio se ejecutará, con el fin de mejorar la extracción de fluidos utilizando las unidades de bombeo mecánico, por medio de un estudio analítico, considerando las condiciones actuales de cada pozo, lo cual, conlleva a mejorar la extracción de crudo a un menor costo en la sección Petrópolis perteneciente a la zona norte del campo GGV.

El diseño de la bomba mecánica de subsuelo del sistema de levantamiento por bombeo mecánico, busca incrementar la producción en la sección de estudio, por lo tanto, podría ser tomado como referencia para ejecutarlo en otras secciones del campo, con el fin de optimizar la producción, generando un mayor ingreso económico en un campo de baja producción.

La presencia de gas, durante los procesos de extracción causa fallas y modifican el

funcionamiento óptimo del sistema de levantamiento por bombeo mecánico, de tal manera, es de vital importancia contar con un separador de gas en los equipos de subsuelo, eliminando así unos de los principales problemas durante la extracción y mejorando la eficacia de la bomba.

Mediante la investigación, se prevé generar un óptimo manejo de los equipos de producción, a través de, mantenimientos o revisiones periódicas las cuales permitan explotar el campo sin presentar inconvenientes durante la producción.

1.5. Alcance

Para determinar el óptimo diseño del sistema de levantamiento por bombeo mecánico para los pozos seleccionados, se analizarán las ecuaciones de diseño de las unidades de bombeo mecánico convencional. Mediante el software se procederá a simular el comportamiento de la producción de hidrocarburo en el fondo del pozo a diferentes tasas de producción, diferentes tamaños de separadores, diferentes SPM, considerando siempre las condiciones del pozo.

1.6. Hipótesis del Trabajo

Optimizar el proceso de extracción de fluidos, por medio, del sistema de levantamiento por Bombeo Mecánico, mediante la separación del gas en el fondo de cada uno de los pozos que actualmente producen por dicha unidad, a través de un análisis y software de ingeniería.

1.7. Variables Independientes y Dependientes

1.7.1. Variables Independientes

- Principios básicos de ingeniería y diseño de bombeo mecánico.
- Diseño de separador de gas.

1.7.2. Variables Dependientes

- Software de diseño de bombeo mecánico.
- Estudio de diseño de separador en la bomba de subsuelo.
- Datos de las características de los pozos en estudio.

1.8. Metodología

La metodología que se utilizará, será técnica-experimental, para desarrollarla se propone las siguientes actividades:

Recopilación de datos, de pozos que actualmente producen por unidad de Bombeo Mecánico, en el área de estudio.

Determinar los principales problemas presentes en los pozos, durante el proceso de extracción.

Analizar los métodos y formas de minimizar los problemas que ocurren durante los procesos de extracción de crudo.

Consulta de revisión bibliográfica (artículos científicos, libros, tesis, etc.), para determinar los cálculos de la herramienta de fondo.

Determinar parámetros del fluido, formación y pozos, para realizar un análisis de afluencia de pozos y determinar el caudal óptimo a flujo natural.

Determinar el dimensionamiento de las herramientas de fondo, obtenidas para cada pozo.

Simular el comportamiento del equipo de subsuelo y determinar la eficiencia durante el proceso de extracción.

Realizar una comparación del tiempo de producción y aumento de producción entre el sistema de bombeo mecánico actual vs el desarrollado en el presente estudio.

Determinar por medio de un análisis económico, el impacto generado por la implementación de la herramienta de fondo.

CAPÍTULO II

Marco Teórico

Los trabajos realizados, previos al presente, según diferentes autores indican lo siguiente:

En los diseños de separadores de gas, mediante pruebas, indican que el aumento de la caída de presión asociados con los aumentos de longitud de la tubería de succión, no representan un problema durante la producción, “el principal enfoque en los diseños del separador es asegurarse que la tubería de succión tenga suficiente volumen para que el proceso de separación tenga lugar dentro del separador” (Campbell, J. H., & Brimhall, R. M., 1989, P.05).

En el campo GGV, el gas que no ingresa a la bomba fluye por el espacio anular, según Podio, A., McCoy, J., & Woods, M. D. (1995) afirman: “En los pozos que producen gas en el anular del casing, la eficiencia de la bomba a menudo se puede mejorar significativamente al utilizar un mejor separador de gas en el pozo” (P.885). Esto, por consiguiente asegura que una cantidad mínima ingrese al separador.

Otra de las condiciones, para que el separador de gas genere una mejor eficiencia en la bomba, según Podio, A., & Drake, B., et al. (1996) afirman: “La entrada del separador de gas debe colocarse al menos a 10 ft por debajo de la zona de entrada del gas de formación para permitir la separación de gas libre del líquido entre el diámetro exterior del tubo y el diámetro interior del casing” (P.24). Todos estos factores son considerados para el diseño de la herramienta y elaboración del presente trabajo.

Los resultados de eficiencia de la implementación de las herramientas en un estudio realizado por Karmon, I., Panacharoensawad, E., & Watson, M. (2019) indican que pueden separar “entre un 90 – 100% de gas de la mezcla, si la entrada de la tubería o la herramienta estuvieran completamente sumergidas en la fase líquida de la mezcla en todo momento” (P.10).

2.1.Ubicación Geográfica

El campo Gustavo Galindo Velazco, se encuentra ubicado en la Provincia de Santa Elena, comprende un área de 744 Km² costa adentro y 456 Km² costa afuera, sumando un total de 1,200 Km². Los pozos del campo se encuentran distribuido por diferentes secciones, la sección de estudio para el presente trabajo se encuentra situado en la zona norte del campo (Cantón Salinas), y cuenta con la presencia de 28 pozos.

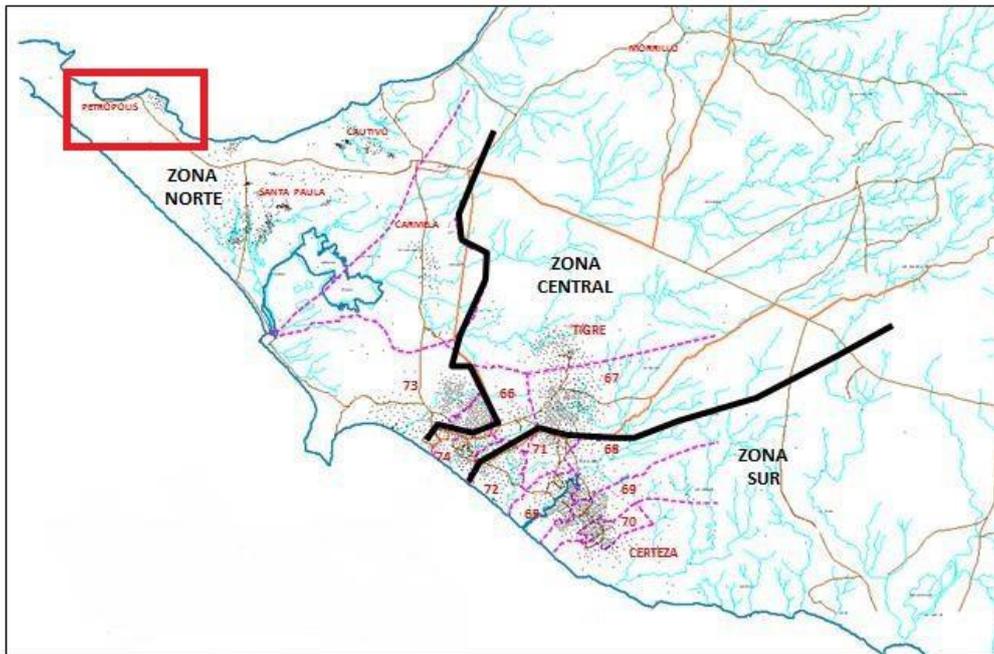


Figura 1. Ubicación del Campo Gustavo Galindo Velasco.

Fuente: Pacifpetrol S.A., 2015

2.2.Geología del Campo

El área geológica, en la cual se encuentra situado el campo Gustavo Galindo Velasco, se la conoce, como Levantamiento de Santa Elena, limitando geográficamente por la falla regional de La Cruz, con sedimentos correspondientes a la cuenca Progreso. La empresa que actualmente opera en el campo determinó que dicha zona se encuentra depositada sobre la corteza oceánica y comprende la secuencia sedimentaria del Cretácico al Terciario Inferior (Paleoceno-Eoceno).

La columna estratigráfica y formaciones geológicas que comprende el campo se muestran en la Figura 2.

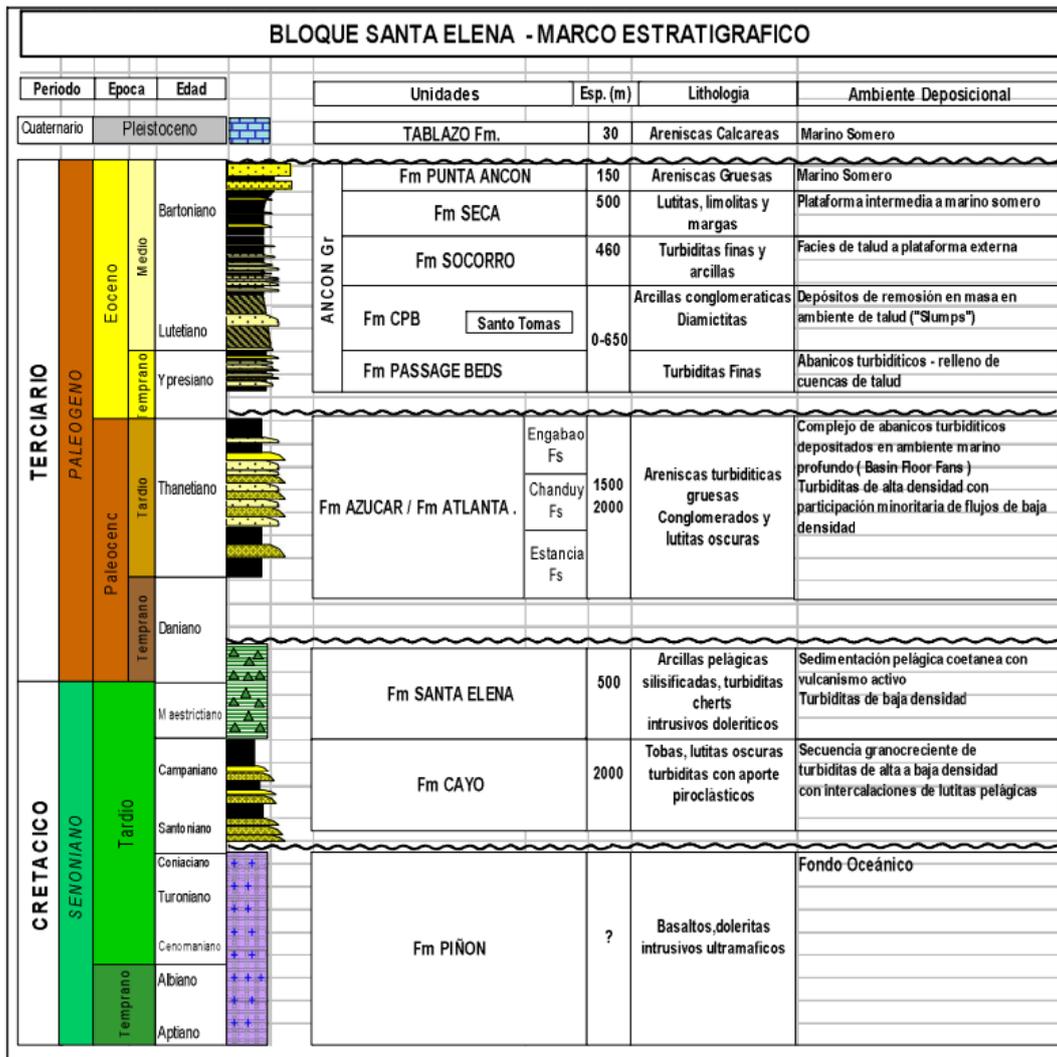


Figura 2. Columna Estratigráfica General del Levantamiento de Santa Elena.

Fuente: Pacifpetrol S.A., 2015.

2.3. Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico

La producción de un pozo petrolero, se clasifica en, recuperación primaria, recuperación secundaria y recuperación terciaria o mejorada. En la recuperación primaria, el pozo tiene la energía (presión) necesaria para que el fluido de fondo llegue a superficie sin necesidad de algún equipo en específico, durante la recuperación secundaria la presión del pozo no es suficiente para que el fluido de fondo llegue a superficie, por lo tanto, se requiere de un equipo específico de bombeo para extraer el fluido, y la recuperación terciaria o mejorada es aplicada en su mayoría en pozos de crudos pesados, aplicando diferentes métodos de combustión in situ o inyección de fluidos en el yacimiento. El presente trabajo se basa en la recuperación secundaria de pozos petroleros, por medio de, la aplicación de sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico.

La producción de crudo, mediante las unidades de bombeo mecánico, representa un 85% de toda la producción a nivel mundial. El sistema de bombeo mecánico es una bomba tipo pistón, relativamente simple, está unida al extremo inferior de la sarta de varillas de bombeo. El crudo se extrae, por medio, del pistón y una válvula viajera que se mueve de arriba hacia abajo dentro de un cilindro pulido (Barril de Trabajo) con una válvula fija en la parte inferior. El pistón está conectado a la sarta de varillas de bombeo que se extiende hasta la superficie, el extremo superior de la sarta de varillas se encuentra unido a una varilla pulida, el cual realiza un movimiento ascendente y descendente generada por una unidad de bombeo.

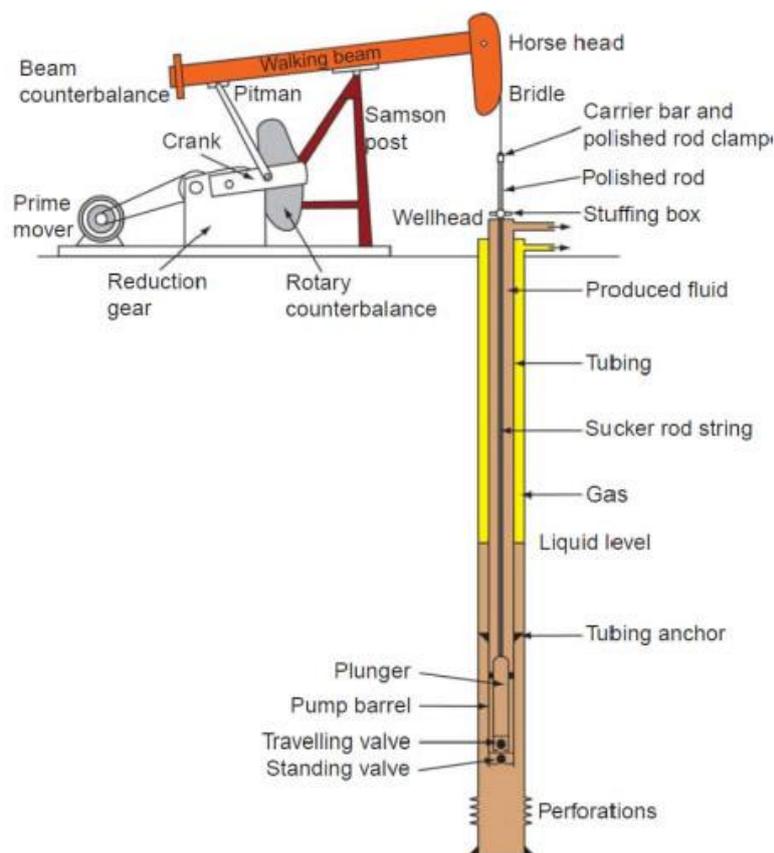


Figura 3. Configuración Típica del Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico.

Fuente: Bellarby, 2009.

2.3.1. Unidades Geométricas de la Bomba

Las unidades de bombeo mecánico se fabrican en diferentes tipos de configuraciones, las unidades convencionales son: las Crank Balance y Beam Balance que son de sistemas de palanca Clase I y las unidades de Balanceo por Aire y Mark II son del sistema de palanca de Clase III. La diferencia entre los sistemas de palanca es que se realizan variaciones al mover el reductor de engranajes en la base estructural con respecto al ecualizador o cruceta. En el caso del Mark II el acople cruzado no está ubicado sobre el eje de baja velocidad del reductor de engranajes, si no que se desplaza hacia adelante en dirección de la cabeza del balancín. Este cambio genera un tiempo más largo en la carrera ascendente y un tiempo más corto en la carrera descendente.

2.3.2. Unidad Convencional Crank Balance

Esta unidad de bombeo mecánico es el tipo comúnmente más utilizado en la actualidad, generalmente en longitudes de carreras cortas y medianas. La rotación de los crank, conectado a los miembros laterales de los brazos (pitman), hace que la viga gire alrededor del cojinete central, lo que genera que la varilla pulida se mueva hacia arriba y hacia abajo a través de su conexión con el cable y la cabeza del balancín.

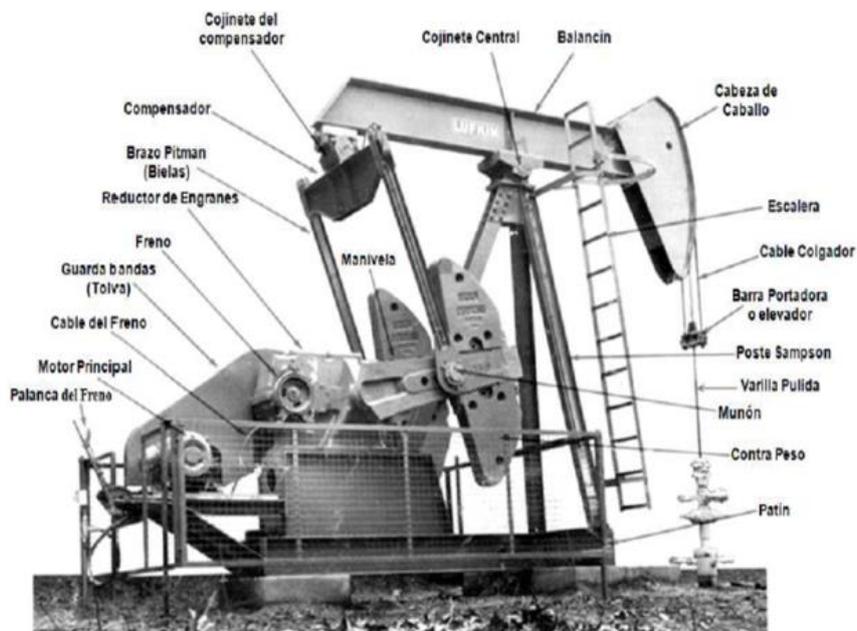


Figura 4. Unidad de Bombeo Mecánico Convencional.

Fuente: Barrón. O. & Sánchez. G. Soluciones para Problemas que se Presentan en el Bombeo Mecánico, Tesis de pregrado Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F. Ciudad Universitaria. 2009.

2.3.3. Unidad Balanceada por Aire

Esta unidad de bombeo mecánico, es básicamente similar a la balanceada por manivela. La unidad es compacta y ligera, el tanque cilíndrico alberga un pistón y un cilindro de aire. La fuerza obtenida por la compresión del aire en el cilindro permite contrarrestar parcialmente la carga del pozo. Además utiliza un dispositivo de sellado para evitar la presencia de fugas de aire entre el pistón y el cilindro.

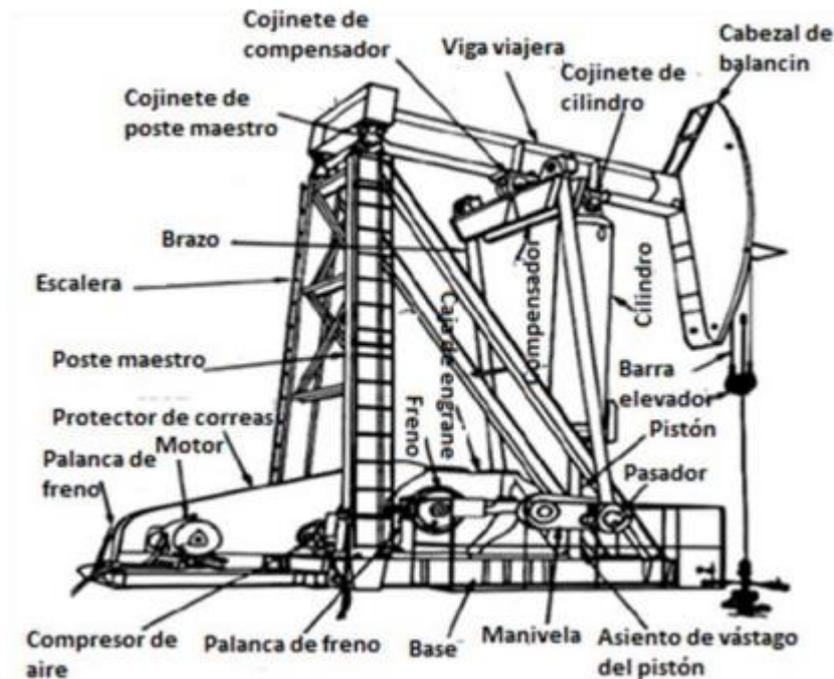


Figura 5. Unidad Balanceada por Aire.

Fuente: Alejandro. B. & Iván. R. Análisis de una Variante de Bombeo Neumático Utilizando tecnología Venturi en Campos de Crudo Pesado, Tesis de pregrado Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F. Ciudad Universitaria. 2013.

2.3.4. Unidad Convencional Beam Balance

Esta unidad es bastante similar a la unidad convencional Crank Balance, excepto que los contrapesos se encuentran ubicados en una extensión de la viga móvil. El uso de este tipo de unidades es muy limitado, más para pozos de poca profundidad, debido a que la velocidad de bombeo es muy limitada. Las altas velocidades de bombeo pueden dar como resultado fuerzas de agitación, que pueden arruinar la unidad.

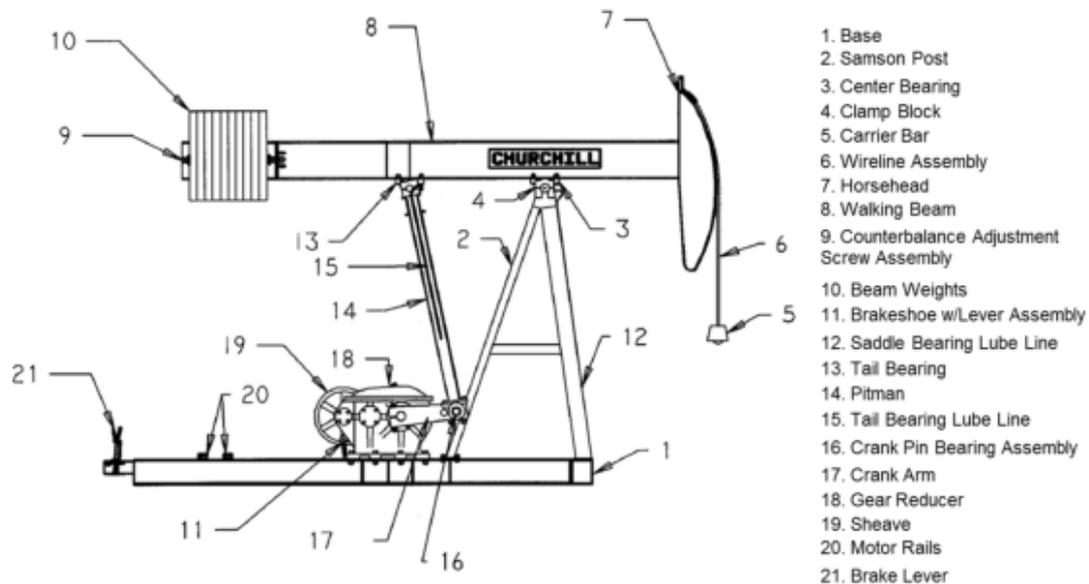


Figura 6. Unidad Beam Balance.

Fuente: Robert M. Optimización de la Producción de Pozos con Bombeo Mecánico Campo Pacoa. Tesis de Pregrado Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental, Universidad Central del Ecuador, Quito – Ecuador (2015).

2.3.5. Unidad Mark II

La unidad de bombeo mecánico Mark II, presenta tres características, las cuales permiten reducir el torque y carga con respecto a la unidad de bombeo convencional.

- La ubicación de la caja reductora.
- Presencia de un punto de apoyo en el extremo de la unidad.
- Una manivela desfasada.

La rotación de la unidad Mark II, es en contra la manecillas del reloj, debido a que el sistema de lubricación en el reductor es únicamente para este tipo de rotación. El soporte de unión transversal, el cual, es accionado por las bielas, es movido hacia adelante y se encuentra localizado cerca de la cabeza del balancín y no sobre el cigüeñal del reductor de engranes.

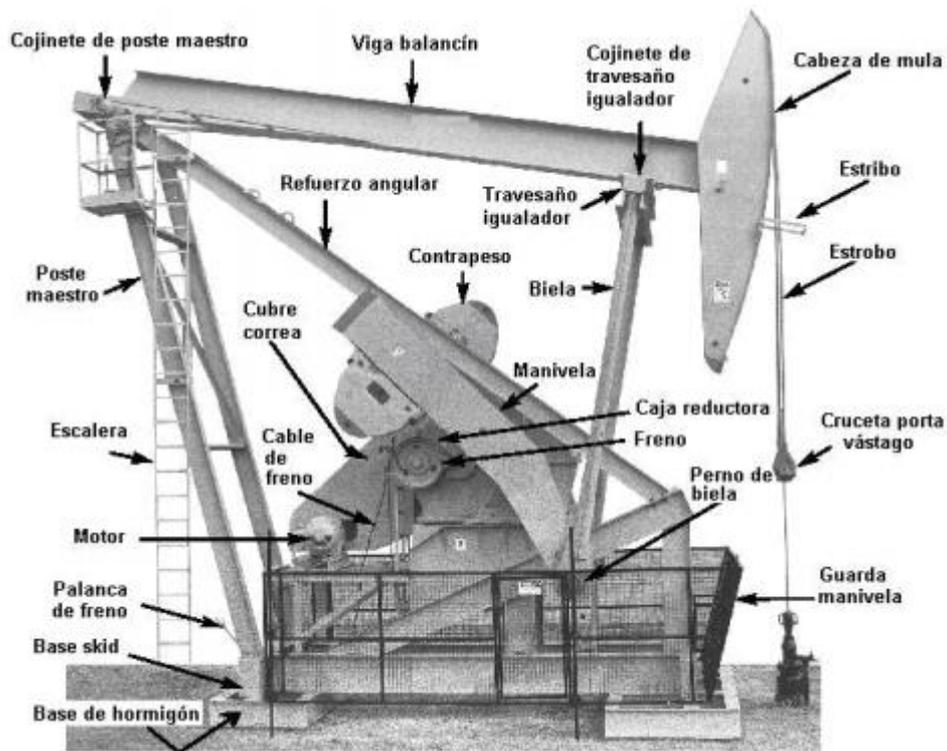


Figura 7. Unidad Mark II.

Fuente: Instituto Argentino del Petróleo y Gas (2011).

2.3.6. Unidades de Bombeo Mecánico

A continuación, se muestra un ejemplo acerca del código que representa el sistema de bombeo mecánico de acuerdo a la designación API.

Tabla 1. Unidades de Bombeo Mecánico.

C – 228D – 246 – 86	
Nomenclatura	Descripción
C	Tipo de unidad C: Convencional. M: Mark II. A: Balanceada por aire. LP: Bajo perfil
228D	Resistencia de la caja reductora (miles de lbs-pulg).
246	Máxima carga (cientos de libras).
86	Máximo recorrido (pulg).

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

2.3.7. Bomba de Fondo

La bomba de fondo, es uno de los componentes más importantes del sistema de bombeo mecánico. El tamaño del pistón de la bomba indica la tasa de producción, cargas en las varillas y cargas en los componentes que conforma el sistema. Por lo tanto, si los componentes de la bomba presentan problemas (desgaste o daño), la eficiencia de todo el sistema disminuye, afectando netamente a la productividad. Es recomendable una selección adecuada de la bomba, con el fin de mantener la eficiencia del equipo y un uso más extenso.

Existen tres tipos de bomba:

- De tubería.
- Insertables.
- Bombas de revestidor.

Sin importar el tipo de bomba, los componentes principales que la conforman son:

- Pistón.
- Barril.
- Válvula viajera.
- Válvula fija.

Los tipos de bomba pueden ser tanto de pared gruesa como de pared delgada. En el caso de los tipos de pared delgada, estos son utilizados en pozos someros debido al poco esfuerzo generado sobre las paredes de la bomba. Los barriles de pared gruesa son utilizados en pozos profundos o bombas de gran diámetro que necesiten soportar grandes niveles de fluido. La profundidad máxima del asentamiento depende del tipo de bomba.

Tabla 2. Especificaciones de la Bomba de Subsuelo.

Bomba de Pared Gruesa – Anclada en el Fondo		
Pistón (pulg)	Espesor de pared	Profundidad máxima
1.00	0.125	11,540
1.06	0.125	11,000
1.25	0.188	13,350
1.50	0.188	11,570
1.75	0.250	11,970
2.00	0.156	7,785
2.25	0.25	10,485
Barril de Pared Delgada – Anclado en el Fondo		
2.00	0.125	6,400
2.50	0.125	5,240
Bombas de Tubería		
1.75	0.25	9,600
2.25	0.25	7,870
2.75	0.25	6,660
Bomba de Revestidor		
2.75	0.25	6,660
3.25	0.25	5,770
3.75	0.25	5,090
4.75	0.25	4,120

Fuente: Theta Enterprises (2005).

2.3.7.1.Designación API para las Bombas de Subsuelo.

El Instituto Americano de Petróleo (API) por sus siglas en inglés, proporciona una forma precisa y concisa para definir los componentes de una bomba de subsuelo. La Tabla 3 presenta un ejemplo del código de una bomba de fondo.

Tabla 3. Código API de la Bomba de Subsuelo.

25 – 150 – RHBM – 30 – 5 – 4		
Nomenclatura	Descripción	
25	Diámetro de la tubería.	15: 1.900” OD. 20: 2 3/8” OD. 25: 2 7/8” OD. 30: 3 1/2” OD.
150	Diámetro interior de la bomba.	125: 1 1/4”. 150: 1 1/2”. 175: 1 3/4”. 178: 1 25/32”. 200: 2”. 250: 2 1/2”. 275: 2 3/4”.
RHBM	Descripción de la bomba	
R	Tipo de bomba.	R: Inserta. T: de Tubería.
H	Tipo de barril.	H: Pared gruesa. W: Pared delgada.
B	Tipo de asiento.	A: En el tope. B: En el fondo.
M	Tipo de anclaje.	C: De copas. M: Mecánico.
Nomenclatura	Descripción	
30	Longitud del barril (ft).	
5	Longitud del pistón (ft).	
4	Longitud de extensiones (ft).	

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

El código de la bomba establecido en la Tabla 3, representa un sistema de subsuelo cuyos componentes indican lo siguiente: una tubería de diámetro exterior de 2 7/8", una bomba de 1 1/2" de diámetro interior. Es una bomba de varillas insertables con barril viajero, pared gruesa y un ensamblaje de asentamiento mecánico. El barril es de 30 ft de longitud, tiene un pistón de 5 ft, y una extensión de 4 ft de longitud.

2.3.8. Pruebas de Pozo con Dinamómetro

2.3.8.1.Preparación para una Prueba Dinamométrica

El dinamómetro, es un instrumento de precisión, utilizado en sistemas de bombeo mecánico, para observar el comportamiento del pozo durante su producción. Sus componentes son elaborados minuciosamente, con el fin de reducir la inercia a un mínimo viable.

Para realizar una prueba dinamométrica se requiere lo siguiente:

1. Recopilar la mayor cantidad de datos posibles del pozo.
2. Realizar un cálculo aproximado del peso de la varilla más la mitad del peso teórico del fluido, sin considerar la presión por debajo del pistón, con el fin de seleccionar la escala de carga del dinamómetro.
3. El elemento de anillo adecuado, con las cuñas adjuntas para centrar las varillas pulidas deben instalarse en el dinamómetro.
4. Enganchar la aguja o lápiz de acuerdo con el procedimiento recomendado.
5. Montar un espacio en blanco en el cilindro de grabación y registrar la línea de carga cero y etiquetarlo.
6. Enrollar el cable de tracción en la polea adecuada para la longitud del recorrido del pozo que se va a probar.

Los pasos mencionados previamente se recomienda realizarlos en un laboratorio o algún otro lugar alejado del pozo.

Al llegar al pozo se recomienda lo siguiente:

1. Colocar los equipos y herramientas para la instalación del instrumento en el soporte de la varilla pulida, también llamada varillón.
2. Detener la varilla pulida con la unidad de frenado, más allá de la parte inferior de la carrera descendente.
3. Cerrar el pozo, luego instalar el dinamómetro en la varilla pulida según las instrucciones establecidas por el instrumento.

4. Asegurarse de que las slotted spherical washers (arandelas esféricas ranuradas) tengan las ranuras espaciadas cerca de 180° entre sí.
5. Colocar la abrazadera de la varilla de pulido en contacto con los anillos de pesaje y la abrazadera.
6. Si el arnés está en uso, levantar la carga, por medio de los tornillos que se incluyen, insertar las cuñas de carga y soltar los tornillos.
7. Soltar el freno de la unidad, para que los contra pesos se desplacen suavemente hacia la carga sin asistencia eléctrica y liberen la pinza de sujeción del contacto con la caja de empaquetadura.
8. Colocar el freno y quitar la abrazadera de la varilla de pulido.
9. El bombeo puede iniciar.

2.3.8.2. Toma de la Carta Dinamométrica

Para la toma de la carta es necesario dejar que el pozo bombee por unos diez minutos, o al menos el tiempo en el cual, el pozo estuvo cerrado durante el proceso de instalación del equipo. Se obtiene una gráfica antes de que transcurra dicho periodo de tiempo, la gráfica debe ser etiquetada.

Al hacer una grabación, es recomendable dejar que el lápiz trace al menos tres veces la gráfica, con el fin de mostrar las ligeras variaciones. A continuación se mostraran los pasos para la toma de una carta dinamométrica satisfactoria.

1. Soltar el lápiz al principio del primer trazo de grabación.
2. Al iniciar la segunda carrera ascendente, se debe disparar el temporizador, esto debe ser logrado exactamente al comienzo de la carrera ascendente.
3. Al comienzo de la tercera carrera ascendente, se debe detener la oscilación de la barra del temporizador y comprobar si se obtuvo una gráfica clara, en caso de que no sea clara, dejar que el lápiz retroceda para volver a tomar una gráfica.
4. Levantar el lápiz o aguja al comienzo del siguiente trazo.
5. Retirar el cilindro de sujeción de la tarjeta, esto se puede realizar sin detener el bombeo mediante una secuencia de operaciones al inicio de cada movimiento ascendente posterior.
6. Retirar la grabación del cilindro en un lugar donde no haya viento.
7. Registrar la gráfica obtenida con la siguiente información para su identificación.
 - a) Numero de grabación.
 - b) Nombre del pozo.

- c) Fecha y hora.
 - d) Longitud del stroke.
 - e) Carga de la escala.
 - f) Ciclo de pozo y dirección de rotación de las manivelas.
 - g) Frecuencia del temporizador cerca de la grabación del temporizador.
 - h) Nombre del operador.
8. Instalar una tarjeta en blanco en el cilindro y reemplazarla en el instrumento para la próxima grabación. El reemplazo del cilindro se puede realizar sin detener el bombeo.
 9. Tomar grabaciones adicionales en intervalos de tiempo de diez minutos hasta que se considere necesario a la velocidad normal de bombeo.
 10. Detener el bombeo y registrar el peso de las varillas más el fluido, solo el peso de las varillas y, por último, el peso de contrapeso en la varilla pulida. Es deseable tener estas grabaciones en un gráfico de bombeo y se deben registrar en el último gráfico tomado.

2.3.8.3. Interpretación de Cartas Dinamométricas Básicas

Los registros que se obtienen durante la toma de cartas dinamométricas superficial son interpretados por medio de un software, con el fin de obtener o calcular una carta dinamométrica de la bomba y así diagnosticar el comportamiento de la misma durante la producción del pozo.

Carta Dinamométrica de Superficie

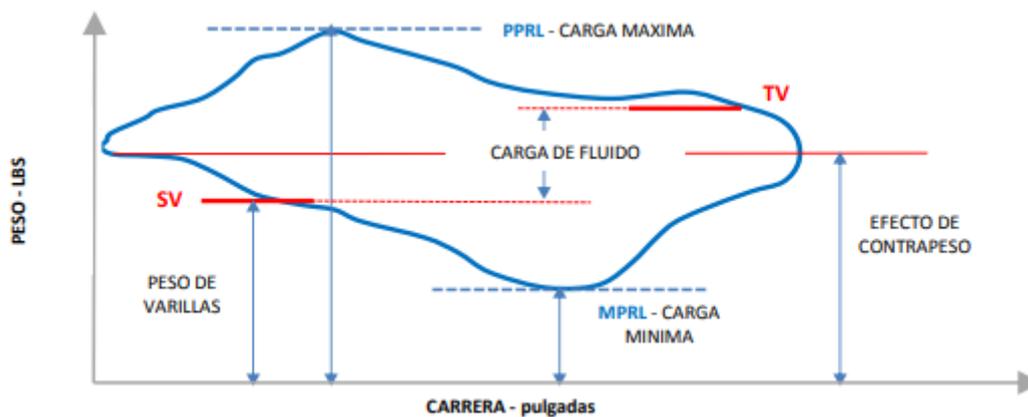


Figura 8. Carta Dinamométrica de Superficie.

Fuente: Oil Production.

Donde:

TV: Traveling Valve (Válvula viajera).

SV: Standing Valve (Válvula fija).

PPRL: Peak Polished Rod Load (Carga máxima de la barra pulida).

MPRL: Minimum Polished Rod Load (Carga mínima de la barra pulida).

Carta Dinamométrica de Fondo

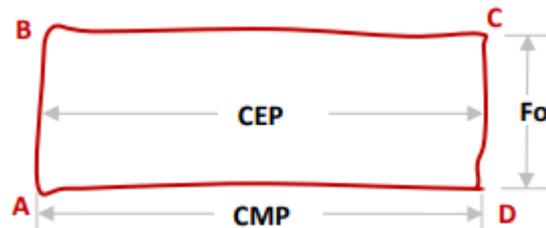


Figura 9. Carta Dinamométrica de Fondo.

Fuente: Oil Production.

Donde:

A: Punto muerto inferior de la carrera.

C: Punto muerto superior de la carrera.

CEP: Carrera efectiva del pitón, también llamado EPT.

Fo: Carga de fluido.

CMP: Carrea máxima del pistón, también llamado MPT.

CEP: Longitud de la carrera del pistón, cuando la carga total del fluido esta sobre la válvula fija.

Fo: fuerza que actúa sobre el pistón, por la diferencia de presión que existe sobre el mismo.

CMP: Máxima longitud de movimiento del pistón, con respecto al barril durante una carrera completa.

Existen varios problemas presente durante el proceso de producción, ya sea por falencias del equipo o características de la formación, por lo tanto, las cartas dinamométricas no siempre tendrán un mismo comportamiento.

A continuación se presentan cartas dinamométricas típicas de problemas más comunes presentes durante el periodo de producción de un pozo:

Interpretación

Llenado Completo de la Bomba

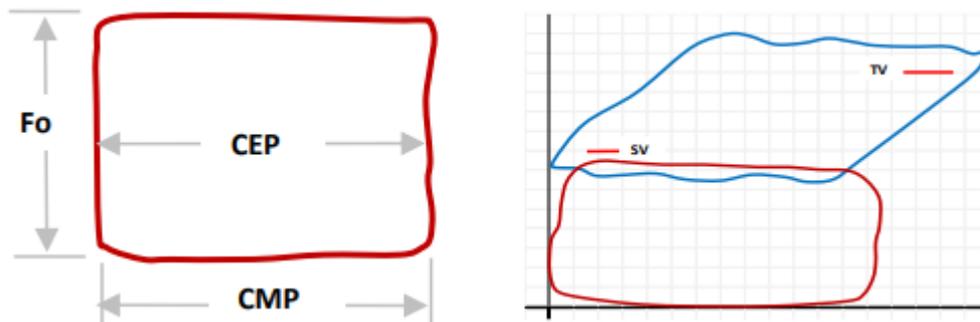


Figura 10. Carta Dinamométrica (Llenado Completo de la Bomba).

Fuente: Oil Production.

El llenado completo de la bomba, ocurre cuando la carta muestra la formación de un cuadro semi-perfecto o perfecto durante la extracción de crudo, lo cual indica que no existen pérdidas de fluido.

Ancla Libre

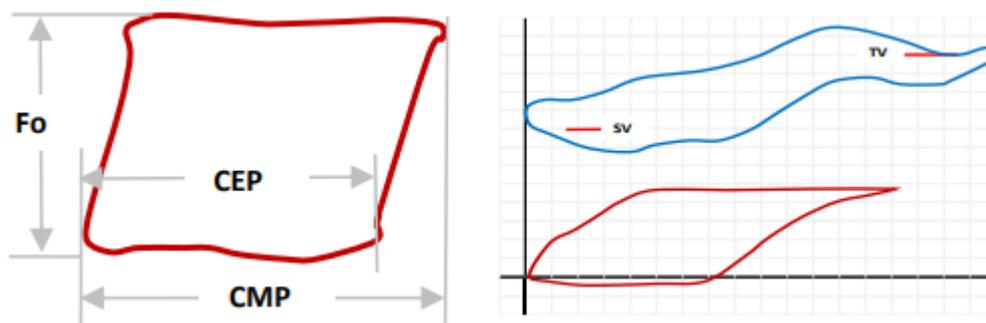


Figura 11. Carta Dinamométrica (Ancla Libre).

Fuente: Oil Production.

El anclaje libre o flojo, ocurre debido a que la válvula viajera se abre durante la carrera descendente, la carga del fluido es transferida al pistón generando un estiramiento en la sarta de tubería.

Desgaste en Válvula Viajera o Pistón

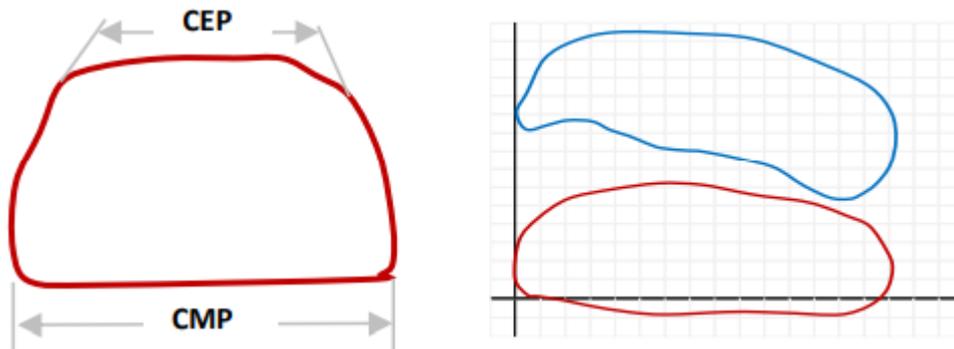


Figura 12. Carta Dinamométrica (Desgaste en Válvula Viajera o Pistón).

Fuente: Oil Production.

Este tipo de cartas se obtienen, cuando ocurre un desgaste, principalmente en la válvula viajera, esto ocasiona que no ocurra un cierre perfecto y produzca un medio de comunicación entre la columna de fluido y el fondo, causando que el fluido que se encuentra en la válvula viajera se regrese.

Perdida en Válvula Fija

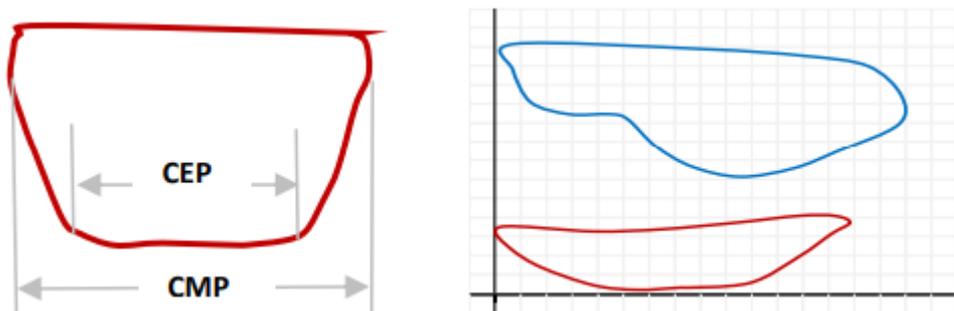


Figura 13. Carta Dinamométrica (Perdida en Válvula Fija).

Fuente: Oil Production.

Cuando una carta registra pérdida de fluido en la válvula fija, es debido a la presencia de un desgaste en la misma, de forma similar que cuando existe un desgaste en la válvula viajera, es decir, que el fluido que ingresa en la válvula tiende a salir, este problema se puede determinar observando el comportamiento de la gráfica, donde se observa una curva al momento de la carrera descendente.

Golpe de Fluido

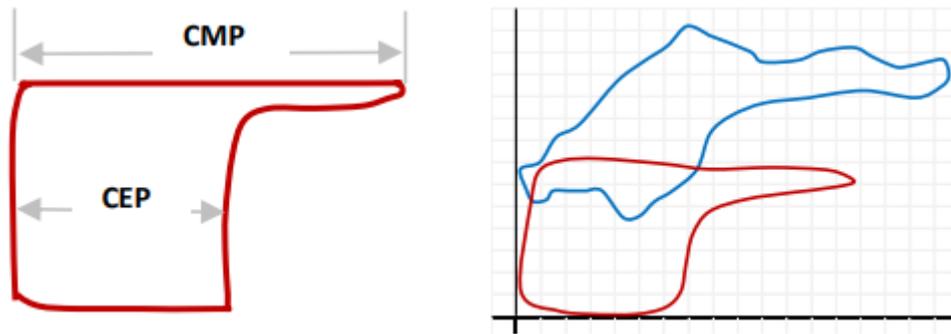


Figura 14. Carta Dinamométrica (Golpe de Fluido).

Fuente: Oil Production.

Los golpes de fluidos, ocurren por lo general, cuando el diseño del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico no se equipara con la restauración del pozo (nivel de líquido), es decir, que durante la extracción, el pistón no se llena en su totalidad y al bajar genera un golpe fuerte al hacer contacto con el fluido.

Interferencia de Gas

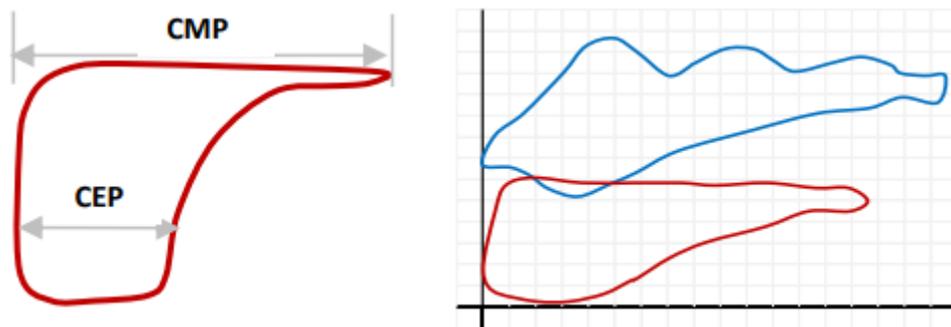


Figura 15. Carta Dinamométrica (Interferencia de Gas).

Fuente: Oil Production.

La interferencia de gas, se produce debido a que existe gas disuelto presente por debajo de la succión de la bomba, donde gran parte de la carrera del pistón se encarga en comprimir el gas.

Bajo Recorrido del Pistón

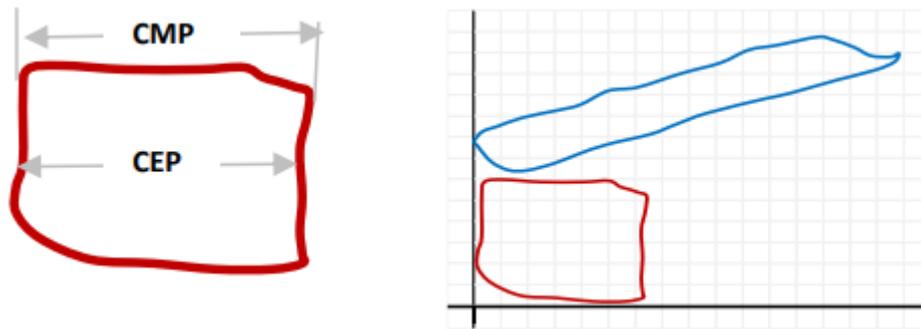


Figura 16. Carta Dinamométrica (Bajo Recorrido del Pistón).

Fuente: Oil Production.

También llamado estiramiento de varillas excesivo, se representa en el dinamómetro de superficie por un gasto en la carrera ascendente, hasta llegar a la máxima carrera y se representa en la gráfica de fondo, que la carrera efectiva es mucho menor que la carrera máxima en superficie, el estiramiento se asocia debido a la presencia de fluidos viscosos, excesivo entre varillas y tubing y también entre pistón y barril de la bomba.

Golpe de Bomba

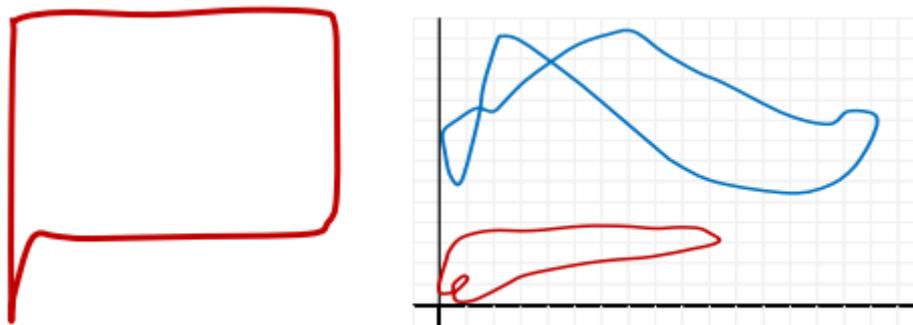


Figura 17. Carta Dinamométrica (Golpe de Bomba).

Fuente: Oil Production.

El golpe de bomba ocurre cuando el pistón de la bomba queda espaciado muy por debajo, lo cual genera un golpe en el fondo durante la carrera descendente.

Pesca de Varillas de Bombeo

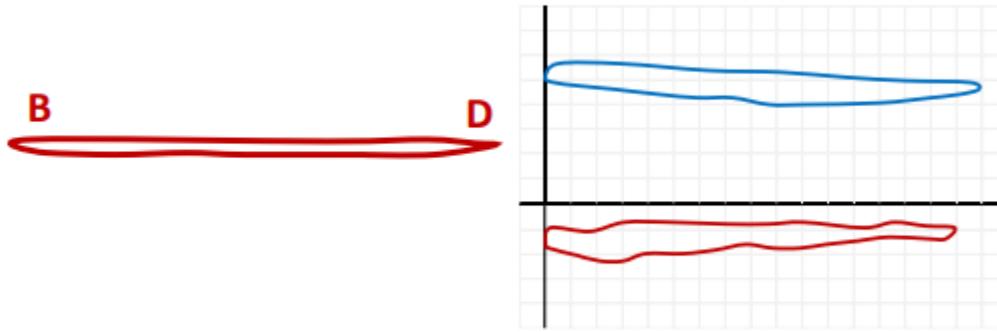


Figura 18. Carta Dinamométrica (Pesca de Varillas de Bombeo).

Fuente: Oil Production.

Es muy evidente cuando ocurre este problema, porque la bomba de subsuelo no trabaja, por lo tanto no existe un área de trabajo, es decir, que el equipo de bombeo solo alzará y bajará las varillas sin generar producción y la carta dinamométrica simplemente reflejará una línea horizontal, coincidente con la carga de las válvulas.

Pozo Fluyente/Surgente



Figura 19. Carta Dinamométrica (Pozo Fluyente/Surgente).

Fuente: Oil Production.

Este problema ocurre por una agitación inducida por la bomba, las válvulas del equipo de subsuelo se mantienen abiertas en ambas carreras mientras el pozo fluye, esto se debe a que la presión de fondo fluyente (pwf) las mantiene abiertas. Este tipo de comportamiento de la gráfica tiende a confundirse con la gráfica de pesca de varillas de bombeo o también llamada varillas rotas.

2.4. Comportamiento de Afluencia de Pozos

El comportamiento de afluencia de pozos, se lo determina mediante una gráfica, la cual se encuentra representada por la relación entre tasa de producción (Q) vs la presión de fondo fluyente (pwf) del pozo, por lo tanto, se lo considera como una medida cualitativa y cuantitativa de la capacidad de producción entre el pozo y la formación productora.

Para obtener la curva del comportamiento de afluencia de pozo, se requiere conocer las curvas de Inflow Performance Relationship y Vertical Lift Performance, la cuales se las puede determinar mediante diferentes métodos y correlaciones.

2.4.1. Inflow Performance Relationship (IPR)

La curva IPR, es una herramienta matemática utilizada para evaluar el rendimiento del pozo, mediante una gráfica que indica el comportamiento de la presión de fondo fluyente “Pwf” vs la tasa de producción del pozo “Q”. Los datos se obtienen al medir diferentes caudales bajo diferentes presiones de fondo y el comportamiento de la curva dependerá de la composición del fluido del yacimiento. Las ecuaciones matemáticas para determinar el comportamiento de la curva, se basan en modelos de índice de productividad.

Existen varios métodos para la obtención de la curva IPR, establecida por varios autores, entre ellos el método de Darcy, Vogel, Standing, entre otros.

Para la obtención de la curva IPR del presente trabajo, se utilizará el método de Standing para IPR presente y futura. Los parámetros para la obtención de la curva IPR se presentan a continuación:

Tabla 4. Parámetros para la Obtención de la Curva IPR.

Datos de Pruebas	
Pr	μ_o
Pwf	Bo
Qo	Kro

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Donde:

Pr: Presión de Yacimiento.

μ_o : Viscosidad del Petróleo.

Pwf: Presión de Fondo Fluyente.

Bo: Factor Volumétrico del Petróleo.

Qo: Caudal del Petróleo.

Kro: Permeabilidad Relativa del Petróleo.

2.4.2. Vertical Lift Performance (VLP)

Como se mencionó anteriormente, para determinar la curva Inflow, se parte generalmente de modelos de índice de productividad, mientras que la curva Outflow o también llamada VLP (Vertical Lift Performance) se obtiene mediante correlaciones, las más comunes son: Hagedorn & Brown, Beggs & Brill, Duns & Ros. Una vez obtenida la curva Outflow y la curva Inflow se genera una intersección, la cual indica la condición actual u óptima para el pozo en estudio. Para el desarrollo de la curva Outflow en el presente estudio, se utilizará la correlación de Hagedorn & Brown. Para ello se requiere conocer los siguientes parámetros:

Tabla 5. Parámetros para la Obtención de la Curva Outflow.

Datos de Prueba	
Datos de la Formación	Datos del Pozo
GLR	T_s
API	T_F
SGw	ΔP
SGg	H
μ_g	P_{wh}
σ_o	Φ
σ_w	Pa
-	r

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Donde:

Datos de la Formación

GLR: Relación Gas Líquido.

API: Gravedad API del Petróleo.

SGw: Gravedad Específica del Agua.

σ_w : Tensión Superficial del Agua.

μ_g : Viscosidad del Gas

SGg: Gravedad Específica del Gas.

σ_o : Tensión Superficial del Petróleo.

Datos del Pozo

T_s: Temperatura superficial.

Φ: Diámetro del Tubing.

T_F: Temperatura de Fondo.

P_{wh}: Presión en Cabeza del Pozo.

ΔP: Diferencial de Presiones.

H: Profundidad.

P_a: Presión Atmosférica.

r: Rugosidad del Tubing.

2.4.3. Correlaciones Empíricas para Sistemas de Petróleo de Acuerdo a las Condiciones del Campo GGV

Las correlaciones empíricas, permiten determinar propiedades del fluido en el yacimiento, sin embargo, presentan un rango de aplicabilidad limitado, por tal razón, se determinaran los factores para la obtención de las curvas IPR y VLP de acuerdo a las condiciones actuales del Campo GGV.

2.4.3.1. Factor Volumétrico del Petróleo (B_o)

El factor volumétrico del petróleo, se define como la relación entre el volumen de petróleo y gas disuelto en condiciones del yacimiento y el volumen del petróleo en condiciones normales. De acuerdo a las condiciones actuales del campo, la correlación aplicada para el cálculo del B_o es la propuesta por Standing en petróleo saturado, matemáticamente se expresa de la siguiente manera:

$$\beta_o = 0.972 + 0.000147(R_s \sqrt{\frac{SG_g}{SG_o}}) + 1.25T \quad (1)$$

Donde,

R_s: Solubilidad del Gas.

SG_g: Gravedad Específica del Gas.

SG_o: Gravedad Específica del Petróleo.

T: Temperatura.

El rango de aplicabilidad, para la obtención del factor volumétrico del petróleo se presenta a continuación, en la Tabla 6:

Tabla 6. Correlación de Standing - Rangos de Aplicabilidad (Bo).

Parámetros	Rango
PB	130 - 7000 psi
T _f	100 - 258 °F
API	16.5 - 63.8 °API
SG _g	0.509 - 0.95
Rs	20 - 1425 PCN/BC

Fuente: Bánzer. C. (1996). Correlaciones Numéricas PVT. Universidad de Zulia.

2.4.3.2. Permeabilidad Relativa del Petróleo

La permeabilidad relativa del petróleo, es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta de un fluido, a una saturación determinada. Para el cálculo de la curva IPR, se la calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$K_{ro} = \left[\frac{1 - SOR - S_w}{1 - SOR - S_{wirr}} \right]^2 \quad (2)$$

Donde,

SOR: Saturación de Petróleo Residual.

S_w: Saturación de Agua.

S_{wirr}: Saturación de Agua Irreducible.

2.4.3.3. Solubilidad del Gas (Rs)

La solubilidad del gas, se la define como el volumen de gas que se encuentra en solución en petróleo crudo a determinada presión y temperatura, su cálculo es posible debido a que se encuentra ligada a factores como: gravedad específica del gas, el grado API del petróleo, la temperatura y la presión. De acuerdo a las condiciones actuales del campo, la correlación aplicada para el cálculo de Rs es la propuesta por Standing, matemáticamente se expresa de la siguiente manera:

$$R_s = S_{G_g} \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.0125API - 0.00091T)} \right]^{1.2048} \quad (3)$$

Donde,

SG_g: Gravedad Específica del Gas.

P: Presión.

API: Gravedad API del Petróleo.

T: Temperatura.

El rango de aplicabilidad, para la obtención de la solubilidad del gas se presenta a continuación:

Tabla 7. Correlación de Standing - Rangos de Aplicabilidad (Rs).

Parámetros	Rango
PB	130 - 7000 psi
T _f	100 - 258 °F
API	16.5 - 63.8 °API
SG _g	0.509 - 0.95
Rs	20 - 1425 PCN/BC

Fuente: Bánzer. C. (1996). Correlaciones Numéricas PVT. Universidad de Zulia.

2.4.3.4. Viscosidad del Petróleo

Para el cálculo de la viscosidad del petróleo, se requieren de 2 procesos, primero se debe calcular la viscosidad del petróleo muerto, para ello existen 3 tipos de correlaciones, los cuales requieren del valor de la temperatura y de la gravedad API, y en el segundo proceso, se calcula la viscosidad del petróleo saturado, el cual requiere de la solubilidad del gas y de la viscosidad del petróleo muerto para su obtención.

- **Viscosidad del Petróleo Muerto (μ_{pm})**

De acuerdo a las condiciones actuales del campo, la correlación utilizada para el cálculo de la viscosidad del petróleo muerto μ_{pm} es la de Glaso y se presenta a continuación:

$$\mu_{pm} = (3.141 \times 10^{10})(T^{-3.444}) \times [\text{Log}(API)]^A \quad (4)$$

Donde,

$$A = 10.313\text{Log}(T) - 36.447$$

- **Viscosidad del Petróleo Saturado (μ_{ps})**

De acuerdo a las condiciones actuales del campo, el cálculo de viscosidad debe realizarse para petróleo saturado y no sub-saturado. La correlación utilizada para el cálculo de petróleo saturado, es la correlación de Beggs y Robinson, matemáticamente se expresa de la siguiente manera:

$$\mu_{ps} = a(\mu_{pm})^b \quad (5)$$

Donde,

$$a = 10.715(Rs + 100)^{-0.515}$$

$$b = 5.44(Rs + 150)^{-0.338}$$

2.4.4. Propiedades Físicas del Fluido

Para determinar la curva Outflow o VLP no solo se consideran los parámetros del pozo, si no también, se consideran diferentes parámetros de formación, los cuales se presentan a continuación:

2.4.4.1. Gravedad Específica del Agua

La gravedad específica, es la relación que hay entre el peso específico de una sustancia y el peso específico del agua a una determinada presión y temperatura.

2.4.4.2. Gravedad Específica del Gas

La gravedad específica del gas, se la denomina como la relación de la densidad del gas y del aire seco, la gravedad específica del gas también puede obtenerse por medio de análisis cromatográficos. Por medio de ecuación se la expresa de la siguiente manera:

$$SG_g = \frac{\rho_g}{\rho_{air}} \quad (6)$$

o

$$SG_g = \frac{M_g}{M_{air}} \quad (7)$$

2.4.4.3. Viscosidad del Gas

La viscosidad, se define como una propiedad de fluidos que indica resistencia al flujo, en otras palabras, es la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. A diferencia de un líquido, al existir un aumento de temperatura a una presión constante la viscosidad del gas aumenta, debido a que no predominan las fuerzas de cohesión.

$$\mu_g = f(T, p) \quad (8)$$

2.4.4.4. Gravedad API

La gravedad API, es una escala desarrollada por el Instituto Americano del Petróleo, para medir la densidad relativa de varios crudos. Fue diseñada de manera tal que la mayoría de los valores quedaran entre 10° y 70° de gravedad API. La fórmula arbitraria utilizada para obtener su valor es:

$$API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (9)$$

2.4.4.5. Relación Gas - Líquido (GLR)

La relación gas líquido, se la define como la relación, entre la tasa de producción de gas y la tasa de producción de líquido, la formula arbitraria para determinar su valor se presenta a continuación:

$$GLR = \frac{Q_G}{Q_L} = \frac{Q_G}{Q_o + Q_w} \quad (10)$$

2.5. Sistema Separador de Gas

La implementación de un sistema separador de gas en el fondo del pozo, permite una mayor producción debido al mayor ingreso de líquido a la bomba, por lo tanto, mejora la eficiencia del sistema de levantamiento artificial, en este caso, bombeo mecánico, es decir, que a su vez corrige los problemas causados por un llenado incompleto de la bomba (Golpe de Fluido), generando una reducción de costos, por consiguiente, genera un aumento de ingreso.

2.5.1. Cálculo del Separador de Gas en el Equipo de Subsuelo

La solución para minimizar en un gran porcentaje el problema por interferencia de gas durante el proceso de extracción en los pozos seleccionados, es a través de, la inclusión un separador de fondo en la bomba de subsuelo. Actualmente los pozos seleccionados presentan un niple perforado y un tapón, utilizados como filtros, con el fin de que no ingrese ningún tipo de sólido a la bomba.

Existen 3 tipos de separadores o ancla de gas:

- Ancla de Gas Natural.
- Ancla de Gas “Poor Boy”
- Ancla de Gas Tipo Empacadura.

Ancla de Gas Natural

Este tipo de separador de gas se basa en colocar la bomba por debajo de los disparos, con el fin de que el gas presente en el pozo, por diferencia de densidad no ingrese a la misma, este método es el más simple para minimizar la presencia de gas en la entrada de bomba.

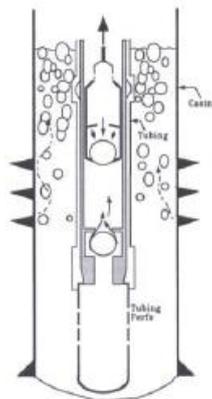


Figura 20. Ancla de Gas Natural.

Fuente: Theta Enterprise, Inc. (2005). Optimización de Bombeo Mecánico. Maracaibo – Venezuela.

Ancla de Gas “Poor Boy”

Este tipo de separador de gas es el más utilizado, sin embargo, no siempre es efectivo, depende generalmente de su tamaño, es decir, que mientras haya un mayor área para que el fluido fluya hacia abajo existirá un mayor tiempo de separación y sería mucho más efectivo.

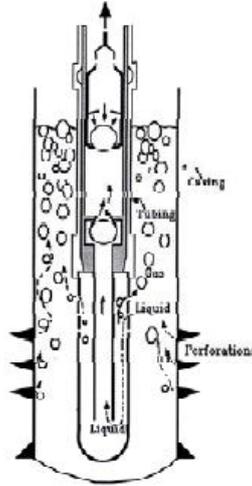


Figura 21. Ancla de Gas “Poor Boy”.

Fuente: Theta Enterprise, Inc. (2005). Optimización de Bombeo Mecánico. Maracaibo – Venezuela.

- **Poor Boy Modificado:** Es lo mismo que el ancla de gas “Poor Boy”, sin embargo, cuenta con un sobredimensionado del separador el cual hace que la separación del gas sea mucho más efectiva.

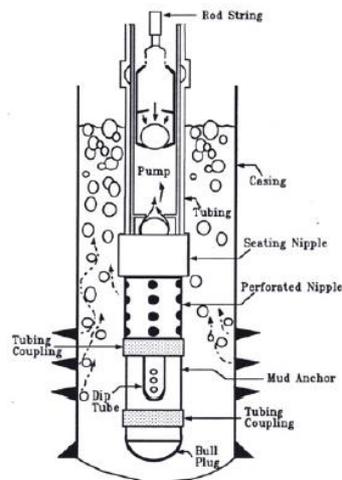


Figura 22. Ancla de Gas “Poor Boy” Modificado.

Fuente: Theta Enterprise, Inc. (2005). Optimización de Bombeo Mecánico. Maracaibo – Venezuela.

Ancla de Gas Tipo Empacadura

Este tipo de ancla de gas presenta buenos resultados, el diseño consta de una empacadura y un tubo spill-over, el fluido (Petróleo y Gas) que ingresa al pozo, fluye por el spill-over dentro del espacio anular del casing, donde, por diferencia de densidades el gas se ubica por encima del petróleo permitiendo así que no ingrese a la bomba.

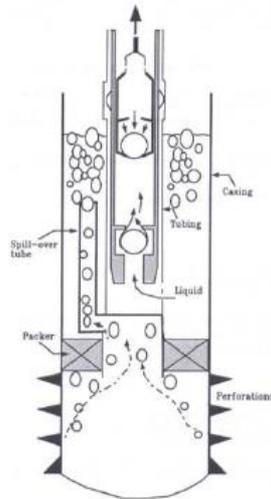


Figura 23. Ancla de Gas Tipo Empacadura.

Fuente: Theta Enterprise, Inc. (2005). Optimización de Bombeo Mecánico. Maracaibo – Venezuela.

2.5.2. Pasos para el Diseño de Separador de Gas

Para el presente estudio y por las condiciones de los pozos presentes en la Sección Petrópolis, se determinó, que la mejor opción para minimizar la interferencia de gas en la bomba de subsuelo, es por medio de, la inclusión del separador de gas. Para ello se procederá a calcular las dimensiones de cada herramienta con respecto a las condiciones de cada pozo.

1. Determinar la tasa de producción del diseño de la bomba, para seleccionar el tamaño de la tubería de succión.
 - Si la tasa de producción es menor a 100 bbl/d se recomienda tubería de succión de $\frac{3}{4}$ ".
 - Si la tasa de producción es mayor a 100 bbl/d y menor a 200 bbl/d se recomienda tubería de succión de 1".
 - Si la tasa de producción es mayor a 200 bbl/d se recomienda tubería de succión de 1 $\frac{1}{4}$ " o mayores.

2. Determinar la longitud de la carrera de fondo. Esto se lo puede determinar por medio de programas como Rodstar, en caso de no obtener el dato se puede utilizar la longitud de la carrera de superficie.

3. Calcular el área de flujo (pulg^2)

$$A_f = 0.01872 \times BFPD \quad (\text{pulg}^2) \quad (11)$$

4. Para disminuir la caída de presión en el niple perforado, se recomienda que el área de las perforaciones sea cuatro veces el área flujo, por lo tanto:

$$A_{perf} = 4 \times A_f \quad (\text{pulg}^2) \quad (12)$$

5. Si el sistema desea contar con la presencia de un niple ranurado, puede calcularse el número de ranuras de $\frac{1}{2}$ " por 4" lo cual es recomendado, de la siguiente manera:

$$N_{Rn} = \frac{A_{perf}}{2} \quad (\text{pulg}^2) \quad (13)$$

6. Calcular el número de ranuras de $\frac{1}{4}$ " por 4" de la tubería de succión, para ello, se utiliza un área de flujo igual a cuatro veces el área de flujo de la válvula fija, con el fin de minimizar la caída de presión entre las perforaciones de la tubería de succión y la entrada a la bomba. Para ello se requiere de la siguiente formula:

$$TubSuc_{Rn} = 4 \times A_{VF} \quad (14)$$

El área de la válvula fija, se la puede obtener por medio de la Tabla 8, la cual indica diferentes datos de bombas comunes utilizadas para la extracción de hidrocarburo.

7. Calcular el área de flujo mínimo en el separador.

$$A_{\min T.B.} = A_f + A_{ext TbSuc.} \quad (\text{pulg}^2) \quad (15)$$

El área externa de la tubería de succión se la puede obtener en la Tabla 9.

8. Determinar el tamaño real del separador, por medio de, la Ecuación 15, es decir, que el valor obtenido en dicha ecuación sirve de referencia para obtener la medida real del separador en la Tabla 9, por lo tanto, el valor para determinar la medida, debe tener un área de flujo igual o mayor que la obtenida anteriormente. El valor real del área externa del separador se la puede obtener de igual manera en la Tabla 9.

9. Calcular el área real del separador.

$$A_{RT.B.} = \text{Area ID}(Tubbar) - \text{Area OD}(Tubsuc) \quad (\text{pulg}^2) \quad (16)$$

10. Calcular el volumen del área quieta, entre el diámetro externo de la tubería de succión y diámetro interno del separador, es recomendable usar el doble del desplazamiento volumétrico de la bomba, por lo tanto:

$$V_s = 2 \times A_p \times S_p \quad (17)$$

11. Calcular la longitud del área quieta.

$$L_s = \frac{V_s}{A_{RT.I.}} \quad (18)$$

12. Calcular la longitud total de la tubería de succión añadiendo L_s , longitud de ranuras, de cuellos y de las roscas. También hay que asegurarse que el diámetro externo del separador no sea más grande que el casing.

Tabla 8. Diámetro y Área de Pistón y Válvula Fija.

Diámetro del Pistón (pulg)	Área del Pistón (pulg²)	ID del Asiento de la Válvula Fija	Área de Flujo del Asiento de la Vf (pulg²)
1 1/16"	0.887	0.500	0.196
1 1/4"	1.227	0.578	0.262
1 1/2"	1.767	0.656	0.338
1 5/8"	2.074	0.656	0.338
1 3/4"	2.405	0.844	0.559
1 25/32"	2.490	-	-
2	3.142	0.937	0.689
2 1/4"	3.976	1.062	0.887
2 1/2"	4.909	1.312	1.350
2 3/4"	5.940	1.312	1.350
3 1/4"	8.296	1.688	2.238
3 3/4"	11.045	1.75	2.405

Fuente: Theta Enterprise, Inc. (2005). Optimización de Bombeo Mecánico. Maracaibo – Venezuela.

Tabla 9. Medidas, Dimensiones y Área de Tuberías Estándar.

Tamaño de la tubería (nominal)	ID (pulg)	Área ID (pulg²)	OD (pulg)	Área OD (pulg²)	Diámetro del cuello (pulg)
¾"	0.824	0.533	1.05	0.866	1.313
1"	1.049	0.867	1.315	1.358	1.576
1 ¼"	1.380	1.496	1.66	2.164	2.054
1 ½"	1.61	2.036	1.90	2.835	2.20
2"	1.995	3.1245	2.375	4.43	3.063
2 ½"	2.441	4.68	2.875	6.492	3.668
3"	3.068	7.393	3.50	9.62	4.25
3 ½"	3.548	9.886	4.00	12.566	4.625
4	4.026	12.73	4.50	15.90	5.20

Fuente: Theta Enterprise, Inc. (2005). Optimización de Bombeo Mecánico. Maracaibo – Venezuela.

CAPÍTULO III

Metodología del Trabajo

3.1.Campo Gustavo Galindo Velasco – Sección Petrópolis

La Sección Petrópolis corresponde a la Zona Norte del Campo, cuenta con la presencia de 28 pozos, 5 de ellos en la actualidad se encuentran en estado parado transitorio, y 23 en estado productivo, por lo tanto, la producción de la Sección Petrópolis proviene del 82% de los pozos presentes.

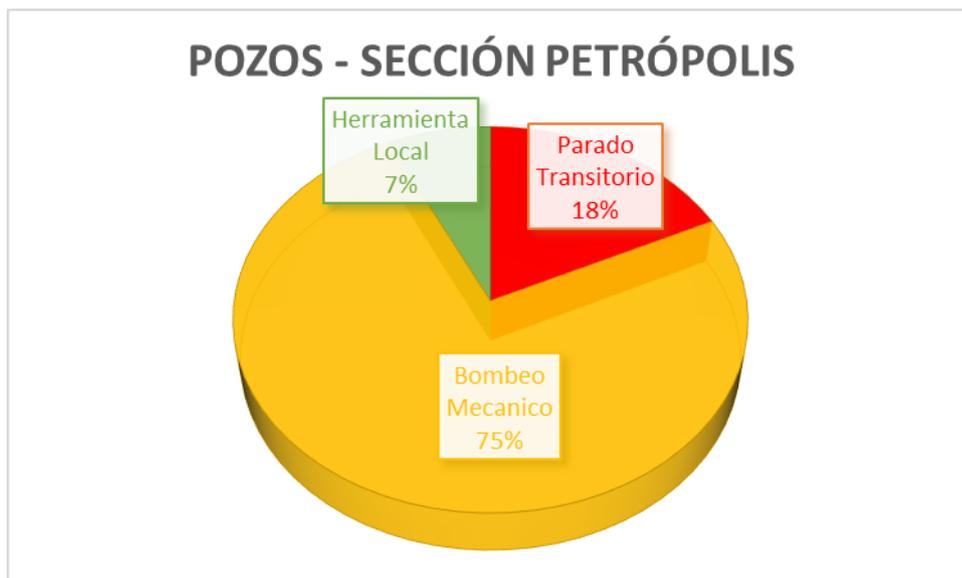
A continuación, se muestra la lista de pozos presentes en la sección:

Tabla 10. Pozos Presentes en la Sección Petrópolis.

Pozos Sección Petrópolis			
No.	Nombre	No.	Nombre
1	PET0100	15	PET0116
2	PET0101	16	PET0119
3	PET0103	17	PET0120
4	PET0104	18	PET0121
5	PET0106	19	PET0122
6	PET0107	20	PET0123
7	PET0108	21	PET0124
8	PET0109	22	PET0125
9	PET0110	23	PET0126
10	PET0111	24	PET0127
11	PET0112	25	PET0128
12	PET0113	26	PET0129
13	PET0114	27	PET0130
14	PET0115	28	PET0131

Fuente: Pacifpetrol S.A.

La producción del crudo en la sección Petrópolis, se la realiza mediante dos tipos diferentes de levantamiento artificial, Bombeo Mecánico y Herramienta Local, siendo el Bombeo Mecánico el más utilizado en la presente sección.



Gráfica 1. Distribución de los Pozos de la Sección Petrópolis.

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

La Gráfica 1, muestra el porcentaje de sistema de extracción de los pozos presentes en la sección Petrópolis, donde, se puede apreciar que el sistema por Bombeo Mecánico es aplicado en 21 pozos, mientras que el sistema por Herramienta Local es aplicado en 2 pozos.

Los pozos que se encuentran actualmente en estado Parado Transitorio se muestran en la Tabla 11 y no serán considerados para el presente estudio.

Tabla 11. Pozos en Estado Parado Transitorio - Sección Petrópolis.

Pozos en Estado Parado Transitorio	
No.	Nombre
1	PET0103
2	PET0110
3	PET0116
4	PET0123
5	PET0124

Fuente: Pacifpetrol S.A.

A continuación, se presentan los pozos que se encuentran actualmente en estado productivo en la Sección Petrópolis, con su respectiva capacidad de producción:

Tabla 12. Producción Total - Sección Petrópolis.

Pozos	Sistema de Extracción	Ciclo	Potencial	BPPD
PET0100	HL	40	6	0.15
PET0101	BM	1	6	6
PET0104	BM	14	6	0.43
PET0106	BM	5	11	2.2
PET0107	BM	5	9	1.8
PET0108	BM	12	4	0.33
PET0109	BM	10	4	0.4
PET0111	BM	13	2	0.15
PET0112	HL	40	8	0.2
PET0113	BM	13	3	0.23
PET0114	BM	10	10	1
PET0115	BM	5	8	1.6
PET0119	BM	10	6	0.6
PET0120	BM	1	3	3
PET0121	BM	1	3	3
PET0122	BM	6	5	0.83
PET0125	BM	1	3	3
PET0126	BM	6	7	1.17
PET0127	BM	6	5	0.83
PET0128	BM	15	3	0.2
PET0129	BM	5	8	1.6
PET0130	BM	15	4	0.27
PET0131	BM	7	6	0.86
Producción Herramienta Local				0.35
Producción Bombeo Mecánico				29.5
Producción Total				29.85

Fuente: Pacifpetrol S.A.

La Tabla 12, muestra los ciclos de producción de cada pozo, el potencial de producción y el total de producción de cada sistema de levantamiento artificial, utilizado en los diferentes pozos, donde, se puede observar que por medio del sistema de Bombeo Mecánico, se obtiene una producción de 29.5 BPPD, es decir que más del 98% de producción de esta sección se debe a la aplicación del Bombeo Mecánico.



Gráfica 2. Producción de Crudo - Sección Petrópolis.

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

3.2. Análisis de Pozos

La selección de pozos candidatos a ser intervenidos, se realizará por medio de un análisis de cartas dinamométricas, con el fin de determinar los problemas presentes durante el proceso de producción.

Para la resolución de los análisis como se mencionó anteriormente, no se consideraran los pozos que se encuentran en estado Parado Transitorio, pozos que actualmente producen por Herramienta Local y pozos que no cuenten con información básica e histórica necesaria.

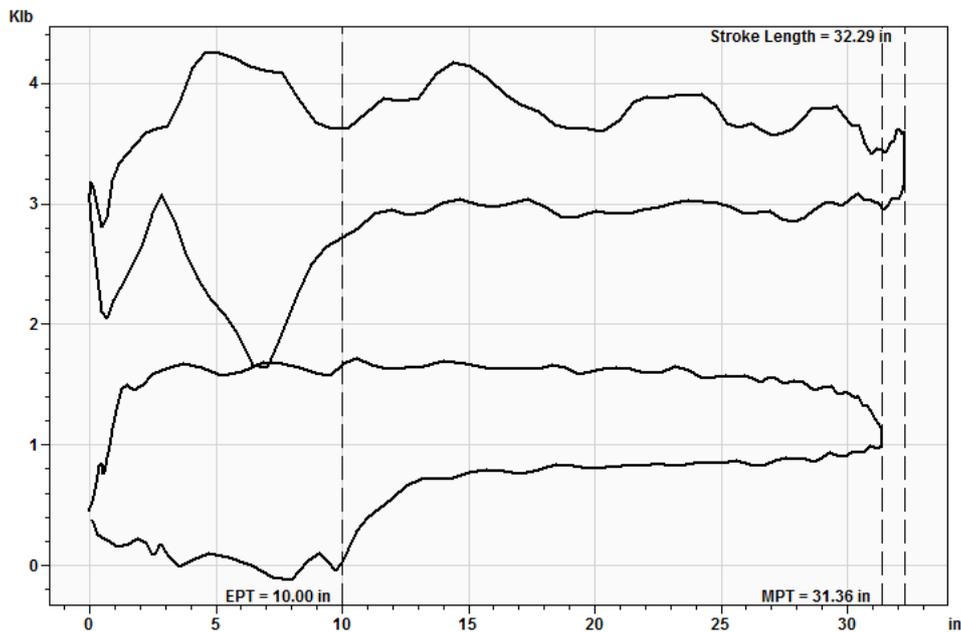
Los pozos seleccionados, para el respectivo análisis de las cartas dinamométricas, se muestran a continuación, en la Tabla 13.

Tabla 13. Pozos Seleccionados para Análisis.

Selección de Pozos					
No.	Nombre	No.	Nombre	No.	Nombre
1	PET0101	8	PET0114	15	PET0127
2	PET0104	9	PET0115	16	PET0128
3	PET0106	10	PET0119	17	PET0129
4	PET0108	11	PET0120	18	PET0130
5	PET0109	12	PET0121	19	PET0131
6	PET0111	13	PET0125		
7	PET0113	14	PET0126		

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Pozo PET0101



Gráfica 3. Dinagrama PET0101.

Fuente: Software TAM Echometer.

Realizado por: Pacifpetrol S.A.

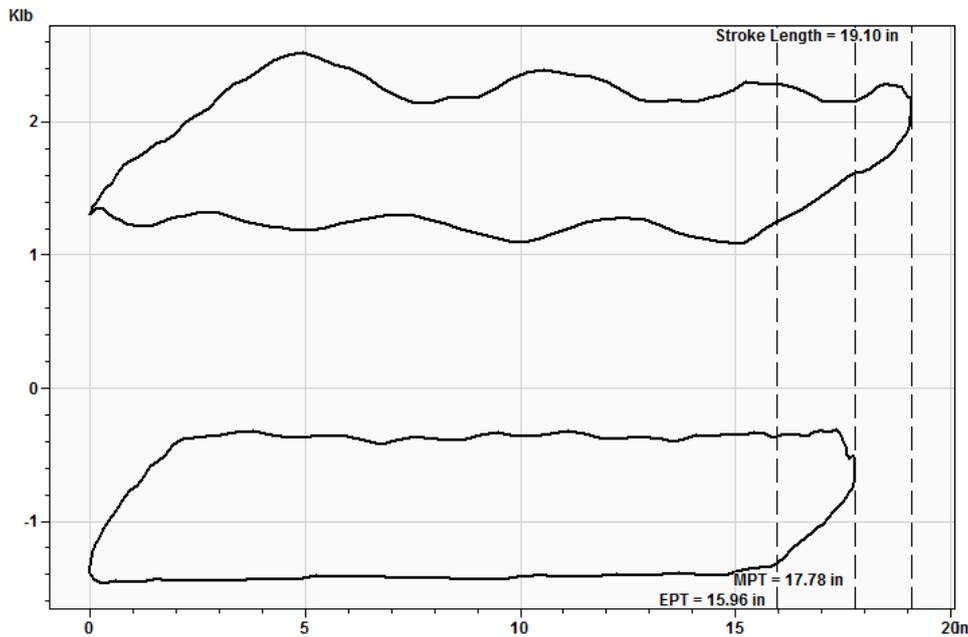
La Gráfica 3, muestra el Dinagrama de superficie (gráfica superior) y de fondo (gráfica inferior) tomado del pozo PET0101, el cual, muestra una carrera máxima del pistón de 31.36 pulgadas, una carrera efectiva del pistón de 10.00 pulgadas y un llenado de bomba del 32%. Se puede determinar, que durante la carrera descendente la válvula viajera no permite el ingreso del fluido que se encuentra en el barril, hasta aproximadamente el final de la carrera, el fluido que ingresa a la bomba incluye la presencia de gas, por lo tanto, se determinó que existe interferencia de gas y golpe de fluido durante la extracción de crudo. La velocidad de la unidad es de 11.92 SPM, no se registran datos de tomas de nivel de líquido en el pozo durante la toma de la carta dinamométrica.

Revisando las diferentes cartas Dinamométricas, tomadas en otros periodos de tiempo, previo a la que se está analizando, se puede observar que el comportamiento de las gráficas es similar a las presentes en la Gráfica 3, por lo tanto, se puede determinar que el pozo PET0101, generalmente presenta problemas por interferencia de gas y golpe de fluido durante el proceso de extracción.

Pozo PET0104

El pozo PET0104, cuenta con data histórica de tomas de cartas Dinamométricas, sin embargo, no presenta una carta actualizada, por lo tanto, no se puede interpretar ni determinar los posibles problemas que presenta el pozo actualmente durante el proceso de extracción, mediante un análisis del comportamiento de las cartas. Haciendo una revisión de las cartas existentes, se puede determinar que el pozo PET0104 no ha presentado problemas considerables o que afecten el rendimiento del equipo de subsuelo durante el proceso de extracción. Cabe señalar, que no se puede determinar si en la actualidad existen problemas durante la extracción.

Pozo PET0106



Gráfica 4. Dinagrama PET0106.

Fuente: Software TAM Echometer.

Realizado por: Pacifpetrol S.A.

La Gráfica 4, muestra el Dinagrama de superficie (gráfica superior) y de fondo (gráfica inferior) tomado del pozo PET0106, el cual indica que la carrera máxima del pistón es de 17.78 pulgadas, la carrera efectiva del pistón es de 15.96 pulgadas y presenta un llenado de bomba del 90%. Se puede observar, que la gráfica de fondo en este caso, no forma un rectángulo, sino un paralelogramo, por lo tanto, la carrera efectiva del pistón se ve disminuida, esto se debe a la posible existencia una elongación en la tubería. Sin embargo, se considera que el pozo PET0106, no presenta grandes problemas al producir. La velocidad de la unidad es de 11.28 SPM y el nivel de líquido del pozo se encuentra 25 ft por encima de la bomba, por cuestiones de confidencialidad no se muestran las pruebas de nivel de líquido obtenidas en el pozo.

Interpretando la data de cartas Dinamométricas del pozo PET0106 tomadas previo a la carta que se está analizando, se puede observar, que el pozo ha mantenido durante su proceso de extracción un comportamiento estable, es decir, que las gráficas tomadas previamente mantienen una similitud con la Gráfica 4, por lo tanto, se puede determinar que el pozo PET0106 no ha presentado y no presenta problemas durante el proceso de extracción.

Pozo PET0108

El pozo PET0108, presenta data de tomas de cartas Dinamométricas, sin embargo, la información con la que se cuenta no es actualizada, por lo tanto, no se puede interpretar ni determinar si actualmente existe algún problema actual durante la producción del pozo, mediante un análisis del comportamiento de las cartas. Analizando las cartas existentes se puede determinar que el pozo PET0108 durante los periodos de producción, generalmente ha presentado problemas ya sea por interferencia de gas y posible daño en las varillas de bombeo. Cabe señalar que actualmente se desconoce si el pozo presenta algún inconveniente durante el proceso de extracción.

Pozo PET0109

El pozo PET0109, cuenta con información de toma de cartas Dinamométricas no actualizadas, por lo tanto, no se puede realizar una interpretación del comportamiento del equipo de subsuelo durante la producción, y determinar los posibles problemas, sin embargo, la data con la que se cuenta, muestra que el pozo anteriormente no ha presentado inconvenientes durante la extracción.

Pozo PET0111

El pozo PET0111, no cuenta con información actualizada acerca de toma de cartas Dinamométricas, por lo tanto, no se puede interpretar ni determinar los posibles problemas que presenta el pozo actualmente durante el proceso de extracción, mediante un análisis del comportamiento de las cartas, sin embargo, analizando las cartas previamente tomadas se puede determinar, que el pozo anteriormente ha presentado problemas durante la producción, por interferencia de gas y golpe de fluido. Cabe señalar que no se puede determinar, que actualmente existan estos problemas.

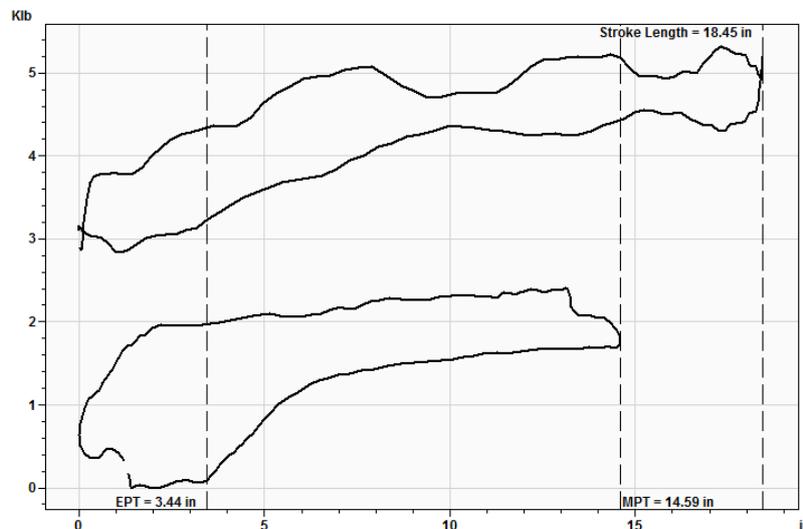
Pozo PET0113

El pozo PET0113, no presenta registros de cartas Dinamométricas, por lo tanto, es imposible realizar una interpretación y determinar los posibles problemas que ocurran durante el proceso de extracción, sin embargo, el pozo cuenta con data de tomas de nivel de líquido. Realizando un análisis de esta data se puede determinar, como es normal, que el pozo a inicios tenía un nivel de fluido de 1000 ft por encima de la bomba y en la actualidad se encuentra aproximadamente a 95 ft sobre la bomba, por lo tanto, se puede establecer que el pozo durante varios años ha mantenido un nivel de producción estable considerando la madurez del campo, por cuestiones de confidencialidad no se muestran las pruebas de nivel de líquido obtenidas en el pozo.

Pozo PET0114

El pozo PET0114, presenta data de tomas de cartas Dinamométricas, sin embargo, la información con la que se cuenta no es actualizada, por lo tanto, no es posible realizar una interpretación, ni determinar los posibles problemas que existen actualmente en el pozo durante la producción. Las cartas existentes indican que el pozo anteriormente presentaba problemas por interferencia de gas y golpe de fluido. Generalmente se genera el golpe de fluido debido a un bajo llenado de la bomba. Cabe señalar que se desconoce los posibles problemas que presente el pozo en la actualidad.

Pozo PET0115



Gráfica 5. Dinagrama PET0115.

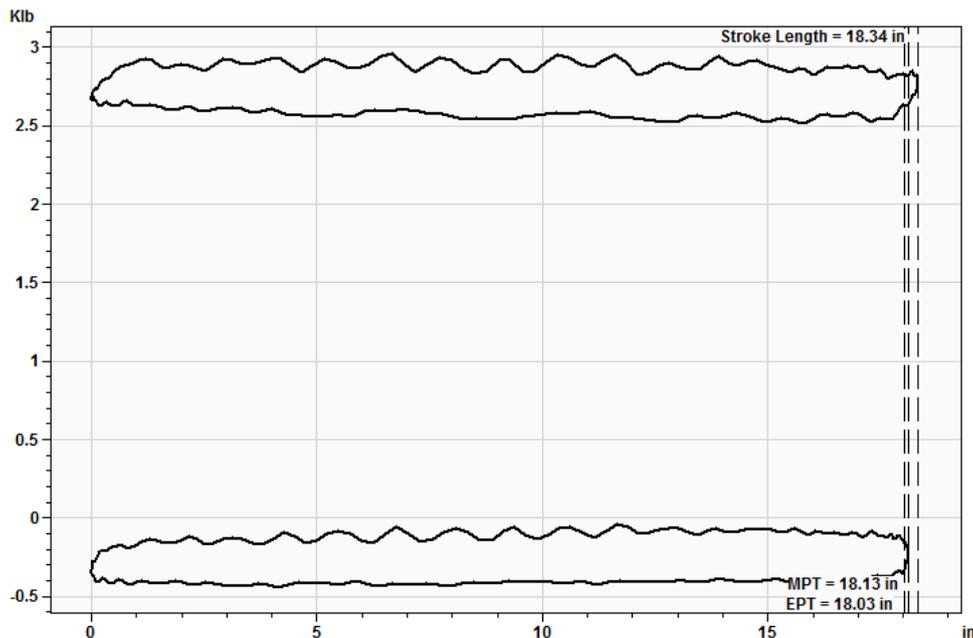
Fuente: Software TAM Echometer.

Realizado por: Pacifpetrol S.A.

La Gráfica 5, muestra el Dinagrama de superficie (gráfica superior) y de fondo (gráfica inferior) tomado del pozo PET0115, donde, se puede observar que la carrera máxima del pistón es de 14.59 pulgadas, la carrera efectiva del pistón es de 3.44 pulgadas y un llenado de bomba del 24%. Se puede determinar que durante la carrera descendente, la válvula viajera baja libremente sin permitir el ingreso del fluido que se encuentra en el barril, el fluido presente en un mayor porcentaje es gas, por lo tanto, el gas presente se comprime hasta que la válvula viajera llegue aproximadamente al tope de su carrera descendente, permitiendo ahí, el paso del fluido, en conclusión, se determinó que el pozo presenta interferencia de gas y golpe de fluido durante su producción. La velocidad de la unidad de bombeo es de 11.46 SPM, no se realizaron pruebas para determinar el nivel de fluido, durante la toma de la carta dinamométrica.

Revisando las diferentes cartas Dinamométricas tomadas en otros periodos de tiempo, previo a la que se está analizando, se puede observar que anteriormente el pozo no presentaba problemas durante la producción, por lo tanto, se puede determinar que el pozo recientemente presenta problemas por golpe de fluido e interferencia de gas.

Pozo PET0119



Gráfica 6. Dinagrama PET0119.

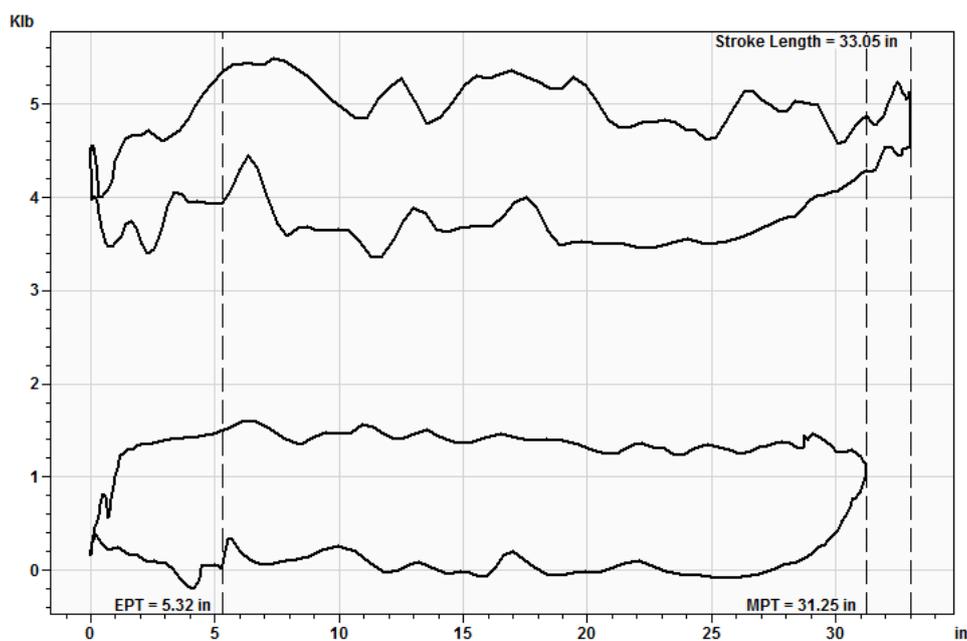
Fuente: Software TAM Echometer.

Realizado por: Pacifpetrol S.A.

La Gráfica 6, muestra el Dinagrama de superficie (gráfica superior) y de fondo (gráfica inferior) tomado del pozo PET0119, donde, se puede observar que la carrera efectiva del pistón (18.03 pulgadas) es bastante similar a la carrera máxima del pistón (18.13 pulgadas) y el llenado de la bomba es de un 99%, sin embargo, esto no quiere decir que exista un llenado completo de la bomba, debido al comportamiento de la gráfica es posible que exista un daño en las varillas de bombeo o un bloqueo por gas, el cual genera que las válvulas se mantengan abiertas, por lo tanto, no existe un área de trabajo. La velocidad de la unidad es de 8.11 SPM y el nivel de líquido del pozo se encuentra 250 ft por encima de la bomba.

Previo a la toma de la carta Dinamométrica se realizó una prueba de válvulas, con el fin de determinar si el problema que existe es debido a un bloqueo por gas. Interpretando la data de cartas Dinamométricas del pozo PET0119, tomadas previas a la carta que se está analizando, se puede observar, que anteriormente el pozo no presentó un problema similar, en conclusión el pozo PET0119 presenta un problema debido algún daño en las varillas de bombeo, por cuestiones de confidencialidad no se muestran las pruebas de nivel de líquido y pruebas de válvulas realizadas en el pozo.

Pozo PET0120



Gráfica 7. Dinagrama PET0120.

Fuente: Software TAM Echometer.

Realizado por: Pacifpetrol S.A.

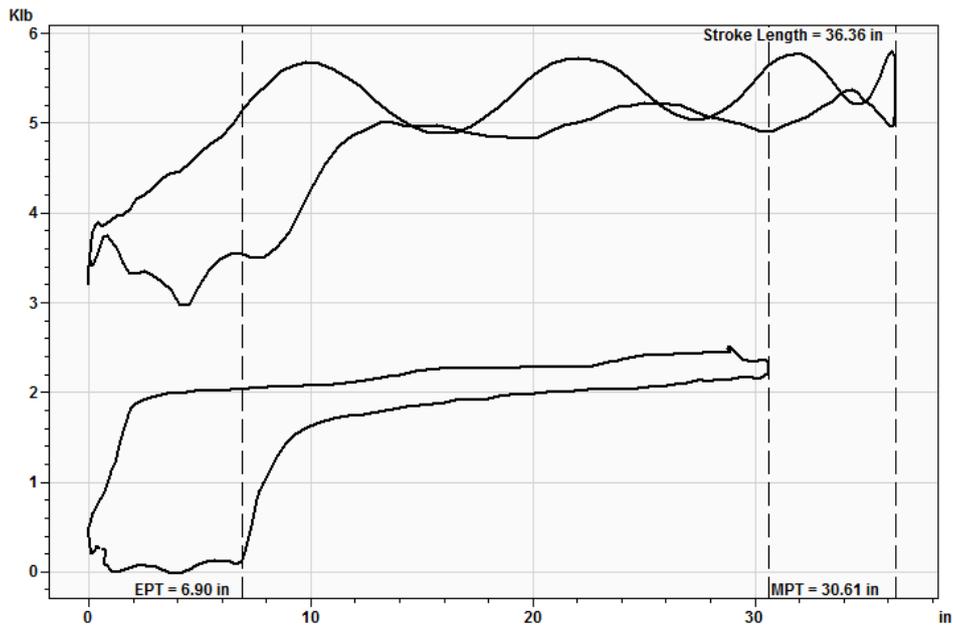
La Gráfica 7, muestra el Dinagrama de superficie (gráfica superior) y de fondo (gráfica inferior), tomado del pozo PET0120, se puede observar que la carrera máxima del pistón es de 31.25 pulgadas, la carrera efectiva del pistón es de 5.32 pulgadas, por lo tanto, el porcentaje de llenado de la bomba es del 17%. El pozo por periodos de tiempo presenta un comportamiento normal de producción, sin embargo, se puede observar en la Gráfica 7 que debido a la presencia de gas no ocurre un mejor llenado de la bomba, es decir que el fluido que ingresa a la bomba, ingresa con gas disuelto, lo que provoca a su vez, un ligero golpe al momento en el cual, la carrera descendente llega casi al final. En conclusión, se determinó que el pozo PET0120 presenta problemas debido a interferencia de gas y un ligero golpe de fluido. La velocidad de la unidad es de 8.26 SPM y el nivel de líquido del pozo se encuentra 1519 ft por encima de la bomba.

Interpretando las cartas previas a la que se está analizando, se puede determinar que el pozo anteriormente durante el proceso de extracción ha presentado problemas debido a interferencia de gas y golpe de fluido, es decir, que el pozo presenta este tipo de problemas constantemente, por cuestiones de confidencialidad no se muestran las pruebas de nivel de líquido obtenidas en el pozo.

Pozo PET0121

El pozo PET0121, presenta información no actualizada de cartas Dinamométricas, de tal manera, no se podrá realizar el respectivo análisis, con el fin de determinar los posibles problemas presentes durante el proceso de extracción. Interpretando las cartas existentes, se logra determinar, que anteriormente el pozo PET0121, presentaba problemas similares que el pozo PET0119, los cuales son interferencia y bloqueo por gas, golpe de fluido y posible daño en las varillas de bombeo. Cabe señalar que estos problemas se presentaron en otros periodos, por lo tanto, no es posible determinar que el pozo los presente en la actualidad.

Pozo PET0125



Gráfica 8. Dinagrama PET0125.

Fuente: Software TAM Echometer.

Realizado por: Pacifpetrol S.A.

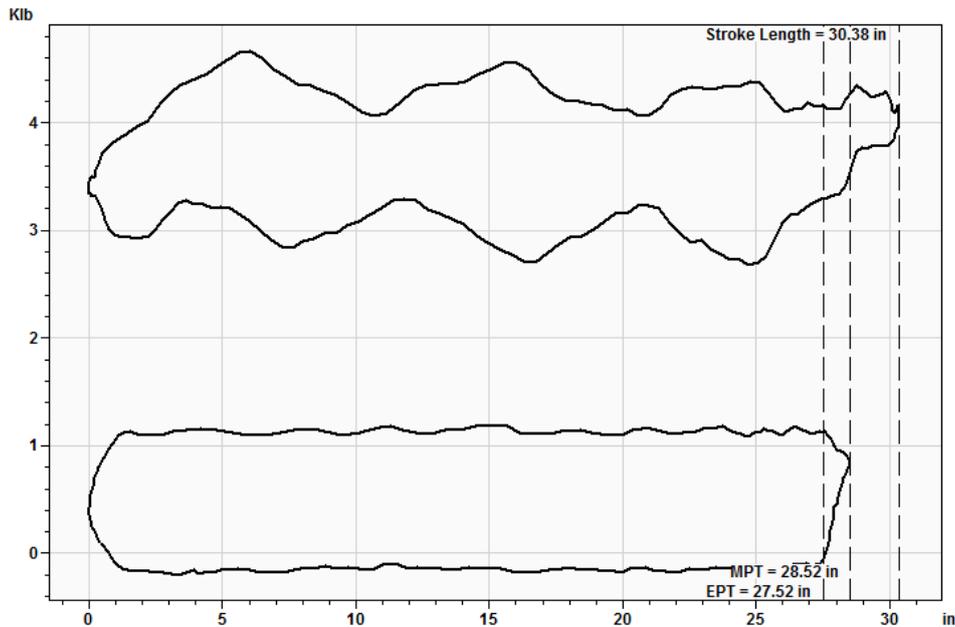
La Gráfica 8, muestra el Dinagrama de superficie (gráfica superior) y de fondo (gráfica inferior), tomado del pozo PET0125, el comportamiento de la gráfica indica que la carrera máxima del pistón es de 30.61 pulgadas, la carrera efectiva del pistón es de 6.90 pulgadas, por lo tanto, el porcentaje de llenado de la bomba es del 23%. Se puede determinar, mediante el comportamiento de la gráfica, que en un periodo corto de tiempo durante la carrera ascendente, la válvula fija no permite el paso del fluido (mínimo) y que al momento del descenso, el fluido no ingresa por la válvula viajera, esto se debe a un llenado incompleto del barril, el fluido presente es gas y petróleo, por lo tanto, se determinó, que el pozo presenta interferencia de gas y golpe de fluido durante su producción. La velocidad de la unidad es de 9.89 SPM y el nivel de líquido del pozo PET0125 se encuentra 71 ft por encima de la bomba.

Adicionalmente, interpretando las cartas Dinamométricas tomadas previamente a la que se está analizando, se puede determinar, que el pozo anteriormente no presentaba problemas durante la producción, es decir, que actualmente presenta problemas ya sea por interferencia de gas o golpe de fluido, generado por un llenado incompleto de la bomba, por cuestiones de confidencialidad no se muestran las pruebas de nivel de líquido obtenidas en el pozo.

Pozo PET0126

El Pozo PET0126, cuenta con la presencia de cartas Dinamométricas no actuales, por lo tanto, no es factible realizar un análisis, con el fin de determinar en la actualidad los posibles problemas que presente el pozo durante el proceso de extracción, sin embargo, realizando un análisis de las cartas tomadas con anterioridad, se puede determinar, que el pozo PET0126 producía con normalidad, es decir, que no presentó problemas considerables el cual no permitiera un correcto funcionamiento de la bomba de subsuelo.

Pozo PET0127



Gráfica 9. Dinagrama PET0127.

Fuente: Software TAM Echometer.

Realizado por: Pacifpetrol S.A.

La Gráfica 9, muestra el Dinagrama de superficie (gráfica superior) y de fondo (gráfica inferior) tomado del pozo PET0127, en la gráfica se puede observar un comportamiento normal, donde, la carrera efectiva del pistón (27.52 pulgadas) es similar a la carrera máxima del pistón (28.52 pulgadas), por lo tanto, el porcentaje de llenado de la bomba es del 96%. Se puede determinar, mediante el comportamiento de la gráfica, que el pozo no presenta mayor inconveniente durante la producción. La velocidad de la unidad es de 8.82 SPM y el nivel de líquido presente en el pozo se encuentra a 151 ft sobre la bomba.

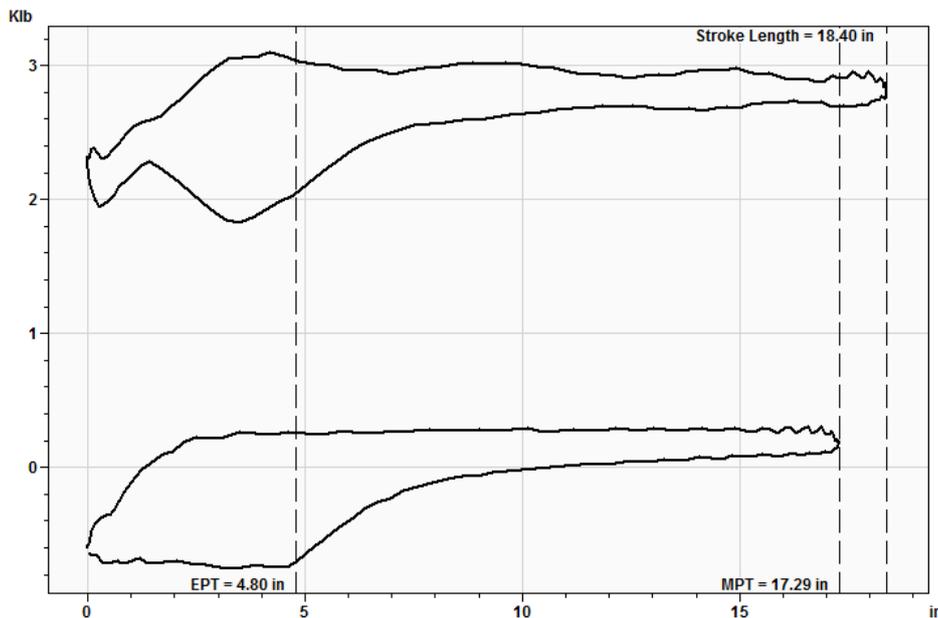
Días previos a la toma de la carta analizada se presentaron problemas similares al caso del pozo PET0119, los cuales son: por posible interferencia y bloqueo por gas o por daños

en las varillas de bombeo, de igual manera, el pozo anteriormente presentaba problemas causados por un llenado incompleto de la bomba lo cual conlleva posteriormente a un golpe de fluido, sin embargo, cabe señalar que actualmente el pozo no presenta inconvenientes durante el proceso de extracción, por cuestiones de confidencialidad no se muestran las pruebas de nivel de líquido obtenidas en el pozo.

Pozo PET0128

El pozo PET0128, presenta registros de cartas Dinamométricas tomadas en años anteriores, de tal manera, no se podrá realizar la respectiva interpretación, con el fin de determinar los posibles problemas que se registren durante el proceso de extracción del pozo, no obstante, se procedió a analizar las cartas tomadas con anterioridad, determinando, que el pozo presentó problemas causados, generalmente por golpe de fluido. Cabe señalar que no se puede considerar ese inconveniente como un problema actual en el pozo.

Pozo PET0129



Gráfica 10. Dinagrama PET0129.

Fuente: Software TAM Echometer.

Realizado por: Pacifpetrol S.A.

La Gráfica 10, muestra el Dinagrama de superficie (gráfica superior) y de fondo (gráfica inferior) tomado del pozo PET0129, en el cual, por medio del comportamiento de la gráfica se puede interpretar que la carrera máxima del pistón es de 17.29 pulgadas, la carrera efectiva del pistón es de 4.80 pulgadas, por lo tanto, el porcentaje de llenado de la bomba es del 28%. Como se puede observar en la gráfica, durante la carrera descendente la válvula viajera no permite el ingreso del fluido, el fluido que ingresa por la válvula fija, en un mayor porcentaje es gas, por lo tanto, a medida que la válvula viajera desciende el gas se comprime, esto sucede, hasta que el fluido logre ingresar por la válvula viajera, teniendo como resultado un golpe de fluido. En conclusión, el pozo PET0129 presenta problemas por interferencia de gas y golpe de fluido. La velocidad de bombeo de la unidad es de 11.54 SPM, no existe una prueba de nivel de líquido actual, sin embargo, se realizó una prueba de válvula, con el fin de determinar si adicional al problema presente existe perdida en una de las válvulas. Por cuestiones de confidencialidad no se muestran las pruebas de válvulas realizadas en el pozo.

Haciendo un análisis de las cartas tomadas anteriormente, se puede determinar que el pozo no presentó problemas similares a los actuales durante el proceso de extracción.

Pozo PET0130

El pozo PET0130, cuenta con registros de cartas Dinamométricas, sin embargo, son cartas tomadas hace varios años, por lo tanto, no pueden ser utilizadas para la realización de su respectiva interpretación y determinar los posibles problemas que presentan durante el proceso de extracción. Analizando las cartas disponibles se puede determinar que el pozo tiene como antecedentes problemas por interferencia de gas y golpe de fluido. Como se mencionó anteriormente, el pozo PET0130 no presenta cartas Dinamométricas actuales, pero si registro de nivel de líquido, el cual indica que el nivel de líquido del pozo se encuentra 240 ft por encima de la bomba, por cuestiones de confidencialidad no se muestran las pruebas de nivel de líquido obtenidas en el pozo.

Pozo PET0131

El pozo PET0131, presenta registro de cartas Dinamométricas tomadas hace varios años, por lo tanto, no es posible realizar una interpretación de ellas, con el fin de determinar por medio de un análisis si existe la presencia de algún problema durante el proceso de extracción del pozo.

Analizando las cartas existentes se puede determinar, que el pozo anteriormente presentó problemas durante la producción, posiblemente por pérdida en una de las válvulas y en otros casos la presencia de golpe de fluido. Sin embargo, cabe señalar que no se puede determinar que exista en la actualidad estos problemas debido a que no se tiene una data actual del pozo.

3.3.Resultado del Análisis

El proceso de selección de pozos para el presente estudio se basó generalmente en los siguientes aspectos:

- Los pozos deben estar en estado productivo por Bombeo Mecánico.
- Los pozos deben contar con información actual de tomas de cartas dinamométricas.
- Los pozos deben presentar problemas debido a interferencia de gas o bloqueo por gas durante el proceso de extracción.

El último punto se considera debido a la inclusión de una herramienta en el fondo de la bomba de subsuelo, la cual permita minimizar el ingreso de gas hacia ella, con el fin de optimizar el rendimiento de la bomba y a su vez la producción.

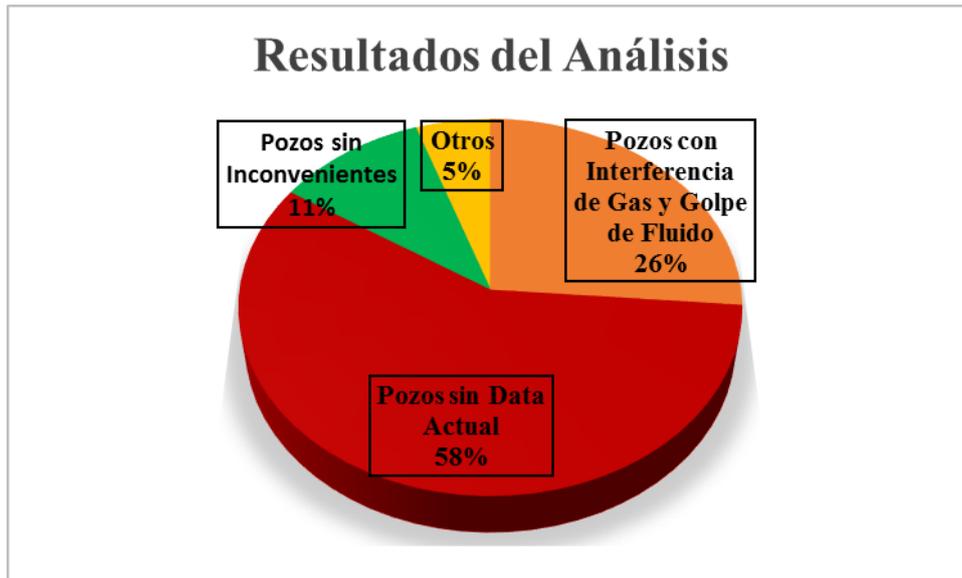
3.3.1. Selección de la Muestra Correspondiente a los Pozos de la Sección Petrópolis

Durante el análisis de los 19 pozos seleccionados, se determinó que 11 pozos no contaban con información necesaria para determinar los posibles problemas que presenten durante el proceso de extracción, sin embargo, analizando las cartas con las que contaban los 11 pozos, se logró determinar, por medio de un análisis histórico, los problemas que presentaban los pozos durante esos periodos, a pesar de ello, no serán considerados en el presente estudio, debido a que se desconoce los posibles problemas que presenten actualmente.

Tabla 14. Análisis de los Resultados.

No.	Pozos	Comentarios
1	PET0101	Problemas debido a interferencia de gas y golpe de fluido.
2	PET0104	No fue posible determinar la presencia de inconvenientes.
3	PET0106	Posible elongación de tubería, no presenta mayor inconveniente.
4	PET0108	No fue posible determinar la presencia inconvenientes.
5	PET0109	No fue posible determinar la presencia inconvenientes.
6	PET0111	No fue posible determinar la presencia inconvenientes.
7	PET0113	No fue posible determinar la presencia inconvenientes.
8	PET0114	No fue posible determinar la presencia inconvenientes.
9	PET0115	Problemas debido a interferencia de gas y golpe de fluido.
10	PET0119	Problemas debido a posible daño de las varillas de bombeo.
11	PET0120	Problemas debido a interferencia de gas y golpe de fluido.
12	PET0121	No fue posible determinar la presencia inconvenientes.
13	PET0125	Problemas debido a interferencia de gas y golpe de fluido.
14	PET0126	No fue posible determinar la presencia inconvenientes.
15	PET0127	No presenta inconvenientes durante la extracción.
16	PET0128	No fue posible determinar la presencia inconvenientes.
17	PET0129	Problemas debido a interferencia de gas y golpe de fluido.
18	PET0130	No fue posible determinar la presencia inconvenientes.
19	PET0131	No fue posible determinar la presencia inconvenientes.

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.



Gráfica 11. Porcentaje de las Condiciones Actuales de los Pozos Pertenecientes a la Sección Petrópolis.

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

La Gráfica 11, indica el porcentaje de: los pozos que presenta inconvenientes durante la producción, los que no se han podido determinar si existe algún problema durante el proceso de extracción debido a la falta de data actualizada y los pozos que no presentan inconvenientes considerables durante la producción. Cabe señalar que de los pozos analizados solo dos son los que no presenta problemas. Por lo tanto, una vez obtenidos estos datos, se determinó, que el presente estudio se realizará únicamente a los pozos que presentan principalmente problemas por interferencia de gas, con el fin, de optimizar la operatividad del equipo de fondo. Los pozos se presentan a continuación.

Tabla 15. Pozos Seleccionados para Optimización.

No.	Pozos
1	PET0101
2	PET0115
3	PET0120
4	PET0125
5	PET0129

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

CAPÍTULO IV

Diseño de Optimización y Análisis de Resultados

La continuidad del presente estudio, tiene como finalidad, determinar en los pozos que fueron seleccionados en el capítulo anterior, la relación entre la tasa de producción de petróleo en superficie (Q) y la presión de fondo fluyente (Pwf), es decir, definir y analizar el IPR “Inflow Performance Relationship” o también llamado curva de comportamiento de afluencia, mediante la ejecución de un algoritmo, que permita graficar la curva Inflow y a su vez, utilizar un algoritmo que permita obtener la curva Outflow perteneciente a cada pozo, para determinar el caudal óptimo a flujo natural.

El método utilizado en la realización del algoritmo para la obtención de la curva IPR en el presente estudio, es el método de Standing, cuyos parámetros se presentan en Capítulo II, Tabla 4.

Para el desarrollo de la curva Outflow en el presente estudio, se utilizará un algoritmo ya establecido, el cual permita obtener las presiones de fondo fluyente (pwf) a diferentes a diferentes tasas de caudal, basado en la correlación de Hagedorn & Brown, cuyos parámetros se mencionaron en el Capítulo II, Tabla 5.

4.1. Análisis de Afluencia de Pozos

Por medio del algoritmo, se procederá analizar el comportamiento de afluencia de los pozos seleccionados anteriormente, como se mencionó, las formas matemáticas utilizadas para la obtención de las curvas IPR y Outflow son el método de Standing y la correlación de Hagedorn and Brown respectivamente.

4.1.1. Obtención de Parámetros del Fluido y la Roca (Curva IPR)

Los parámetros del fluido son requeridos para la producción de las curvas IPR, los cuales se obtienen de la siguiente manera:

Factor Volumétrico del Petróleo:

El factor volumétrico del petróleo en la sección Petrópolis, se obtuvo, mediante la revisión de data existente, la cual establece el factor volumétrico para cada sección. Dicho valor para la sección Petrópolis es de 1.2 By/Bn.

Permeabilidad Relativa del Petróleo:

La permeabilidad relativa del petróleo, para el cálculo de la curva IPR, se calcula a partir de la Ecuación 2. Los valores de SOR en arenas por lo general es del 20%, por lo tanto, ese valor se utilizó para el cálculo de la permeabilidad relativa del petróleo (K_{ro}), la saturación de agua (S_w) de la sección es del 60%, y para el valor de la saturación de agua irreducible (S_{wirr}), se asumió un valor aproximado del 20%. Reemplazando los valores anteriormente mencionados en la Ecuación 2, se obtuvo una permeabilidad relativa del petróleo de 0.11.

Solubilidad del Gas:

Los cálculos de solubilidad del gas en el presente trabajo, se realizan debido a que los valores de R_s serán utilizados posteriormente para el cálculo de viscosidad de petróleo saturado. Por lo tanto:

Tabla 16. Data para el Cálculo de Solubilidad del Gas (R_s).

Pozos	Presión	Temperatura	SGG	API
PET0101	347.7 psi	114 °F	0.75	33.6
PET0115	449.3 psi	118 °F	0.75	33.6
PET0120	562.3 psi	124 °F	0.75	33.6
PET0125	232.3 psi	124 °F	0.75	33.6
PET0129	116 psi	108 °F	0.75	33.6

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Los valores de solubilidad del gas, obtenidos mediante la sustitución de los datos en la Ecuación 3, por medio de, la correlación de Standing para los diferentes pozos se muestran a continuación:

Tabla 17. Solubilidad del Gas - Pozos Petrópolis.

Solubilidad del Gas (Rs) - Sección Petrópolis	
Pozos	Rs
PET0101	68.64 PCN/BN
PET0115	90.82 PCN/BN
PET0120	115.70 PCN/BN
PET0125	42.86 PCN/BN
PET0129	21.72 PCN/BN
Valor Promedio de Rs	67.95 PCN/BN

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Nota: Para la obtención de los valores de viscosidad del petróleo saturado, se utilizaran los valores de Rs calculados para cada pozo, debido a que la sección Petrópolis cuenta con la presencia de 28 pozos, por lo tanto, el valor de Rs promedio de los cinco pozos calculados en la Tabla 17, no representa el valor promedio de toda la sección, por tal razón, no puede ser considerado.

Viscosidad del Petróleo:

El bloque GGV es un campo maduro, que ya ha alcanzado su punto de burbujeo, por lo tanto, se considera como un yacimiento saturado, por tal razón, los cálculos de viscosidad se los realizara mediante las Ecuaciones 5 y 6, para determinar la viscosidad del petróleo muerto y por consiguiente la viscosidad del petróleo saturado.

Viscosidad del Petróleo Muerto

La correlación utilizada para el cálculo de la viscosidad del petróleo muerto es la correlación de Glaso, los datos para la elaboración de los siguientes cálculos se encuentran representados en la Tabla 16. Los cálculos obtenidos, se presentan a continuación:

Tabla 18. Viscosidad del Petróleo Muerto - Pozos Petrópolis.

Viscosidad del Petróleo Muerto (μ_{pm}) - Sección Petrópolis	
Pozos	μ_{pm}
PET0101	4.12 cp
PET0115	3.91 cp
PET0120	3.62 cp
PET0125	3.62 cp
PET0129	4.48 cp
Valor Promedio de μ_{pm}	3.95 cp

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Nota: Para la obtención de la viscosidad del petróleo saturado, se utilizará el valor de viscosidad de petróleo muerto calculado para cada pozo.

Viscosidad del Petróleo Saturado

La correlación utilizada para el cálculo de petróleo saturado, para los pozos seleccionados anteriormente, es la correlación de Beggs y Robinson, los valores de solubilidad del gas para los cálculos de viscosidad de petróleo saturado, se encuentran representados en la Tabla 17, por lo tanto:

Tabla 19. Viscosidad del Petróleo Saturado - Pozos Petrópolis.

Viscosidad del Petróleo Saturado (μ_{ps}) - Sección Petrópolis	
Pozos	μ_{ps}
PET0101	2.66 cp
PET0115	2.29 cp
PET0120	1.94 cp
PET0125	2.71 cp
PET0129	3.78 cp
Valor Promedio de μ_{ps}	2.68 cp

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Nota: El valor de viscosidad del petróleo saturado considerado para la obtención de la curva Inflow, es el valor promedio obtenido en la Tabla 19, el cual es un valor aproximado de viscosidad en la sección Petrópolis.

4.1.2. Obtención de Parámetros del Pozo (Curva VLP)

Los datos de temperatura, diámetro del tubing, rugosidad del tubing, pérdida de presión, presión en la cabeza del pozo, presión atmosférica y la profundidad, son obtenidos de la siguiente manera:

Temperatura:

La temperatura de superficie se estableció entre los 78 - 80 °F, por lo tanto, la temperatura de fondo fue calculada, mediante un análisis de estudios anteriores, los cuales concluyen que el gradiente térmico del campo es de 2.4 °C/100 m.

Diámetro del Tubing:

El diámetro del tubing, se lo obtuvo, mediante la revisión de registros de diagramas de completación, incluso se requiere de este parámetro para la ejecución del software utilizado para la toma de cartas dinamométricas. El diámetro del tubing para todos los pozos en estudio es de 2 3/8", con un diámetro interno de 1.995 pulg.

Rugosidad del Tubing:

Para los cálculos de las curvas Outflow, se requiere conocer de este factor, en caso de no estar disponible, se utiliza un valor promedio de rugosidad del acero de 0.00015 ft, mismo que es utilizado para los cálculos del presente estudio.

Presión de Cabeza del Pozo:

La presión de cabeza del pozo, se la obtuvo mediante las pruebas acústicas que se hicieron a los pozos para medir el nivel de fluido, por medio de, la aplicación del software TAM de Echometer.

Pérdida de Presión

El valor del ΔP para la obtención de la curva Outflow debe ser menor a la presión de cabeza del pozo, por lo tanto, el valor del ΔP se obtendrá a partir de la Pwh.

Presión Atmosférica

La unidad de medida para la presión atmosférica en los cálculos de las curvas Outflow es la libra pulgada cuadrada (psi), por ende, el valor de presión atmosférica es de 14.7 psi.

Profundidad:

La profundidad se la puede obtener mediante los registros de los diagramas de completación o mediante la Master de Pozos, la cual cuenta con información básica de todos los pozos que conforman el Bloque 2.

4.1.3. Obtención de las Propiedades Físicas del Fluido (Curva VLP).

Los valores de los parámetros del fluido como gravedad específica del agua y gas, viscosidad del gas, gravedad API, relación gas-líquido y las tensiones superficiales, se las obtiene de la siguiente manera:

Gravedad Específica del Agua:

El valor de la gravedad específica del agua, para diferentes tipos de cálculos es igual a 1, por lo tanto, dicho valor es aplicado para la determinación de las curvas Inflow y Outflow.

Gravedad específica del Gas:

La gravedad específica del gas, se la determina, por medio de tomas de muestras de la sección, y posteriormente se lo obtiene, por medio de, análisis cromatográficos, el valor para los cálculos de las curvas es de 0.75.

Viscosidad del Gas

El valor de viscosidad del gas, para la obtención de la curva Outflow para los pozos en estudio, es un valor promedio de 0.018 cp.

Gravedad API:

La Gravedad API promedio del Campo GGV es de 35.7 °API, considerando las 6 formaciones productoras del campo. La formación Santa Elena presenta la Gravedad API más baja del campo con 33.6 grados, misma que es aplicada para la obtención de las gráficas Inflow y Outflow de los pozos seleccionados en la sección Petrópolis, debido a que esta sección produce únicamente de la formación Santa Elena.

Relación Gas - Líquido (GLR):

Para la obtención de la Relación Gas – Líquido, se parte de la ecuación 10 a partir del caudal de petróleo, agua y gas.

Tensión Superficial Petróleo - Agua:

Las tensiones superficiales del petróleo y el agua, para el presente estudio son valores promedios de 30 dynas/cm y 70 dynas/cm respectivamente.

4.1.4. Obtención de las Curvas Inflow y Outflow

El algoritmo elaborado para la obtención de la curva IPR, fue desarrollado para encontrar la IPR presente y la IPR futura, aplicando el método de standing. El algoritmo utilizado para la obtención de la curva Outflow, es un logaritmo ya establecido, el cual calcula las curvas por medio de la correlación de Hagedorn and Brown.

Funcionamiento de los Algoritmo:

Curva IPR

- Inicio del programa.
- Insertar valores de P_r , P_{wf} , Q_o , μ_o , B_o , y K_{ro} , en tiempo presente y tiempo futuro.
- Colocar las P_{wf} para obtener las tasas de producción a diferentes presiones.
- Calcular las tasas de producción.

Curva VLP

- Inicio del programa.
- Insertar los parámetros de formación (GLR, SG_g , SG_w , μ_g , API, σ_w , σ_o) y del pozo (T_s , T_F , ΔP , H, P_{wh} , Φ , Pa, r).
- Colocar las Tasas de producción en el mismo rango de las calculadas en la curva IPR.
- Calcular los diferentes puntos.

Ambos algoritmos permiten proyectar las gráficas obtenidas, sin embargo, las gráficas serán elaboradas en Excel.

Análisis de Afluencia Pozo PET0101

Obtención de la Curva IPR y Outflow

Tabla 20. Datos para la Obtención de la Curva Inflow PET0101.

Datos de Prueba PET0101			
Parámetros	Valor	Parámetros	Valor
Pr	396.4 psig	μ_o	2.68 cp
Pwf	333 psig	Bo	1.2 By/Bn
Qo	6 bbl	Kro	0.11

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Tabla 21. Datos para la Obtención de la Curva Outflow PET0101.

Datos de Prueba PET0101					
Datos de la Formación			Datos del Pozo		
Parámetros	Valor	Unidad	Parámetros	Valor	Unidad
GLR	65	SCF/STB	T_s	80	°F
SGw	1	-	T_F	114	°F
SGg	0.75	-	ΔP	0.36	psig
μ_g	0.018	cp	H	2,648	ft
API	33.6	-	Pwh	0.6	psig
σ_w	70	dynas/cm	Φ	1.995	pulg
σ_o	30	dynas/cm	Pa	14.7	psia
-	-	-	r	0.00015	ft

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Resultados

Inflow Performance Relationship (IPR)

Los valores de Pwf (valores ingresados para el cálculo) y los cálculos de Qo, obtenidos según la tasa de producción, presiones, parámetros del fluido y la roca, se muestran a continuación:

Tabla 22. Resultados - IPR - PET0101.

IPR – PET0101		
Pwf (psig)	Qop (Bbl/d)	Qof (Bbl/d)
396.4	0	-
350	4	0
333	6	2
250	12	8
200	15	11
100	20	16
0	22	18

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Vertical Lift Performance (VLP)

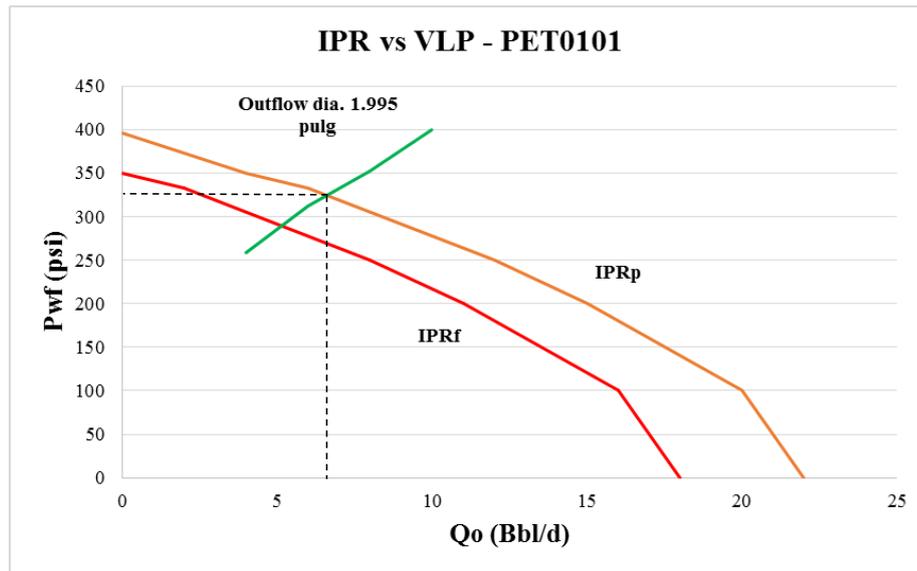
Los puntos obtenidos para la elaboración de la curva Outflow, según las tasa de producción, los parámetros del fluido y del pozo PET0101 se presentan a continuación:

Tabla 23. Resultados - VLP - PET0101.

VLP – PET0101	
Ql (Bbl/d)	Pwf (psig)
4	259
6	312
8	352
10	400

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Gráfica IPR vs VLP



Gráfica 12. Inflow vs Outflow (Flujo Natural) - PET0101.

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Análisis

La producción óptima para flujo natural del pozo PET0101, de acuerdo a la intersección de las curvas IPR y VLP, indica que la tasa de producción adecuada es de aproximadamente 7 bbl/d, a una presión de 325 psig.

Análisis de Afluencia Pozo PET0115

Obtención de la Curva IPR y Outflow

Tabla 24. Datos para la Obtención de la Curva Inflow PET0115.

Datos de Prueba PET0115			
Parámetros	Valor	Parámetros	Valor
Pr	510.2 psig	μ_o	2.68 cp
Pwf	434.6 psig	Bo	1.2 By/Bn
Qo	1.6 bbl	Kro	0.11

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Tabla 25. Datos para la Obtención de la Curva Outflow PET0115.

Datos de Prueba PET0115					
Datos de la Formación			Datos del Pozo		
Parámetros	Valor	Unidad	Parámetros	Valor	Unidad
GLR	65	SCF/STB	T _S	80	°F
SG _w	1	-	T _F	118	°F
SG _g	0.75	-	ΔP	0.6	psig
μ _g	0.018	cp	H	2,936	ft
API	33.6	-	P _{wh}	1	psig
σ _w	70	dynas/cm	Φ	1.995	pulg
σ _o	30	dynas/cm	Pa	14.7	psia
-	-	-	r	0.00015	ft

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Resultados

Inflow Performance Relationship (IPR)

Los valores de P_{wf} (valores ingresados para el cálculo) y los cálculos de Q_o, obtenidos según la tasa de producción, presiones, parámetros del fluido y la roca, se muestran a continuación:

Tabla 26. Resultados - IPR - PET0115.

IPR – PET0115		
P_{wf} (psig)	Q_{op} (Bbl/d)	Q_{of} (Bbl/d)
510.2	0	-
480	0.66	0
434.6	1.6	0.927
300	3.89	3.19
200	5.12	4.42
100	5.97	5.25
0	6.42	5.68

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Vertical Lift Performance (VLP)

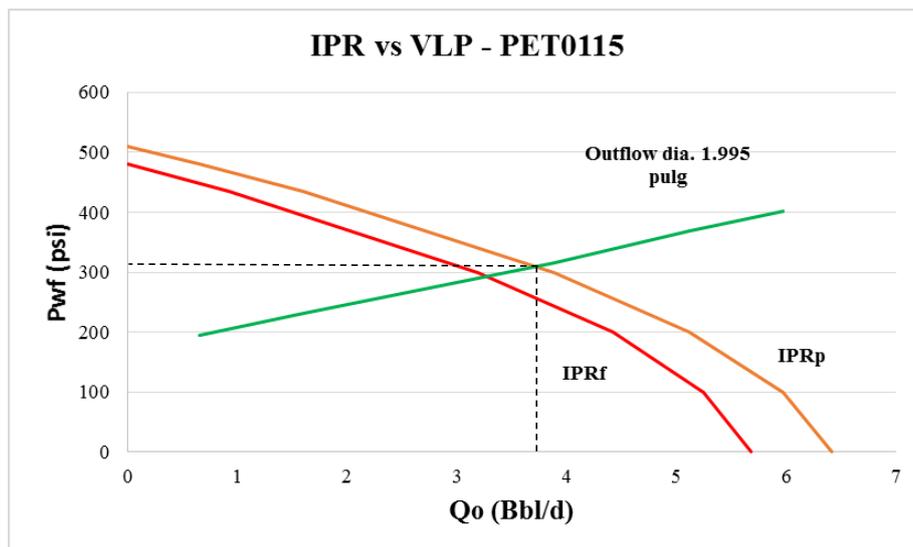
Los puntos obtenidos para la elaboración de la curva Outflow, según las tasa de producción, los parámetros del fluido y del pozo PET0115 se presentan a continuación:

Tabla 27. Resultados - VLP - PET0115.

VLP – PET0115	
Ql (Bbl/d)	Pwf (psig)
0.66	194
1.6	231
3.89	316
5.12	369
5.97	401

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Gráfica IPR vs VLP



Gráfica 13. Inflow vs Outflow (Flujo Natural) - PET0115.

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Análisis

La producción óptima para flujo natural del pozo PET0115, de acuerdo a la intersección de las curvas IPR y VLP, indica que la tasa de producción adecuada es de aproximadamente 4 bbl/d, a una presión de 312 psig.

Análisis de Afluencia Pozo PET0120

Obtención de la Curva IPR y Outflow

Tabla 28. Datos para la Obtención de la Curva Inflow PET0120.

Datos de Prueba PET0120			
Parámetros	Valor	Parámetros	Valor
Pr	636.8 psig	μ_o	2.68 cp
Pwf	547.6 psig	Bo	1.2 By/Bn
Qo	3 bbl	Kro	0.11

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Tabla 29. Datos para la Obtención de la Curva Outflow PET0120.

Datos de Prueba PET0120					
Datos de la Formación			Datos del Pozo		
Parámetros	Valor	Unidad	Parámetros	Valor	Unidad
GLR	65	SCF/STB	T_s	80	°F
SGw	1	-	T_F	124	°F
SGg	0.75	-	ΔP	1.5	psig
μ_g	0.018	cp	H	3,457	ft
API	33.6	-	Pwh	2.5	psig
σ_w	70	dynas/cm	Φ	1.995	pulg
σ_o	30	dynas/cm	Pa	14.7	psia
-	-	-	r	0.00015	ft

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Resultados

Inflow Performance Relationship (IPR)

Los valores de Pwf (valores ingresados para el cálculo) y los cálculos de Qo, obtenidos según la tasa de producción, presiones, parámetros del fluido y la roca, se muestran a continuación:

Tabla 30. Resultados - IPR - PET0120.

IPR – PET0120		
Pwf (psig)	Qop (Bbl/d)	Qof (Bbl/d)
636.8	0	-
580	2	0
547.6	3	1
400	7	5
250	10	8
100	12	10
0	13	11

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Vertical Lift Performance (VLP)

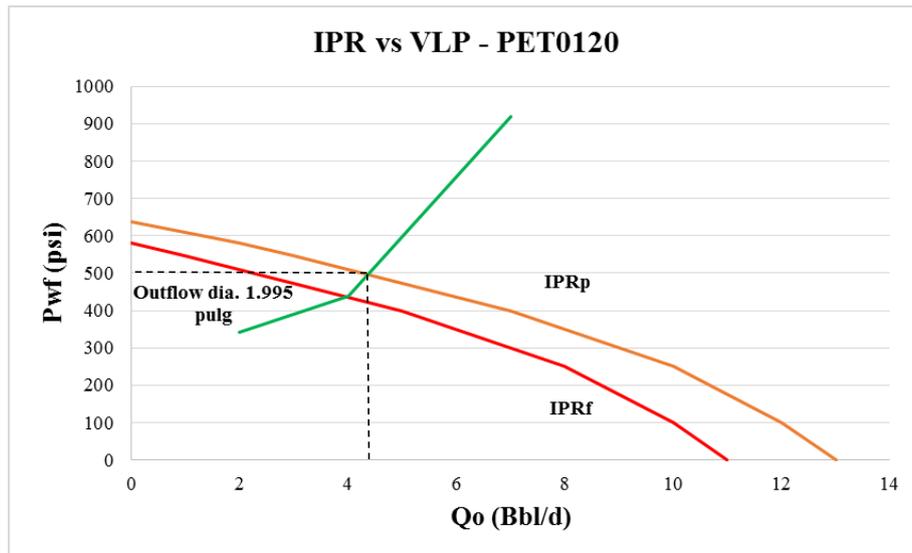
Los puntos obtenidos para la elaboración de la curva Outflow, según las tasa de producción, los parámetros del fluido y del pozo PET0120 se presentan a continuación:

Tabla 31. Resultados - VLP - PET0120.

VLP – PET0120	
Ql (Bbl/d)	Pwf (psig)
2	343
3	391
4	439
7	919

Elaborado por: García Vera, Richard Vicente.

Gráfica IPR vs VLP



Gráfica 14. Inflow vs Outflow (Flujo Natural) - PET0120.

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Análisis

La producción óptima para flujo natural del pozo PET0120, de acuerdo a la intersección de las curvas IPR y VLP, indica que la tasa de producción adecuada es de aproximadamente 4 bbl/d, a una presión de 509 psig.

Análisis de Afluencia Pozo PET0125

Obtención de la Curva IPR y Outflow

Tabla 32. Datos para la Obtención de la Curva Inflow PET0125

Datos de Prueba PET0125			
Parámetros	Valor	Parámetros	Valor
Pr	267.5 psig	μ_o	2.68 cp
Pwf	217.6 psig	Bo	1.2 By/Bn
Qo	3 bbl	Kro	0.11

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Tabla 33. Datos para la Obtención de la Curva Outflow PET0125.

Datos de Prueba PET0125					
Datos de la Formación			Datos del Pozo		
Parámetros	Valor	Unidad	Parámetros	Valor	Unidad
GLR	65	SCF/STB	T _S	80	°F
SG _w	1	-	T _F	124	°F
SG _g	0.75	-	ΔP	0.6	psig
μ _g	0.018	cp	H	3,462	ft
API	33.6	-	P _{wh}	1	psig
σ _w	70	dynas/cm	Φ	1.995	pulg
σ _o	30	dynas/cm	Pa	14.7	psia
-	-	-	r	0.00015	ft

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Resultados

Inflow Performance Relationship (IPR)

Los valores de P_{wf} (valores ingresados para el cálculo) y los cálculos de Q_o, obtenidos según la tasa de producción, presiones, parámetros del fluido y la roca, se muestran a continuación:

Tabla 34. Resultados - IPR - PET0125.

IPR – PET0125		
P_{wf} (psig)	Q_{op} (Bbl/d)	Q_{of} (Bbl/d)
267.5	0	-
250	1	0
217	3	2
150	6	5
100	8	7
50	9	8
0	10	9

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Vertical Lift Performance (VLP)

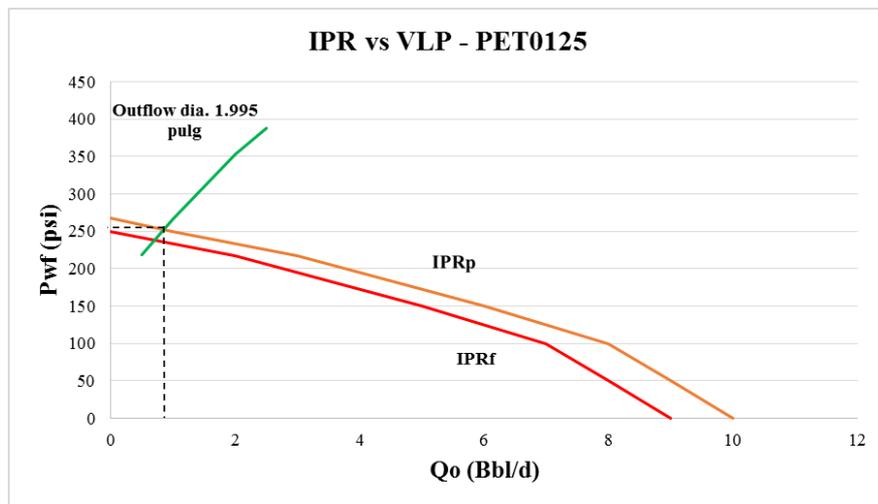
Los puntos obtenidos para la elaboración de la curva Outflow, según las tasa de producción, los parámetros del fluido y del pozo PET0125 se presentan a continuación:

Tabla 35. Resultados - VLP - PET0125.

VLP – PET0125	
Ql (Bbl/d)	Pwf (psig)
0.5	218
1	266
2	353
2.5	388

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Gráfica IPR vs VLP



Gráfica 15. Inflow vs Outflow (Flujo Natural) - PET0125.

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Análisis

La producción óptima para flujo natural del pozo PET0125, de acuerdo a la intersección de las curvas IPR y VLP, indica que la tasa de producción adecuada es de aproximadamente 1 bbl/d, a una presión de 255 psig. En este caso la producción es menor a la producción de prueba, sin embargo, cabe señalar que el análisis de afluencia de los pozos no considera la unidad de bombeo mecánico, por tal razón, se refleja una producción menor.

Análisis de Afluencia Pozo PET0129

Obtención de la Curva IPR y Outflow

Tabla 36. Datos para la Obtención de la Curva Inflow PET0129.

Datos de Prueba PET0129			
Parámetros	Valor	Parámetros	Valor
Pr	139.3 psig	μ_o	2.68 cp
Pwf	101.3 psig	Bo	1.2 By/Bn
Qo	1.6 bbl	Kro	0.11

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Tabla 37. Datos para la Obtención de la Curva Outflow PET0129.

Datos de Prueba PET0129					
Datos de la Formación			Datos del Pozo		
Parámetros	Valor	Unidad	Parámetros	Valor	Unidad
GLR	65	SCF/STB	T _S	80	°F
SG _w	1	-	T _F	108	°F
SG _g	0.75	-	ΔP	0.6	psig
μ_g	0.018	cp	H	2,215	ft
API	33.6	-	P _{wh}	1	psig
σ_w	70	dynas/cm	Φ	1.995	pulg
σ_o	30	dynas/cm	Pa	14.7	psia
-	-	-	<i>r</i>	0.00015	ft

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Resultados

Inflow Performance Relationship (IPR)

Los valores de Pwf (valores ingresados para el cálculo) y los cálculos de Qo, obtenidos según la tasa de producción, presiones, parámetros del fluido y la roca, se muestran a continuación:

Tabla 38. Resultados - IPR - PET0129.

IPR – PET0129		
Pwf (psig)	Qop (Bbl/d)	Qof (Bbl/d)
139.3	0	-
120	1	0
101.3	2	1
75	3	2
50	3.5	2.5
25	4	3
0	4.5	3.5

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Vertical Lift Performance (VLP)

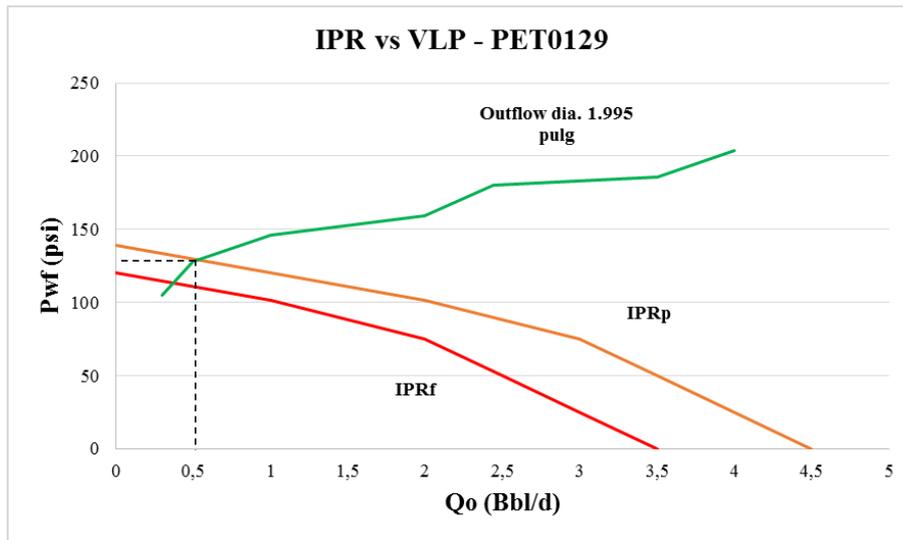
Los puntos obtenidos para la elaboración de la curva Outflow, según las tasa de producción, los parámetros del fluido y del pozo PET0129 se presentan a continuación:

Tabla 39. Resultados - VLP - PET0129.

VLP – PET0129	
Ql (Bbl/d)	Pwf (psig)
0.3	105
0.5	128
1	146
2	159
2.44	180
3.5	186
4	204

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Gráfica IPR vs VLP



Gráfica 16. Inflow vs Outflow (Flujo Natural) - PET0129.

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Análisis

La producción óptima para flujo natural del pozo PET0129, de acuerdo a la intersección de las curvas IPR y VLP, indica que la tasa de producción adecuada es de aproximadamente 0.5 bbl/d, a una presión de 127 psig. Este caso es similar que al pozo PET0125, donde indica que la producción óptima es menor a la que registra diariamente. Como en el caso anterior, esto se debe debido a que los análisis de afluencia de los pozos en estudio, se lo realizó a flujo natural, es decir, que no considera la unidad de bombeo mecánico, por ende la producción tiende a ser mayor.

4.2. Cálculos de Separadores de Gas en los Pozos Seleccionados

Los cálculos para el sistema de separación de gas, se basan netamente en conocer las dimensiones (longitud y diámetro) de las tuberías de succión y tuberías de barro, y a su vez el número de ranuras con las que contarán ambas tuberías.

Para el diseño del sistema se requiere contar con la siguiente información:

- Tasa de producción.
- Diámetro del pistón de la bomba.
- Longitud de la Carrera.
- Área de flujo de la válvula fija.

Cabe señalar, que no se debe considerar solo la producción de petróleo de cada pozo, sino la cantidad de fluido que ingresa a la bomba (Agua y Petróleo) por día, en este caso, se considera el potencial por cada ciclo, debido a que la mayoría de pozos del campo GGV producen de esa manera. Cabe señalar que la herramienta se la elaborará para tasas de flujo mayor a la que produce cada pozo, considerando también los análisis de afluencia realizados, por tal razón, la tasa de producción para el cálculo del sistema de separación de gas no será igual a la producción de petróleo de cada pozo, como se muestra en la Tabla 12.

Cálculo del Sistema Separador de Gas - Pozo PET0101

Tabla 40. Data para el Diseño del Sistema de Separación de Gas - PET0101.

Datos - PET0101		
Tasa de producción	12	
Longitud de la carrera	36''	
Diámetro del pistón de la bomba	1 1/4''	
Diámetro tubing	2 3/8''	
Diámetro casing	OD	8 5/8''
	ID	8.097''

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

1. El potencial de producción del pozo PET0101, considerado para el cálculo de la herramienta de fondo es de 12 bbls, por lo tanto, la tubería de succión recomendada para esta cantidad de flujo es la de 3/4''.

2. La longitud de carrera del pozo PET0101 es de 36 pulg.

3. Cálculo del área de flujo.

$$A_f = 0.01872 \times BFPD$$

$$A_f = 0.01872 \times 12 = \mathbf{0.224 \text{ pulg}^2}$$

4. Cálculo del área perforada del niple.

$$A_{Perf} = 4 \times A_f$$

$$A_{Perf} = 4 \times 0.224 = \mathbf{0.90 \text{ pulg}^2}$$

5. Cálculo del número de ranuras de 1/2" por 4" del niple.

$$N_{Rn} = \frac{A_{perf}}{2}$$

$$N_{Rn} = \frac{0.90}{2} = \mathbf{0.45}$$

El cálculo de número de ranuras de 1/2" por 4" del pozo PET0101 es muy bajo para las medidas recomendadas, por lo tanto, se recomienda el uso de tres ranuras en el niple.

6. Cálculo del número de ranuras de 1/4" por 4" de la tubería de succión.

El área de flujo de la válvula fija, se encuentra en la Tabla 8, y se lo determina mediante el diámetro del pistón. El diámetro del pistón es de 1 1/4", por lo tanto, el área de flujo del asiento de la válvula fija es de 0.262 pulg².

$$TubSuc_{Rn} = 4 \times A_{VF}$$

$$TubSuc_{Rn} = 4 \times 0.262 = \mathbf{1.048}$$

Se recomienda el uso de 2 ranuras 1/4" por 4" en la tubería de succión.

7. Cálculo del área mínima de flujo del separador.

En el paso 1, se determinó que la tubería de succión para este pozo es de 3/4", el área del diámetro externo de la tubería de succión se la determina en la Tabla 9, y es igual a 0.866 pulg².

$$A_{\min T.B.} = A_f + \text{Area OD (Tubsuc)}$$

$$A_{\min T.B.} = 0.224 + 0.866 = \mathbf{1.09 \text{ pulg}^2}$$

8. Tamaño real del separador.

Basado en el área de flujo mínimo del separador calculado anteriormente, podemos determinar que se necesita un tubo de 1 ¼”, cuya área del diámetro interno es de 1.496 pulg² (valor obtenido en la Tabla 9).

9. Cálculo del área de flujo real del separador.

$$A_{R.T.B.} = \text{Area ID}(Tubbar) - \text{Area OD}(Tubsuc)$$

$$A_{R.T.B.} = 1.496 - 0.866 = \mathbf{0.63 \text{ pulg}^2}$$

10. Cálculo del volumen del área quieta.

El valor del área del pistón A_p , se lo determina en la Tabla 8, de acuerdo a las dimensiones del pistón.

$$V_s = 2 \times A_p \times S_p$$

$$V_s = 2 \times 1.227 \times 36 = \mathbf{88.344 \text{ pulg}^3}$$

11. Cálculo de la longitud del área quieta.

$$L_s = \frac{V_s}{A_{R.T.B.}}$$

$$L_s = \frac{88.34}{0.63} = \mathbf{140.22 \text{ pulg}}$$

$$L_s = 140.22 \text{ pulg} \frac{1 \text{ ft}}{12 \text{ pulg}} = \mathbf{11.69 \text{ ft}}$$

12. La longitud total de la tubería de succión, considerando elementos como longitud de área quieta, ranuras, cuellos y roscas sería igual 13 ft de longitud aproximadamente.

El diámetro externo del separador de 1 ¼” es igual a 1.66 pulg, el cual es menor al diámetro interno del tubing (1.995”), el diámetro externo de los cuellos del separador es de 2.054 pulg, basado a la medida determinada en el paso 8 (valor obtenido en la Tabla 9) y determinando que el diámetro interno del casing de 8 ⅝” es igual a 8.097 pulg, se puede definir que existe suficiente espacio libre entre el separador y el casing.

Cálculo del Sistema Separador de Gas - Pozo PET0115

Tabla 41. Data para el Diseño del Sistema de Separación de Gas - PET0115.

Datos - PET0115		
Tasa de producción	15	
Longitud de la carrea	18.45"	
Diámetro del pistón de la bomba	1 ¼"	
Diámetro tubing	2 ⅜"	
Diámetro casing	OD	5"
	ID	4.560"

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

1. El potencial de producción del pozo PET0115, considerado para el cálculo de la herramienta de fondo es de 15 bbls, por lo tanto, la tubería de succión recomendada para esta cantidad de flujo es la de ¾".
2. La longitud de carrera del pozo PET0115 es de 18.45 pulg.
3. Cálculo del área de flujo.

$$A_f = 0.01872 \times BFPD$$

$$A_f = 0.01872 \times 15 = \mathbf{0.28 \text{ pulg}^2}$$

4. Cálculo del área perforada del niple.

$$A_{perf} = 4 \times A_f$$

$$A_{perf} = 4 \times 0.28 = \mathbf{1.123 \text{ pulg}^2}$$

5. Cálculo del número de ranuras de ½" por 4" del niple.

$$N_{Rn} = \frac{A_{perf}}{2}$$

$$N_{Rn} = \frac{1.123}{2} = \mathbf{0.56}$$

El cálculo de número de ranuras de ½" por 4" del pozo PET0115 es muy bajo para las medidas recomendadas, por lo tanto, se considera el uso de tres ranuras en el niple.

6. Cálculo del número de ranuras de ¼” por 4” de la tubería de succión.

El área de flujo de la válvula fija, se encuentra en la Tabla 8, y se lo determina mediante el diámetro del pistón. El diámetro del pistón es de 1 ¼”, por lo tanto, el área de flujo del asiento de la válvula fija es de 0.262 pulg².

$$TubSuc_{Rn} = 4 \times A_{VF}$$

$$TubSuc_{Rn} = 4 \times 0.262 = \mathbf{1.048}$$

Se recomienda el uso de 2 ranuras de ¼” por 4” en la tubería de succión.

7. Cálculo del área mínima de flujo del separador.

En el paso 1, se determinó que la tubería de succión para este pozo es de ¾”, el área del diámetro externo de la tubería de succión se la determina en la Tabla 9, y es igual a 0.866 pulg².

$$A_{\min T.B.} = A_f + Area OD (Tubsuc)$$

$$A_{\min T.B.} = 0.28 + 0.866 = \mathbf{1.146 pulg^2}$$

8. Tamaño real del separador.

Basado en el área de flujo mínimo del separador calculado anteriormente, podemos determinar que se necesita un tubo de 1 ¼”, cuya área del diámetro interno es de 1.496 pulg² (valor obtenido en la Tabla 9).

9. Cálculo del área de flujo real del separador.

$$A_{RT.B.} = Area ID(Tubbar) - Area OD(Tubsuc)$$

$$A_{RT.B.} = 1.496 - 0.866 = \mathbf{0.63 pulg^2}$$

10. Cálculo del volumen del área quieta.

El valor del área del pistón A_p , se lo determina en la Tabla 8, de acuerdo a las dimensiones del pistón.

$$V_s = 2 \times A_p \times S_p$$

$$V_s = 2 \times 1.227 \times 18.45 = \mathbf{45.28 pulg^3}$$

11. Cálculo de la longitud del área quieta.

$$L_s = \frac{V_s}{A_{RT.B.}}$$

$$L_s = \frac{45.28}{0.63} = 71.87 \text{ pulg}$$

$$L_s = 71.87 \text{ pulg} \frac{1 \text{ ft}}{12 \text{ pulg}} = 5.98 \text{ ft}$$

12. La longitud total de la tubería de succión, considerando elementos como longitud de área quieta, ranuras, cuellos y roscas sería igual a 8 ft de longitud aproximadamente.

El diámetro externo del separador de 1 ¼” es igual a 1.66 pulg, el cual es menor al diámetro interno del tubing (1.995”), el diámetro externo de los cuellos del separador es de 2.054 pulg, basado a la medida determinada en el paso 8 (valor obtenido en la Tabla 9) y determinando que el diámetro interno del casing de 5” es igual a 4.560 pulg, se puede definir que existe suficiente espacio libre entre el separador y el casing.

Cálculo del Sistema Separador de Gas - Pozo PET0120

Tabla 42. Data para el Diseño del Sistema de Separación de Gas - PET0120.

Datos - PET0120		
Tasa de producción	9	
Longitud de la carrera	33.05”	
Diámetro del pistón de la bomba	1 ¼”	
Diámetro tubing	2 ¾”	
Diámetro casing	OD	6”
	ID	5.424”

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

1. El potencial de producción del pozo PET0120, considerado para el cálculo de la herramienta de fondo es de 9 bbls, por lo tanto, la tubería de succión recomendada para esta cantidad de flujo es la de ¾”.
2. La longitud de carrera del pozo PET0120 es de 33.05 pulg.
3. Cálculo del área de flujo.

$$A_f = 0.01872 \times BFPD$$

$$A_f = 0.01872 \times 9 = \mathbf{0.17 \text{ pulg}^2}$$

4. Cálculo del área perforada del niple.

$$A_{perf} = 4 \times A_f$$

$$A_{perf} = 4 \times 0.17 = \mathbf{0.67 \text{ pulg}^2}$$

5. Cálculo del número de ranuras de ½” por 4” del niple.

$$N_{Rn} = \frac{A_{perf}}{2}$$

$$N_{Rn} = \frac{0.67}{2} = \mathbf{0.34}$$

El cálculo de número de ranuras de ½” por 4” del pozo PET0120 es muy bajo para las medidas recomendadas, por lo tanto, se considera el uso de tres ranuras en el niple.

6. Cálculo del número de ranuras de ¼” por 4” de la tubería de succión.

El área de flujo de la válvula fija, se encuentra en la Tabla 8, y se lo determina mediante el diámetro del pistón. El diámetro del pistón es de 1 ¼”, por lo tanto, el área de flujo del asiento de la válvula fija es de 0.262 pulg².

$$TubSuc_{Rn} = 4 \times A_{VF}$$

$$TubSuc_{Rn} = 4 \times 0.262 = \mathbf{1.048}$$

Se recomienda el uso de 2 ranuras de ¼” por 4” en la tubería de succión.

7. Cálculo del área mínima de flujo del separador.

En el paso 1, se determinó que la tubería de succión para este pozo es de ¾”, el área del diámetro externo de la tubería de succión se la determina en la Tabla 9, y es igual a 0.866 pulg².

$$A_{\min T.B.} = A_f + \text{Area OD (Tubsuc)}$$

$$A_{\min T.B.} = 0.17 + 0.866 = \mathbf{1.036 \text{ pulg}^2}$$

8. Tamaño real del separador.

Basado en el área de flujo mínimo del separador calculado anteriormente, podemos determinar que se necesita un tubo de 1 ¼", cuya área del diámetro interno es de 1.496 pulg² (valor obtenido en la Tabla 9).

9. Cálculo del área de flujo real del separador.

$$A_{R.T.B.} = \text{Area ID}(Tubbar) - \text{Area OD}(Tubsuc)$$
$$A_{R.T.B.} = 1.496 - 0.866 = \mathbf{0.63 \text{ pulg}^2}$$

10. Cálculo del volumen del área quieta.

El valor del área del pistón A_p , se lo determina en la Tabla 8, de acuerdo a las dimensiones del pistón.

$$V_s = 2 \times A_p \times S_p$$
$$V_s = 2 \times 1.227 \times 33.05 = \mathbf{81 \text{ pulg}^3}$$

11. Cálculo de la longitud del área quieta.

$$L_s = \frac{V_s}{A_{R.T.B.}}$$
$$L_s = \frac{81}{0.63} = \mathbf{128.57 \text{ pulg}}$$
$$L_s = 128.57 \text{ pulg} \frac{1 \text{ ft}}{12 \text{ pulg}} = \mathbf{10.71 \text{ ft}}$$

12. La longitud total de la tubería de succión, considerando elementos como longitud de área quieta, ranuras, cuellos y roscas sería igual a 12 ft de longitud aproximadamente.

El diámetro externo del separador de 1 ¼" es igual a 1.66 pulg, el cual es menor al diámetro interno del tubing (1.995"), el diámetro externo de los cuellos del separador es de 2.054 pulg, basado a la medida determinada en el paso 8 (valor obtenido en la Tabla 9) y determinando que el diámetro interno del casing de 6" es igual a 5.424 pulg, se puede definir que existe suficiente espacio libre entre el separador y el casing.

Cálculo del Sistema Separador de Gas - Pozo PET0125

Tabla 43. Data para el Diseño del Sistema de Separación de Gas - PET0125.

Datos - PET0125		
Tasa de producción	9	
Longitud de la carrera	36.36"	
Diámetro del pistón de la bomba	1 ¼"	
Diámetro tubing	2 ⅜"	
Diámetro casing	OD	5"
	ID	4.560"

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

1. El potencial de producción del pozo PET0125, considerado para el cálculo de la herramienta de fondo es de 9 bbls, por lo tanto, la tubería de succión recomendada para esta cantidad de flujo es la de ¾".
2. La longitud de carrera del pozo PET0125 es de 36.36 pulg.
3. Cálculo del área de flujo

$$A_f = 0.01872 \times BFPD$$

$$A_f = 0.01872 \times 9 = \mathbf{0.17 \text{ pulg}^2}$$

4. Cálculo del área perforada del niple.

$$A_{perf} = 4 \times A_f$$

$$A_{perf} = 4 \times 0.17 = \mathbf{0.67 \text{ pulg}^2}$$

5. Cálculo del número de ranuras de ½" por 4" del niple.

$$N_{Rn} = \frac{A_{perf}}{2}$$

$$N_{Rn} = \frac{0.67}{2} = \mathbf{0.34}$$

El cálculo de número de ranuras de ½" por 4" del pozo PET0125 es muy bajo para las medidas recomendadas, por lo tanto, se considera el uso de tres ranuras en el niple.

6. Cálculo del número de ranuras de ¼” por 4” de la tubería de succión.

El área de flujo de la válvula fija, se encuentra en la Tabla 8, y se lo determina mediante el diámetro del pistón. El diámetro del pistón es de 1 ¼”, por lo tanto, el área de flujo del asiento de la válvula fija es de 0.262 pulg².

$$TubSuc_{Rn} = 4 \times A_{VF}$$

$$TubSuc_{Rn} = 4 \times 0.262 = \mathbf{1.048}$$

Se recomienda el uso de 2 ranuras de ¼” por 4” en la tubería de succión.

7. Cálculo del área mínima de flujo del separador.

En el paso 1, se determinó que la tubería de succión para este pozo es de ¾”, el área del diámetro externo de la tubería de succión se la determina en la Tabla 9, y es igual a 0.866 pulg².

$$A_{\min T.B.} = A_f + Area OD (Tubsuc)$$

$$A_{\min T.B.} = 0.17 + 0.866 = \mathbf{1.036 pulg^2}$$

8. Tamaño real del separador.

Basado en el área de flujo mínimo del separador calculado anteriormente, podemos determinar que se necesita un tubo de 1 ¼”, cuya área del diámetro interno es de 1.496 pulg² (valor obtenido en la Tabla 9).

9. Cálculo del área de flujo real del separador.

$$A_{RT.B.} = Area ID(Tubbar) - Area OD(Tubsuc)$$

$$A_{RT.B.} = 1.496 - 0.866 = \mathbf{0.63 pulg^2}$$

10. Cálculo del volumen del área quieta.

El valor del área del pistón A_p , se lo determina en la Tabla 8, de acuerdo a las dimensiones del pistón.

$$V_s = 2 \times A_p \times S_p$$

$$V_s = 2 \times 1.227 \times 36.36 = \mathbf{89.23 pulg^3}$$

11. Cálculo de la longitud del área quieta.

$$L_s = \frac{V_s}{A_{RT.B.}}$$

$$L_s = \frac{89.23}{0.63} = \mathbf{141.63 \text{ pulg}}$$

$$L_s = 141.63 \text{ pulg} \frac{1 \text{ ft}}{12 \text{ pulg}} = \mathbf{11.80 \text{ ft}}$$

12. La longitud total de la tubería de succión, considerando elementos como longitud de área quieta, ranuras, cuellos y roscas sería igual a 13 ft de longitud aproximadamente.

El diámetro externo del separador de 1 ¼” es igual a 1.66 pulg, el cual es menor al diámetro interno del tubing (1.995”), el diámetro externo de los cuellos del separador es de 2.054 pulg, basado a la medida determinada en el paso 8 (valor obtenido en la Tabla 9) y determinando que el diámetro interno del casing de 5” es igual a 4.560 pulg, se puede definir que existe suficiente espacio libre entre el separador y el casing.

Cálculo del Sistema Separador de Gas - Pozo PET0129

Tabla 44. Data para el Diseño del Sistema de Separación de Gas - PET0129.

Datos - PET0129		
Tasa de producción	15	
Longitud de la carrera	18.40”	
Diámetro del pistón de la bomba	1 ¼”	
Diámetro tubing	2 ¾”	
Diámetro casing	OD	7”
	ID	6.538”

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

1. El potencial de producción del pozo PET0129, considerado para el cálculo de la herramienta de fondo es de 15 bbls, por lo tanto, la tubería de succión recomendada para esta cantidad de flujo es la de ¾”.
2. La longitud de carrera del pozo PET0129 es de 18.40 pulg.

3. Cálculo del área de flujo.

$$A_f = 0.01872 \times BFPD$$

$$A_f = 0.01872 \times 15 = \mathbf{0.28 \text{ pulg}^2}$$

4. Cálculo del área perforada del niple.

$$A_{perf} = 4 \times A_f$$

$$A_{perf} = 4 \times 0.28 = \mathbf{1.12 \text{ pulg}^2}$$

5. Cálculo del número de ranuras de 1/2" por 4" del niple.

$$N_{Rn} = \frac{A_{perf}}{2}$$

$$N_{Rn} = \frac{1.12}{2} = \mathbf{0.56}$$

El cálculo de número de ranuras de 1/2" por 4" del pozo PET0129 es muy bajo para las medidas recomendadas, por lo tanto, se considera el uso de tres ranuras en el niple.

6. Cálculo del número de ranuras de 1/4" por 4" de la tubería de succión.

El área de flujo de la válvula fija, se encuentra en la Tabla 8, y se lo determina mediante el diámetro del pistón. El diámetro del pistón es de 1 1/4", por lo tanto, el área de flujo del asiento de la válvula fija es de 0.262 pulg².

$$TubSuc_{Rn} = 4 \times A_{VF}$$

$$TubSuc_{Rn} = 4 \times 0.262 = \mathbf{1.048}$$

Se recomienda el uso de 2 ranuras de 1/4" por 4" en la tubería de succión.

7. Cálculo del área mínima de flujo del separador.

En el paso 1, se determinó que la tubería de succión para este pozo es de 3/4", el área del diámetro externo de la tubería de succión se la determina en la Tabla 9, y es igual a 0.866 pulg².

$$A_{\min T.B.} = A_f + \text{Area OD (Tubsuc)}$$

$$A_{\min T.B.} = 0.28 + 1.146 = \mathbf{1.986 \text{ pulg}^2}$$

8. Tamaño real del separador.

Basado en el área de flujo mínimo del separador calculado anteriormente, podemos determinar que se necesita un tubo de 1 ¼", cuya área del diámetro interno es de 1.496 pulg² (valor obtenido de la Tabla 9).

9. Cálculo del área de flujo real del separador.

$$A_{R.T.B.} = \text{Area ID}(Tubbar) - \text{Area OD}(Tubsuc)$$
$$A_{R.T.B.} = 1.496 - 0.866 = \mathbf{0.63 \text{ pulg}^2}$$

10. Cálculo del volumen del área quieta.

El valor del área del pistón A_p , se lo determina en la Tabla 8, de acuerdo a las dimensiones del pistón.

$$V_s = 2 \times A_p \times S_p$$
$$V_s = 2 \times 1.227 \times 18.40 = \mathbf{45.15 \text{ pulg}^3}$$

11. Cálculo de la longitud del área quieta.

$$L_s = \frac{V_s}{A_{R.T.B.}}$$
$$L_s = \frac{45.15}{0.63} = \mathbf{71.66 \text{ pulg}}$$
$$L_s = 71.66 \text{ pulg} \frac{1 \text{ ft}}{12 \text{ pulg}} = \mathbf{5.97 \text{ ft}}$$

12. La longitud total de la tubería de succión, considerando elementos como longitud de área quieta, ranuras, cuellos y roscas sería igual a 7 u 8 ft de longitud aproximadamente.

El diámetro externo del separador de 1 ¼" es igual a 1.66 pulg, el cual es menor al diámetro interno del tubing (1.995"), el diámetro externo de los cuellos del separador es de 2.054 pulg, basado a la medida determinada en el paso 8 (valor obtenido en la Tabla 9) y determinando que el diámetro interno del casing de 7" es igual a 6.538 pulg, se puede definir que existe suficiente espacio libre entre el separador y el casing.

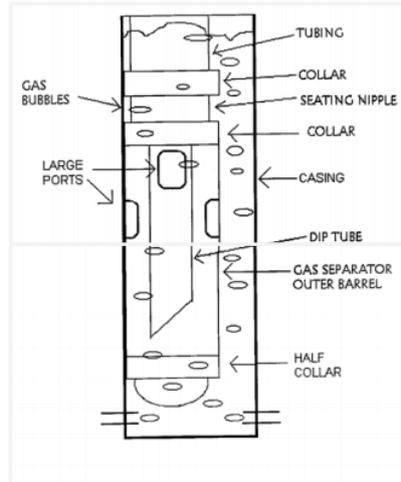


Figura 24. Esquema del Separador de Fondo Propuesto.

Fuente: UPC Global - Echometer.



Figura 25. Separador de Fondo Propuesto.

Fuente: UPC Global - Echometer.

Las Figuras 24 y 25, muestran la herramienta propuesta para optimizar la eficiencia de la bomba y del sistema en general. En este caso, las herramientas no cuentan con un niple perforado, sin embargo, la herramienta propuesta en la presente investigación, si contará con la presencia de aquel instrumento.

La Tabla 45, muestra las dimensiones de las partes que componen un separador de gas de fondo para cada pozo seleccionado. Otra forma de calcular las dimensiones del separador de gas, es mediante el software “Gas Separator Simulator” de Echometer, para ello, se utilizarán los diámetros de la tubería de succión y separador obtenido en la Tabla 45, debido a que el software requiere de dicha información y lograr así una comparación entre los 2 métodos de obtención de la herramienta.

El software “Gas Separator Simulator” de Echometer, permite calcular la longitud de la tubería de succión y la capacidad máxima del separador, con respecto a la velocidad del gas y los SPM. Los resultados obtenidos mediante el software se presentan en la Tabla 46.

4.2.1. Especificaciones y Características del Sistema de Separación de Gas

A continuación, se presentan las dimensiones de cada sistema de separación de gas diseñado para los diferentes pozos seleccionados.

Tabla 45. Dimensiones y Características del Sistema de Separación de Gas.

Medidas del Sistema de Separación de Gas										
	PET0101		PET0115		PET0120		PET0125		PET0129	
Tubería de Succión	dia. ¾"									
	ID	0.824 pulg								
	OD	1.05 pulg								
	Long.	13 ft	Long.	8 ft	Long.	12 ft	Long.	13 ft	Long.	8 ft
	#Ran.	2								
Niple	A _{Perf.}	0.84 pulg ²	A _{Perf.}	0.97 pulg ²	A _{Perf.}	0.67 pulg ²	A _{Perf.}	0.67 pulg ²	A _{Perf.}	1.12 pulg ²
	#Ran.	3								
Separador	dia. 1 ¼"									
	ID	1.38 pulg								
	OD	1.66 pulg								
	A _{flujo}	0.63 pulg ²								

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

4.2.2. Especificaciones y Características del Sistema de Separación de Gas (Gas Separator Simulator) - Echometer

Tabla 46. Dimensiones y Características del Sistema de Separación de Gas - Software Gas Separator Simulator.

Datos de Simulación										
	PET0101		PET0115		PET0120		PET0125		PET0129	
Tubería de Succión	ID	0.824 pulg								
	OD	1.05 pulg								
Separador	ID	1.38 pulg								
	OD	1.66 pulg								
Casing	ID	8.097 pulg	ID	4.560 pulg	ID	5.424 pulg	ID	4.560 pulg	ID	6.538 pulg
	OD	8 ⅝ pulg	OD	5 pulg	OD	6 pulg	OD	5 pulg	OD	7 pulg
Velocidad del Gas	12 pulg/seg									
SPM	11.92		11.46		8.26		9.89		11.54	
Desplaz. de la Bomba	54.4 BPD		24 BPD		30.4 BPD		44 BPD		28.8 BPD	
Resultados de la Simulación										
Long. Tubería de Succión	37.248 pulg		38.743 pulg		53.753 pulg		44.894 pulg		38.475 pulg	
	3.1 ft		3.2 ft		4.5 ft		3.74 ft		3.2 ft	
Capacidad del Separador	67 BPD									

Fuente: Software - Gas Separator Simulator - Echometer.

En las Tablas 45 y 46, se puede apreciar que las longitudes de la tubería de succión y el separador son diferentes para el mismo pozo, esto se debe a que por medio de las ecuaciones se considera que el separador debe poseer el doble del volumen de flujo que ingresa a la bomba, a diferencia del simulador, el cual calcula el volumen del separador de acuerdo a los diámetros de la tubería de succión y del separador, por tal razón, se muestra una diferente capacidad de volumen en el separador y longitud de la tubería de succión por cada método de cálculo. Para el presente trabajo se consideraran las medidas obtenidas mediante las fórmulas de diseño del separador, debido que al considerar la longitud de la carrera, ya sea de fondo o de superficie, para el cálculo del volumen del separador, se obtiene una mejor apreciación del volumen de fluido que ingresa a la bomba por cada stroke, por lo tanto, el volumen del separador será diferente para cada pozo.

4.3. Análisis de la Bomba Considerando la Implementación del Separador de Gas

Según las simulaciones que se realizaron con la presencia del separador de gas, la carrera efectiva del pistón (EPT), mejorará en más de un 85% con respecto a la carrera máxima del pistón (MPT), debido a que el gas no ingresa a la bomba, por lo tanto, hay mayor ingreso de fluido. Para las simulaciones del presente trabajo la carrera efectiva del pistón (EPT) será igual al 80% de la carrera máxima del pistón (MPT) registrado en las cartas dinámicas de cada pozo seleccionado del Capítulo III.

Tabla 47. Desplazamiento del Pistón Considerando el Uso del Separador.

Desplazamiento del Pistón		
Pozos	Carrera máxima del pistón	Carrera efectiva del pistón
PET0101	31.36 pulg	25 pulg
PET0115	14.59 pulg	11.67 pulg
PET0120	31.25 pulg	25 pulg
PET0125	30.61 pulg	24.49 pulg
PET0129	17.29 pulg	13.83 pulg

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Mediante el uso del separador, se consigue un mejor llenado de la bomba, por lo tanto, se obtiene la producción deseada en un menor tiempo, lo cual, a su vez da como resultado un menor tiempo de recuperación para cada pozo.

4.3.1. Análisis de Eficiencia de Producción de Pozos sin Separador de Gas vs Implementación de Separador de Gas

Tabla 48. Tiempo de Producción de los Pozos Actuales vs Pozos con Separador de Gas.

Pozos	Potencial	Carrera Máxima del Pistón	Capacidad de la Bomba	Producción sin Separador			Producción con Separador		
				Carrera Efectiva del Pistón	Desplazamiento de la Bomba	Tiempo de Producción	Carrera Efectiva del Pistón	Desplazamiento de la Bomba	Tiempo de Producción
PET0101	6 Bbls	30.83 pulg	68 BPD	8.87 pulg	22 BPD	7 - 8 hrs	25 pulg	54.4 BPD	2 - 3 hrs
PET0115	8 Bbls	14.58 pulg	30 BPD	3.33 pulg	7 BPD	27 - 28 hrs	11.66 pulg	24 BPD	7 - 8 hrs
PET0120	4 Bbls	31.40 pulg	38 BPD	15.23 pulg	24 BPD	4 hrs	25 pulg	30.4 BPD	2 - 3 hrs
PET0125	3 Bbls	30.57 pulg	55 BPD	8.06 pulg	12 BPD	6 - 7 hrs	24.47 pulg	44 BPD	2 hrs
PET0129	8 Bbls	17.28 pulg	36 BPD	4.31 pulg	10 BPD	21 hrs	13.82 pulg	28.8 BPD	6 - 7 hrs

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Nota: La carrera máxima y efectiva del pistón presentes en la Tabla 48, son valores promedios, obtenidos durante la toma de las cartas dinamométricas, adicionalmente, el único pozo que presenta producción de agua es el pozo PET0120, su tasa de producción diaria es de tres barriles de petróleo y un barril de agua.

4.3.2. Análisis de Producción de Pozos sin Separador de Gas vs Implementación de Separador de Gas

Considerando aspectos como el tiempo de producción y el tiempo sin producir (tiempo de recuperación) de cada pozo con y sin separador, se logró determinar cuánto incrementa la producción de petróleo al día.

Tabla 49. Tasa de Producción de los Pozos Actuales vs Pozos con Separador de Gas.

Pozos	Ciclo	Sin Separador de Gas			Con Separador de Gas		
		Tiempo de Producción	Producción Diaria	Producción Mensual	Tiempo de Producción	Producción Diaria	Producción Mensual
PET0101	1	8 hrs	6 bbl/d	180 bbl	3 hrs	7.25 bbl/d	217.5 bbl
PET0115	5	28 hrs	1.6 bbl/d	48 bbl	8 hrs	1.86 bbl/d	56 bbl
PET0120	1	4 hrs	3 bbl/d	90 bbl	3 hrs	3.13 bbl/d	94 bbl
PET0125	1	7 hrs	3 bbl/d	90 bbl	2 hrs	3.63 bbl/d	109 bbl
PET0129	5	21 hrs	1.6 bbl/d	48 bbl	7 hrs	1.8 bbl/d	54 bbl
		Total	15.2 bbl/d	456 bbl	Total	17.67 bbl/d	530.5 bbl

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

4.3.2.1. Análisis de Incremento de Producción

La Tabla 50, presenta el porcentaje de incremento de producción de cada pozo, considerando el ciclo de producción.

Tabla 50. Incremento de Producción por Ciclo.

Pozos	Ciclo	Potencial Actual	Potencial con Separador	Incremento de Producción	Porcentaje de Incremento de Producción
PET0101	1	6 bbl/d	7.25 bbl	1.25 bbl	20.83 %
PET0115	5	8 bbl/d	9.33 bbl	1.33 bbl	16.63 %
PET0120	1	3 bbl/d	3.13 bbl	0.13 bbl	4.33 %
PET0125	1	3 bbl/d	3.63 bbl	0.63 bbl	21 %
PET0129	5	8 bbl/d	9 bbl	1 bbl	12.5 %
Total		28 bbl/d	32.34 bbl/d	4.34 bbl	15.5 %

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

La Tabla 51, presenta el porcentaje de incremento de producción de cada pozo, considerando la producción por día.

Tabla 51. Incremento de Producción Diaria.

Pozos	Producción Actual	Producción con Separador	Incremento de Producción	Porcentaje de Incremento de Producción
PET0101	6 bbl/d	7.25 bbl/d	1.25 bbl/d	20.83 %
PET0115	1.6 bbl/d	1.86 bbl/d	0.26 bbl/d	16.25 %
PET0120	3 bbl/d	3.13 bbl/d	0.13 bbl/d	4.33 %
PET0125	3 bbl/d	3.63 bbl/d	0.63 bbl/d	21 %
PET0129	1.6 bbl/d	1.8 bbl/d	0.2 bbl/d	12.5 %
Total	15.2 bbl/d	17.67 bbl/d	2.47 bbl/d	16.25 %

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

4.4.Resultados

En los puntos presentados anteriormente, se determinó que el diseño del separador para los pozos analizados, será el obtenido en la Tabla 45, cuyas dimensiones se presentan a continuación, en conjunto con las respectivas medidas de la bomba.

Dimensionamiento del Equipo de Subsuelo - PET0101

Considerando la implementación del separador de gas, el pozo PET0101, presenta un incremento de producción del 20.83%, lo que equivale a un aumento de 1.25 BPPD de su tasa habitual. La descripción y el dimensionamiento del equipo de subsuelo determinado para el pozo se presentan a continuación y el diagrama de completación del pozo con los datos presentados en la Tabla 54, se puede observar en Anexo 1.

Tabla 52. Dimensionamiento del Equipo de Subsuelo – PET0101.

Equipo de Subsuelo – PET0101						
Separados de Gas				Bomba		
Tubería de Succión	Diámetro			20-125-RWAM-8-14		
	¾"	OD	1.05"	Diámetro del Tubing	20	2 ¾"
		ID	0.824"	ID Bomba	125	1 ¼"
	Longitud			Tipo de Bomba	R	Inserta
13 ft			Tipo de Barril	W	Pared Delgada	
Case del Separador	Diámetro			Tipo de Asiento	A	En el Tope
	1 ¼"	OD	1.66"	Tipo de Anclaje	M	Mecánico
		ID	1.38"	Longitud del Pistón	8 ft	
Revestimiento				Longitud de Extensiones	14 ft	
				Varillas de Bombeo		
Diámetro	Tope	Fondo	Diámetro	Longitud		
16"	0 ft	221 ft	¾"	745 ft		
13 ¾"	0 ft	849 ft	⅝"	1250 ft		
10 ¾"	849 ft	1960 ft	Total	1995 ft		
8 ⅝"	1960 ft	2643 ft	Longitud del Stroke	36 ft		

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Dimensionamiento del Equipo de Subsuelo - PET0115

Considerando la implementación del separador de gas, el pozo PET0115, presenta un incremento de producción del 16.63% por cada ciclo, equivalente a un aumento de 1.33 barriles de su tasa habitual y un 16.25% considerando una producción diaria, representa un aumento de 0.26 BPPD. La descripción y el dimensionamiento del equipo de subsuelo determinado para el pozo se presentan a continuación y el diagrama de completación del pozo con los datos presentados en la Tabla 54, se puede observar en Anexo 2.

Tabla 53. Dimensionamiento del Equipo de Subsuelo – PET0115.

Equipo de Subsuelo – PET0115						
Separados de Gas			Bomba			
Tubería de Succión	Diámetro		20-125-RWAM-8-9			
	¾"	OD	1.05"	Diámetro del Tubing	20	2 ¾"
		ID	0.824"	ID Bomba	125	1 ¼"
	Longitud		Tipo de Bomba	R	Inserta	
8 ft		Tipo de Barril	W	Pared Delgada		
Case del Separador	Diámetro		Tipo de Asiento	A	En el Tope	
	1 ¼"	OD	1.66"	Tipo de Anclaje	M	Mecánico
		ID	1.38"	Longitud del Pistón	8 ft	
Revestimiento			Longitud de Extensiones	9 ft		
			Varillas de Bombeo			
Diámetro	Tope	Fondo	Diámetro	Longitud		
5"	0 ft	2601 ft	¾"	775 ft		
-	-	-	⅝"	1800 ft		
-	-	-	Total	2575 ft		
-	-	-	Longitud del Stroke	18.45 ft		

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Dimensionamiento del Equipo de Subsuelo - PET0120

Considerando la implementación del separador de gas, el pozo PET0120, presenta un incremento de producción del 4.33%, lo que equivale a un aumento de 0.13 BPPD de su tasa habitual. La descripción y el dimensionamiento del equipo de subsuelo determinado para el pozo se presentan a continuación y el diagrama de completación del pozo con los datos presentados en la Tabla 54, se puede observar en Anexo 3.

Tabla 54. Dimensionamiento del Equipo de Subsuelo – PET0120.

Equipo de Subsuelo – PET0120						
Separados de Gas				Bomba		
Tubería de Succión	Diámetro			20-125-RWAM-8-13		
	¾"	OD	1.05"	Diámetro del Tubing	20	2 ⅜"
		ID	0.824"	ID Bomba	125	1 ¼"
	Longitud			Tipo de Bomba	R	Inserta
	12 ft			Tipo de Barril	W	Pared Delgada
Case del Separador	Diámetro			Tipo de Asiento	A	En el Tope
	1 ¼"	OD	1.66"	Tipo de Anclaje	M	Mecánico
		ID	1.38"	Longitud del Pistón	8 ft	
Revestimiento				Longitud de Extensiones	13 ft	
				Varillas de Bombeo		
Diámetro	Tope	Fondo	Diámetro		Longitud	
8 ⅝"	0 ft	1738 ft	¾"		825 ft	
6"	1696 ft	3457 ft	⅝"		3275 ft	
-	-	-	Total		3275 ft	
-	-	-	Longitud del Stroke		33.05 ft	

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Dimensionamiento del Equipo de Subsuelo - PET0125

Considerando la implementación del separador de gas, el pozo PET0125, presenta un incremento de producción del 21%, lo que equivale a un aumento de 0.63 BPPD de su tasa habitual. La descripción y el dimensionamiento del equipo de subsuelo determinado para el pozo se presentan a continuación y el diagrama de completación del pozo con los datos presentados en la Tabla 55, se puede observar en Anexo 4.

Tabla 55. Dimensionamiento del Equipo de Subsuelo – PET0125.

Equipo de Subsuelo – PET0125						
Separados de Gas				Bomba		
Tubería de Succión	Diámetro			20-125-RWAM-8-14		
	¾"	OD	1.05"	Diámetro del Tubing	20	2 ⅜"
		ID	0.824"	ID Bomba	125	1 ¼"
	Longitud			Tipo de Bomba	R	Inserta
	13 ft			Tipo de Barril	W	Pared Delgada
Case del Separador	Diámetro			Tipo de Asiento	A	En el Tope
	1 ¼"	OD	1.66"	Tipo de Anclaje	M	Mecánico
		ID	1.38"	Longitud del Pistón	8 ft	
Revestimiento				Longitud de Extensiones	14 ft	
				Varillas de Bombeo		
Diámetro	Tope	Fondo	Diámetro		Longitud	
8 ⅝"	0 ft	1500 ft	¾"		950 ft	
7"	1455 ft	2700 ft	⅝"		1900 ft	
5"	2688 ft	3289 ft	Total		2850 ft	
-	-	-	Longitud del Stroke		36.36 ft	

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Dimensionamiento del Equipo de Subsuelo - PET0129

Considerando la implementación del separador de gas, el pozo PET0129, presenta un incremento de producción del 12.5% por cada ciclo, equivalente a un aumento de 1 barril de su tasa habitual y otro 12.5% considerando una producción diaria, representa un aumento de 0.2 BPPD. La descripción y el dimensionamiento del equipo de subsuelo determinado para el pozo se presentan a continuación y el diagrama de completación del pozo con los datos presentados en la Tabla 54, se puede observar en Anexo 5.

Tabla 56. Dimensionamiento del Equipo de Subsuelo – PET0129.

Equipo de Subsuelo – PET0129						
Separados de Gas				Bomba		
Tubería de Succión	Diámetro			20-125-RWAM-8-9		
	¾"	OD	1.05"	Diámetro del Tubing	20	2 ⅜"
		ID	0.824"	ID Bomba	125	1 ¼"
	Longitud			Tipo de Bomba	R	Inserta
8 ft			Tipo de Barril	W	Pared Delgada	
Case del Separador	Diámetro			Tipo de Asiento	A	En el Tope
	1 ¼"	OD	1.66"	Tipo de Anclaje	M	Mecánico
		ID	1.38"	Longitud del Pistón	8 ft	
Revestimiento				Longitud de Extensiones	9 ft	
				Varillas de Bombeo		
Diámetro	Tope	Fondo	Diámetro	Longitud		
7"	0 ft	2215 ft	¾"	1925 ft		
-	-	-	-	-		
-	-	-	Total	1925 ft		
-	-	-	Longitud del Stroke	18.40 ft		

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

4.4.1. Análisis del Tipo de Bomba

Dentro de los pozos seleccionados, actualmente se utilizan 2 tipos de bomba, cuatro pozos presentan bomba RWA y un pozo presenta RWB. El tipo de bomba RWA, se utiliza en pozos que tengan arena o sedimentos, alta presencia de gas, poca sumergencia y tienen la capacidad de implementar un separador de gas, el tipo de bomba RWB, es aplicado en pozos gaseosos con poca sumergencia y profundos.

En el punto anterior se determinó, para la implementación del separador de gas, utilizar una bomba RWA, la cual se adapta a las características de los pozos y a la implementación del objetivo del presente trabajo.

El tipo de ancla que actualmente se encuentra presente en los pozos, es de tipo copas, y mediante las pruebas de cartas dinamométricas, se logró determinar que este tipo de ancla o separador no es eficiente para los pozos analizados, por tal razón, para optimizar el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico y considerando los tipos de costos de acuerdo a la producción de la sección, se determinó, que la mejor opción para optimizar la eficiencia de la bomba es por medio de la implementación de otro tipo de separador de gas en el fondo del pozo, disminuyendo así, el tiempo de producción, aumentando la producción y reduciendo costos de mantenimiento de los equipos de fondo.

4.5. Análisis Económico

Por medio de la implementación del separador de gas, se obtuvo un incremento de producción de cada pozo analizado de acuerdo al tiempo, obteniendo un aumento aproximado de 74.5 barriles al mes con respecto a la producción que normalmente presenta. El objetivo del análisis económico, es determinar si la implementación del separador de gas de fondo desde el punto de vista económico es viable para ser aplicado en cada pozo, considerando la producción promedio obtenida anteriormente.

Con el fin de conservar gastos, debido a la poca producción de la sección y del campo, se considerará que los equipos que actualmente se encuentran en cada pozo no presenten ningún cambio, al menos que sea necesario, es decir, que solo se implementará al equipo de fondo la herramienta propuesta en la presente investigación.

Según la renegociación de los contratos petroleros marginales, realizado el año 2011 “El estado pagará a Pacifpetrol \$58 por barril extraído, uno de los más altos renegociados con los marginales” (El Universo, 2011). Considerando que el bloque 2 extrae la mejor calidad de crudo en el país.

El análisis económico, se lo realizará en un periodo de 12 meses, considerando aspectos como: Unidad de reacondicionamiento (equipos), horas de trabajo por hombre, mantenimiento preventivo - correctivo y los ingresos generados mensualmente por la producción de crudo de cada pozo.

Como se mencionó anteriormente, se seguirán usando tanto los equipos de fondo como los de superficie para optimizar los recursos, es decir, que solo se consideraran los costos estimados para la instalación del separador de gas, los cuales se presentan a continuación:

Tabla 57. Material, Equipos y Costos Estimados de Operación.

Material, Equipo y Operación	Costo (USD)
Unidad de Pulling (Transporte, mano de obra, equipos, etc.).	\$48,00/h
Equipo de Subsuelo	-
Equipo de Superficie	-
Unidad de Bombeo	-
Separador de Fondo (Separador, Niple perforado, Tapón)	\$4.000,00 c/u
Niple de Asentamiento	\$640,00 c/u
Acoples	\$600,00 c/u
Mantenimiento Preventivo - Correctivo	\$6.000,00/año

Fuente: Costos Estimados de Operación Pacifpetrol S.A - Costos de Materiales EP -
Petroecuador.

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Los costos de operación de la Unidad de Pulling para los 5 pozos dependerán del tiempo de operación del mismo, se estima un aproximado de 2 semanas para la implementación de la herramienta en los pozos seleccionados.

4.5.1. Flujo Proyectado de la Investigación

Tabla 58. Flujo de Efectivo Proyectado 1/2.

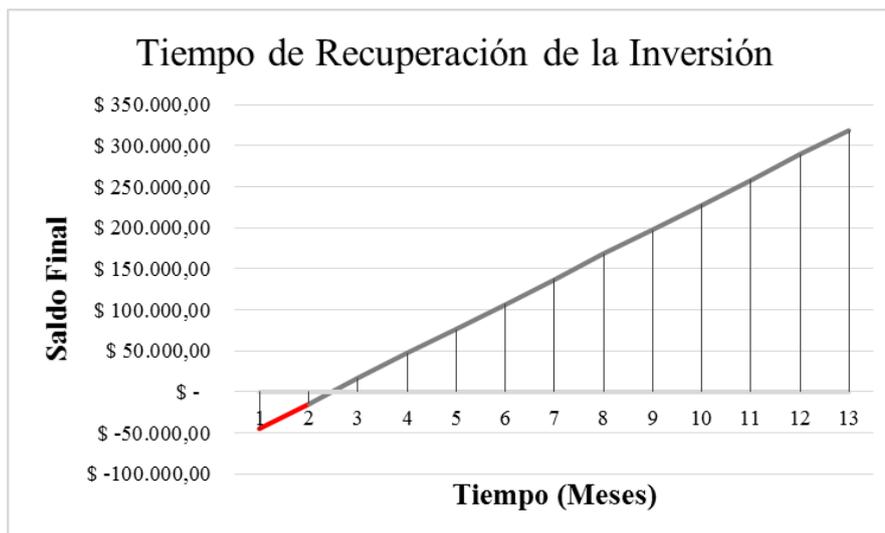
Meses	Inversión	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6
Ingresos							
Producción (bbls)		530,5	530,5	530,5	530,5	530,5	530,5
Precio (USD)		\$ 58,00	\$ 58,00	\$ 58,00	\$ 58,00	\$ 58,00	\$ 58,00
Total Ingresos (USD)		\$ 30.769,00	\$ 30.769,00	\$ 30.769,00	\$ 30.769,00	\$ 30.769,00	\$ 30.769,00
Egresos							
Unidad de Pulling (14 días)	\$ -19.488,00						
Separador de Fondo (5 unidades)	\$ -20.000,00						
Niple de Asentamiento (5 unidades)	\$ -3.200,00						
Acople (5 unidades)	\$ -2.400,00						
Mantenimiento Preventivo Correctivo					\$ -2.000,00		
Total Egresos (USD)	\$ -45.088,00				\$ -2.000,00		
Ingresos (USD)		\$ 30.769,00	\$ 30.769,00	\$ 30.769,00	\$ 28.769,00	\$ 30.769,00	\$ 30.769,00
Saldo Final (USD)	\$ -45.088,00	\$ -14.319,00	\$ 16.450,00	\$ 47.219,00	\$ 75.988,00	\$ 106.757,00	\$ 137.526,00

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Tabla 59. Flujo de Efectivo Proyectado 2/2.

Meses	Inversión	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Ingresos							
Producción (bbls)		530,5	530,5	530,5	530,5	530,5	530,5
Precio (USD)		\$ 58,00	\$ 58,00	\$ 58,00	\$ 58,00	\$ 58,00	\$ 58,00
Total Ingresos (USD)		\$ 30.769,00	\$ 30.769,00	\$ 30.769,00	\$ 30.769,00	\$ 30.769,00	\$ 30.769,00
Egresos							
Unidad de Pulling (14 días)	\$ -19.488,00						
Separador de Fondo (5 unidades)	\$ -20.000,00						
Niple de Asentamiento (5 unidades)	\$ -3.200,00						
Acople (5 unidades)	\$ -2.400,00						
Mantenimiento Preventivo Correctivo			\$ -2.000,00				\$ -2.000,00
Total Egresos (USD)	\$ -45.088,00		\$ -2.000,00				\$ -2.000,00
Ingresos (USD)		\$ 30.769,00	\$ 28.769,00	\$ 30.769,00	\$ 30.769,00	\$ 30.769,00	\$ 28.769,00
Saldo Final (USD)	\$ -45.088,00	\$ 168.295,00	\$ 197.064,00	\$ 227.833,00	\$ 258.602,00	\$ 289.371,00	\$ 318.140,00

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.



Gráfica 17. Periodo de Recuperación de Inversión del Proyecto.

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

4.5.2. Viabilidad del Proyecto

La viabilidad de un proyecto, se realiza considerando tres indicadores, los cuales son: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y la Relación Beneficio - Costo (B/C).

La viabilidad de un proyecto puede ser analizado mediante la siguiente Tabla:

Tabla 60. Material, Equipos y Costos Estimados de Operación.

Indicador	VAN	TIR	B/C
Viabilidad			
Indiferente	$VAN = 0$	$TIR = i$	$B/C = 1$
Viable	$VAN > 0$	$TIR > i$	$B/C > 1$
No Viable	$VAN < 0$	$TIR < i$	$B/C < 1$

Fuente: Campos, O. & Panchi, C. (2011). Viabilidad de Proyecto. Quito - Ecuador.

Donde, (i) es igual a la tasa de descuento.

Los valores de los indicadores, en el presente trabajo se presentan a continuación.

Considerando un aumento de producción de 74.5 barriles al mes, en un periodo de 12 meses más la tasa habitual de cada pozo, gastos de inversión y mantenimiento, a una tasa de inflación de 0.17, el valor de la Tasa Interna de Retorno (TIR) para la presente investigación es de un 55 %. Adicionalmente se puede observar en la Tabla 58, que en el segundo mes la inversión en cada pozo es recuperada.

El Valor Actual Neto (VAN), obtenido de acuerdo con el flujo de efectivo calculado en las Tablas 58 y 59 del presente proyecto, considerando la tasa de inflación de 0.17, es de \$493.369,43 y la relación Beneficio - Costo es de 6.22, es decir, que por cada dólar invertido existirá una ganancia de \$5.22.

El valor de Beneficio - Costo en la presente investigación, es elevado, debido a que se consideró, para el análisis económico la producción actual más el incremento de producción, mediante la implementación del separador.

Tabla 61. Resultados de Viabilidad del Proyecto.

Indicador Viabilidad	VAN	TIR	B/C
Viable	$VAN > 0$	$TIR > i$	$B/C > 1$
Valores Obtenidos	493.369,43	55%	6.22

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

CAPÍTULO V

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

- La Sección Petrópolis del Campo Gustavo Galindo Velasco, cuenta con la presencia de 28 pozos, de los cuales 23 están actualmente en estado productivo y 21 producen con unidad de bombeo mecánico, los equipos de fondo (bomba) presente en los pozos analizados, no presentan variaciones en la sarta de completación, en comparación con otros pozos de la misma sección, por lo tanto, los sistemas de fondo implementados no presentan muchos cambios.
- Los principales problemas que presentan los pozos analizados, se deben a la presencia de interferencia de gas y golpe de fluido, como solución se planteó la implementación de un sistema de separación de gas en el fondo del pozo, con el fin de optimizar la eficiencia de la bomba durante el proceso de extracción de fluido. La presencia del golpe de fluido se debe principalmente a la madurez del campo, lo cual se ve reflejado en la producción diaria del mismo, en este caso, es considerable disminuir el SPM.
- Mediante el análisis de afluencia de pozos, se logró determinar, según los datos de prueba (presión y caudal), que la producción óptima para flujo natural en los pozos PET0101, PET0115 y PET0120 es mayor a la producción actual, por lo tanto, estos pozos podrían presentar una mejor tasa considerando un sistema de levantamiento más óptimo.
- Para el dimensionamiento de la herramienta de fondo (separador), se consideraron dos formas de cálculos (teórica y mediante software), seleccionando como la más óptima la forma teórica, debido a que se consideran más aspectos que impedirían la presencia de interferencia de gas en la bomba, por lo tanto, existirá una mejor eficiencia durante el proceso de extracción de fluido.

- Mediante la simulación de la implementación del sistema de separación de gas en los pozos seleccionados de la Sección Petrópolis, se logró determinar un aumento de producción en cada uno de ellos en comparación con el diseño que actualmente presenta cada pozo. Considerando la tasa de producción actual y madurez del campo, se estima como una aportación favorable el incremento de la producción.
- En el aspecto económico, la presente investigación determinó, que por medio de la implementación del separador de gas, la inversión realizada en todos los pozos es recuperada en el segundo mes, generando un ingreso económico considerable tomando en cuenta la madurez del campo, y a su vez, los costos de producción en comparación con la tasa actual disminuyen.

Recomendaciones

- Los equipos de fondo y de superficie en las unidades de bombeo mecánico, actualmente se encuentran en óptimas condiciones, por lo tanto, no requiere de cambios. Debido a la madurez del campo y condiciones del pozo se considera que los equipos no deben presentar alteraciones, sin embargo, se debe implementar el sistema de separación de gas para optimizar el rendimiento de la bomba.
- Se analizaron 19 pozos, de los cuales el 58% no cuenta con data actual, por lo tanto, no se pudo llevar a cabo un análisis completo de la sección. Es considerable realizar pruebas dinamométricas, con el fin de determinar que pozos generalmente presentan inconvenientes durante la producción y así ejecutar el mismo proceso que se estableció en el presente estudio para optimizar la eficiencia de la bomba de subsuelo.
- Realizar un estudio profundizado del diseño del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico, para determinar y aprovechar el rendimiento óptimo y adecuado de los pozos PET0101, PET0115 y PET0120 y obtener así un mejor caudal de producción, considerando también la presencia de los nodos en el pozo.

- El presente trabajo muestra dos dimensionamientos de sistema de separación de gas para los mismos pozos, el cual sugiere, por cuestión de eficiencia y seguridad el método teórico, debido a que durante las simulaciones se pudo presenciar que las dimensiones obtenidas mediante el software permiten un mayor ingreso de gas al separador, por lo tanto, existe mayor posibilidad que el gas ingrese por la tubería de succión y posteriormente a la bomba.
- Los pozos del campo GGV, actualmente presentan herramientas de fondo que no permiten el ingreso de arenas a la bomba y a la vez un separador de gas que no optimiza el la eficiencia del equipo de subsuelo, por lo tanto, se considera realizar un análisis, el cual permita determinar los pozos que presentan interferencia de gas en la bomba y aplicar el diseño que se propuso en el presente trabajo.
- Considerando únicamente la disminución de los costos de producción, en el presenta trabajo, se puede determinar que al implementar este tipo de separador, los ingresos generado por los pozos analizados aumentaran, por lo tanto, por medio del presente trabajo se considera optimo la implementación de la herramienta de fondo.

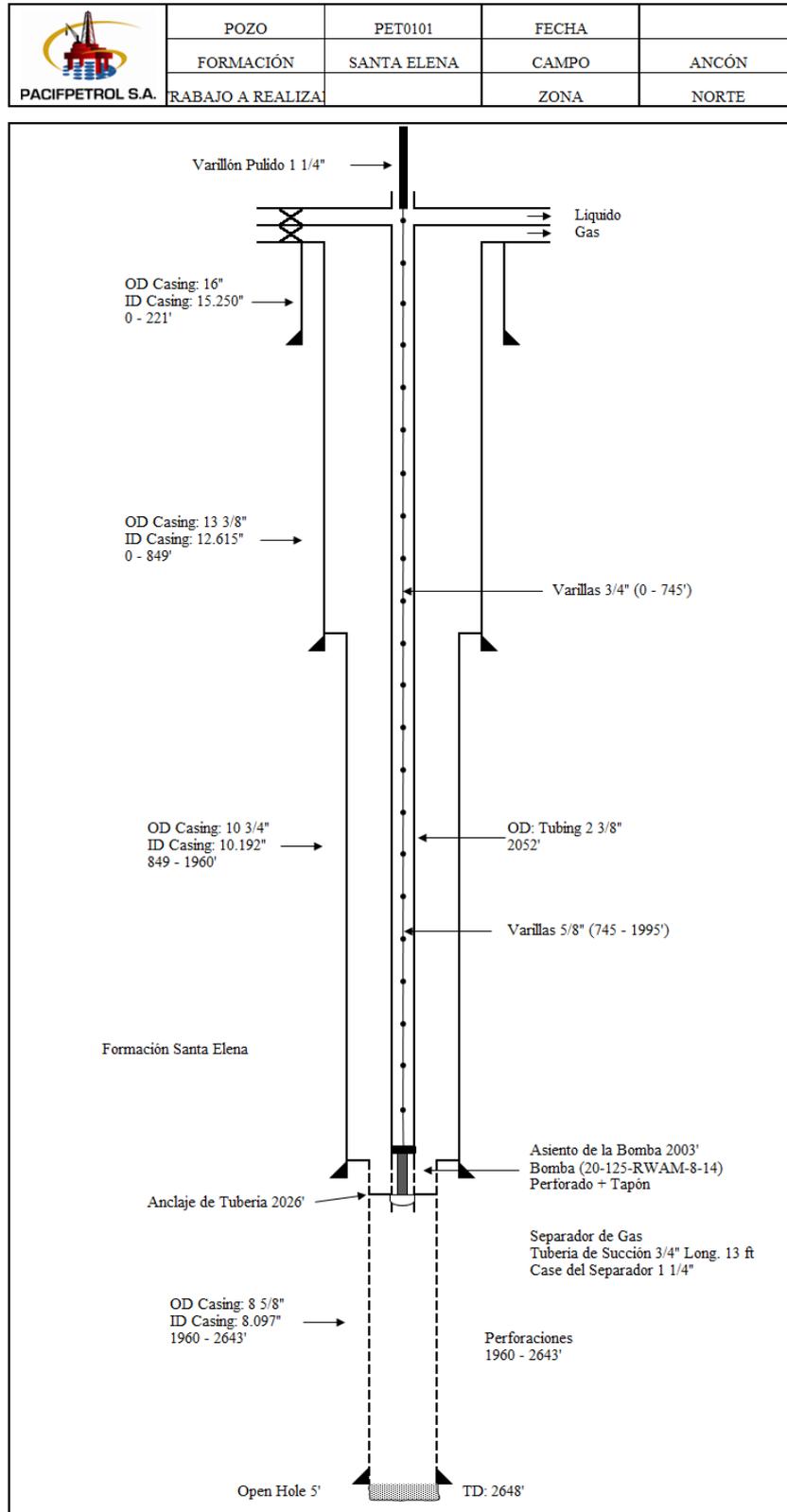
BIBLIOGRAFÍA

1. Asociación Pacifpetrol S.A. (2018). Historia Bloque “Gustavo Galindo Velasco”.
2. Asociación Pacifpetrol S.A. (2017). Master, Lista de Pozos Presentes en el Bloque “Gustavo Galindo Velasco”. Producción de la Sección Petrópolis.
3. Asociación Pacifpetrol S.A. (2017). Master, Lista de Pozos Presentes en el Bloque “Gustavo Galindo Velasco”. Sistema de Extracción de la Sección Petrópolis.
4. McCoy. J. & Rowlan L. (2014). “Gas Separator Simulation Program Information Condensed Version”. Echometer Company.
5. Molina. R. (2015). “Optimización de la Producción de Pozos con Bombeo Mecánico Campo Pacoa”. Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador.
6. Campbell, J. H., & Brimhall, R. M. (1989, January 1). An Engineering Approach to Gas Anchor Design. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/18826-MS.
7. Podio, A. L., McCoy, J. N., & Woods, M. D. (1995, January 1). Decentralized, Continuous-Flow Gas Anchor. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/29537-MS.
8. Podio, A. L., McCoy, J. N., Drake, B., & Woods, M. D. (1996, July 1). Decentralized Continuous-flow Gas Anchor. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/96-07-03.
9. Karmon, I., Panacharoensawad, E., & Watson, M. (2019, April 8). Quantifying a New Horizontal Well Gas Anchor Performance. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/195198-MS.
10. Asociación Pacifpetrol S.A. (2002). Ubicación Geológica del “Campo Gustavo Galindo Velasco”.
11. Howard B. Bradley & Fred W. Gipson. (1987). Petroleum Engineering Handbook. Pumping Units and Prime Movers for Pumping Units: Part I-Pumping Units. Society of Petroleum Engineers.
12. Theta Enterprise, Inc. (2005). “Sistema de Bombeo por Cabillas” Optimización de Bombeo Mecánico. Maracaibo – Venezuela.
13. J.C. Slonneger. (1961). Dynagraph Analysis of Sucker Rod Pumping. The Dynamometer Well Test. Houston – Texas: Gulf Publishing.
14. Oil Production. Interpretación de Cartas Dinamométricas Básicas – Oil Production Consulting.
15. Schlumberger. (2019). “Factor Volumétrico de Formación de Petróleo – Solubilidad Del Gas”. Oilfield Glossary.

16. Schlumberger. (2019). “Gravedad API – Viscosidad del Gas”. Oilfield Glossary.
17. Asociación Pacifpetrol S.A. (2018). “Cartas Dinamométricas Campo Gustavo Galindo Velasco – Sección Petrópolis”. Software TAM.
18. Rodriguez. A. “Comportamiento de Afluencia de Pozos de Petróleo y Gas”. Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Bolivariana.
19. Schlumberger. (2019). “Inflow Performance Relationship”. Oilfield Glossary.
20. H. Dale Beggs. (2003). “Reservoir Performance”. Production Optimization Using Nodal Analysis. OGCI and Petroskills Publications. Tulsa, Oklahoma.
21. Kermit E. Brown & H. Dale Beggs. (1977). “Vertical Flow”. The Technology of Artificial Lift Methods. PennWell Books. Tulsa, Oklahoma.
22. Sánchez. J. (2014). “Determinación de las Propiedades de los Fluidos de los Yacimientos del Campo GGV, a partir del Uso de Correlaciones Empíricas en Sistemas de Petróleo, Gas y Agua, para Cálculo de Factores de Recobro y Reservas”. Universidad Estatal Península de Santa Elena. La Libertad, Ecuador.
23. Bánzer. C. (1996). “Correlaciones Numéricas P.V.T.”. Universidad del Zulia. Instituto de Investigaciones Petroleras. Maracaibo, Venezuela.
24. Ramos. H. (2017). “Diseño de Software para el Cálculo de las Propiedades PVT de los Fluidos en un Flujo Multifásico de Campos Petroleros”. Universidad Tecnológica Equinoccial. Quito, Ecuador.
25. Ortiz, J. García, R. et al (2017). “Programa Computacional para Determinar los Puntos de la Curva IPR”. Producción I. Universidad Estatal Península de Santa Elena. La Libertad, Ecuador.
26. Tumbaco, L. Segarra, L. et al (2017). “Programa Computacional para Determinar los Puntos de las Curvas Outflow” Producción I. Universidad Estatal Península de Santa Elena. La Libertad, Ecuador.
27. Theta Enterprise, Inc. (2005). “Equipo de Fondo”. Optimización de Bombeo Mecánico. Maracaibo – Venezuela.
28. Camacho. W. & Triana. J. (2011). “Impacto de la Producción de Gas Asociado a la Producción de Petróleo en los Campos Galán, Gala y Llanito en Pozos con Sistema de Levantamiento de Bombeo Mecánico”. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.
29. Campos, O. (2011). “Estudio para el Cambio de Sistema de Levantamiento Artificial a Bombeo Mecánico en el Campo Lago Agrío Operado por EP - Petroecuador”. Escuela Politécnica Nacional. Quito - Ecuador.

ANEXOS

Anexo 1. Diagrama de Completación - Pozo PET0101.

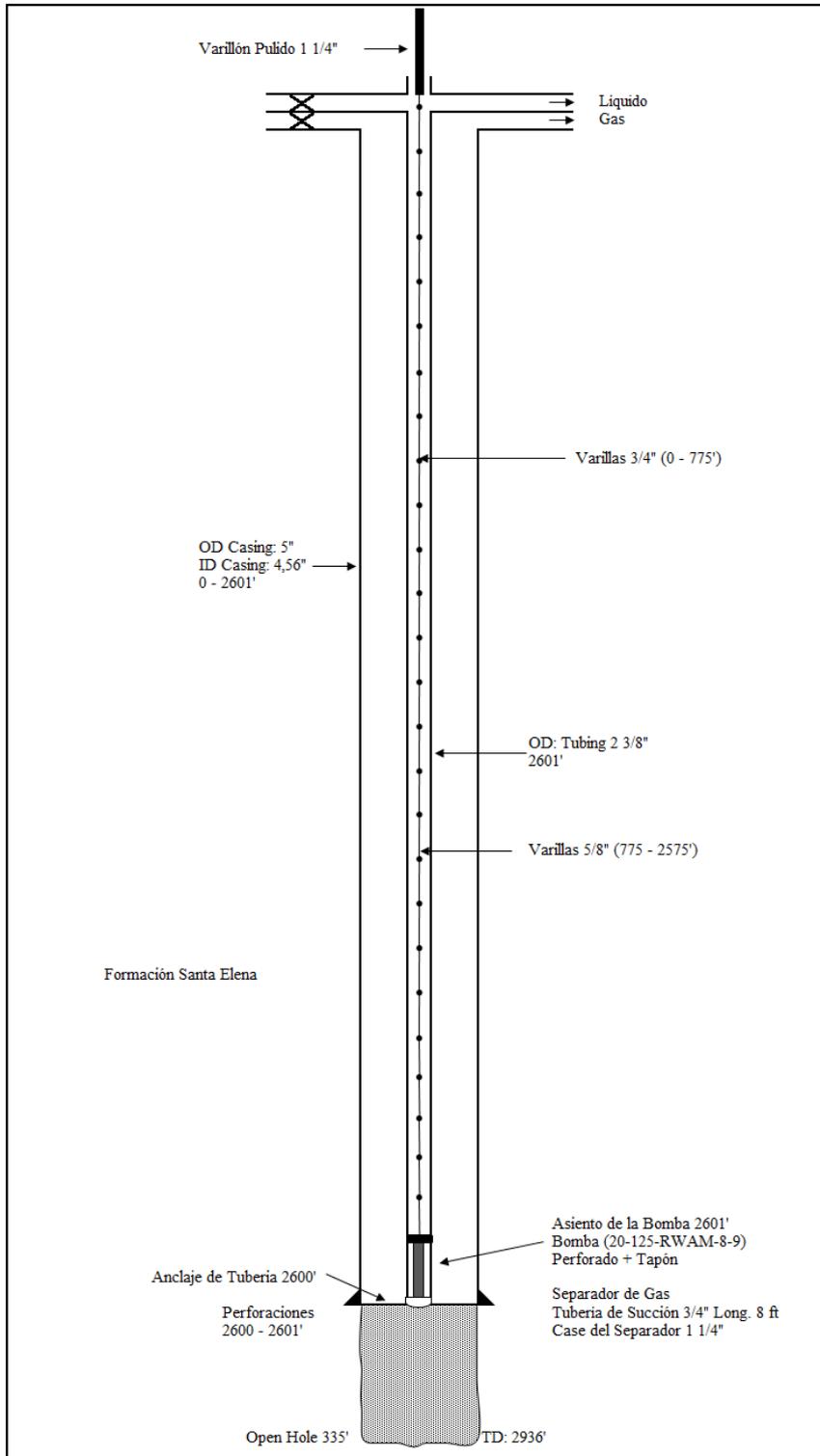


Fuente: Pacifpetrol S.A.

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Anexo 2. Diagrama de Completación - Pozo PET0115.

 PACIFPETROL S.A.	POZO	PET0115	FECHA	
	FORMACIÓN	SANTA ELENA	CAMPO	ANCÓN
	TRABAJO A REALIZAR		ZONA	NORTE

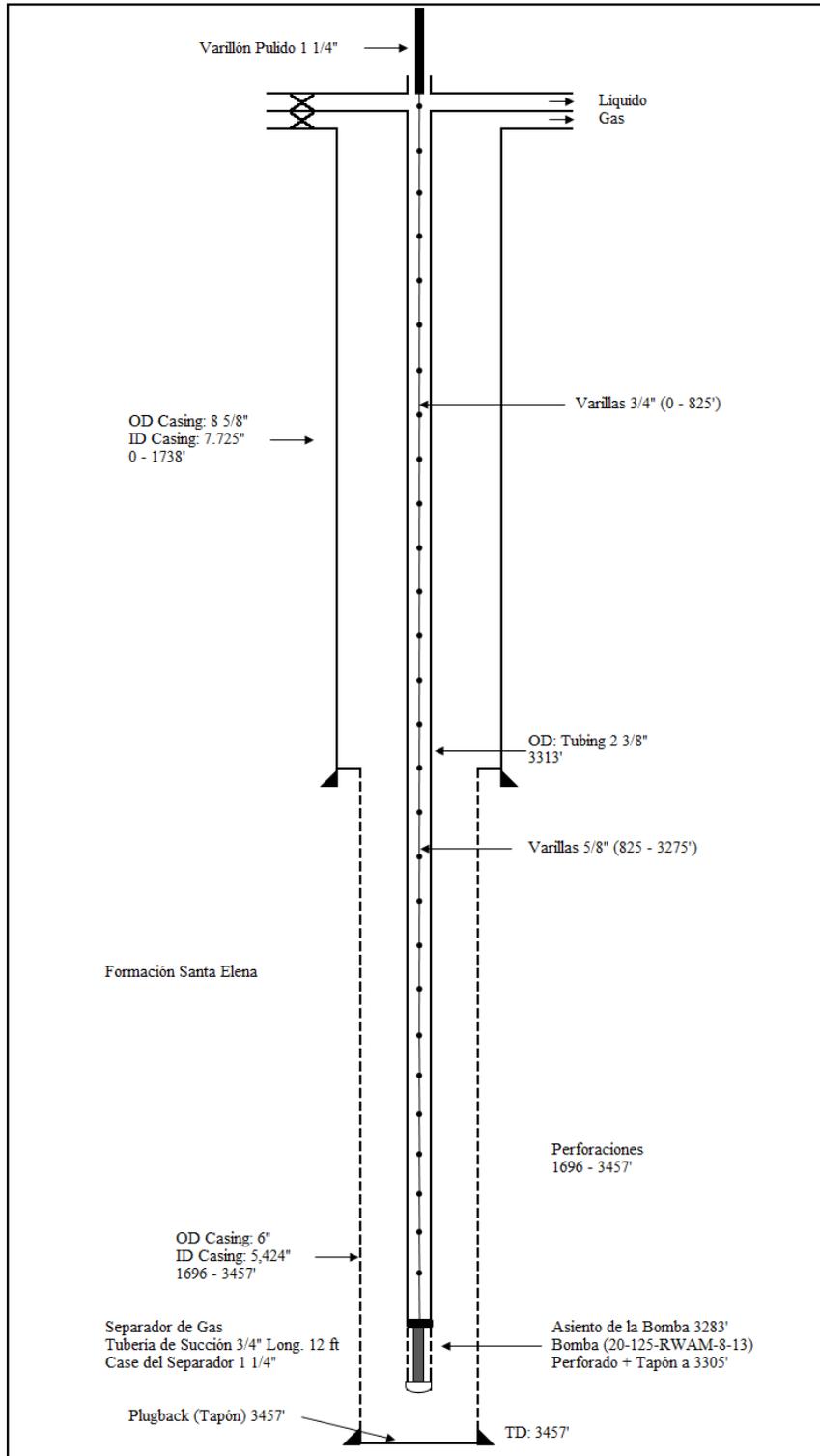


Fuente: Pacifpetrol S.A.

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Anexo 3. Diagrama de Completación - Pozo PET0120.

 PACIFPETROL S.A.	POZO	PET0120	FECHA	
	FORMACIÓN	SANTA ELENA	CAMPO	ANCÓN
	RABAJO A REALIZAR		ZONA	NORTE

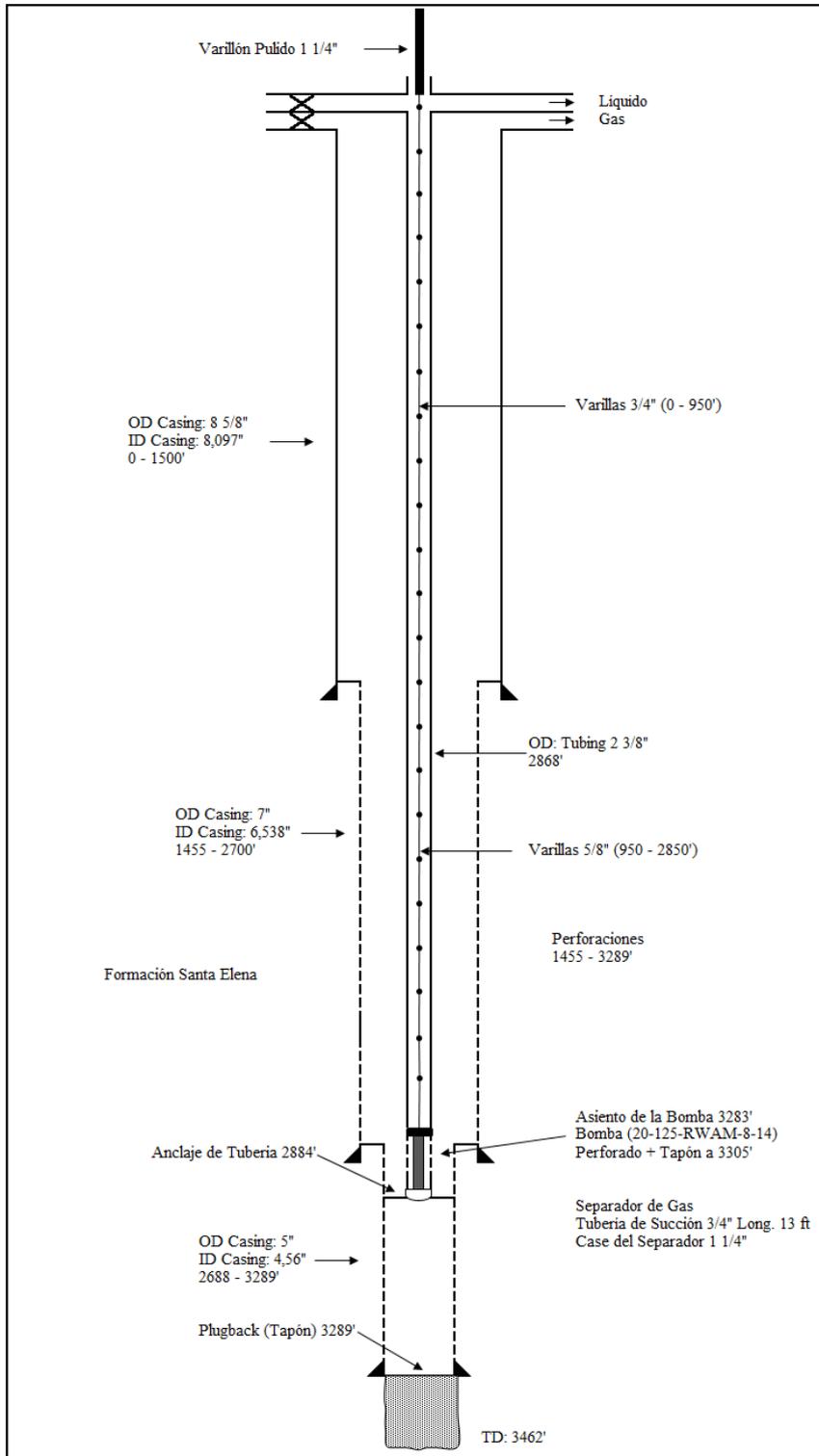


Fuente: Pacifpetrol S.A.

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Anexo 4. Diagrama de Completación - Pozo PET0125.

 PACIFPETROL S.A.	POZO	PET0125	FECHA	
	FORMACIÓN	SANTA ELENA	CAMPO	ANCÓN
	TRABAJO A REALIZAR		ZONA	NORTE

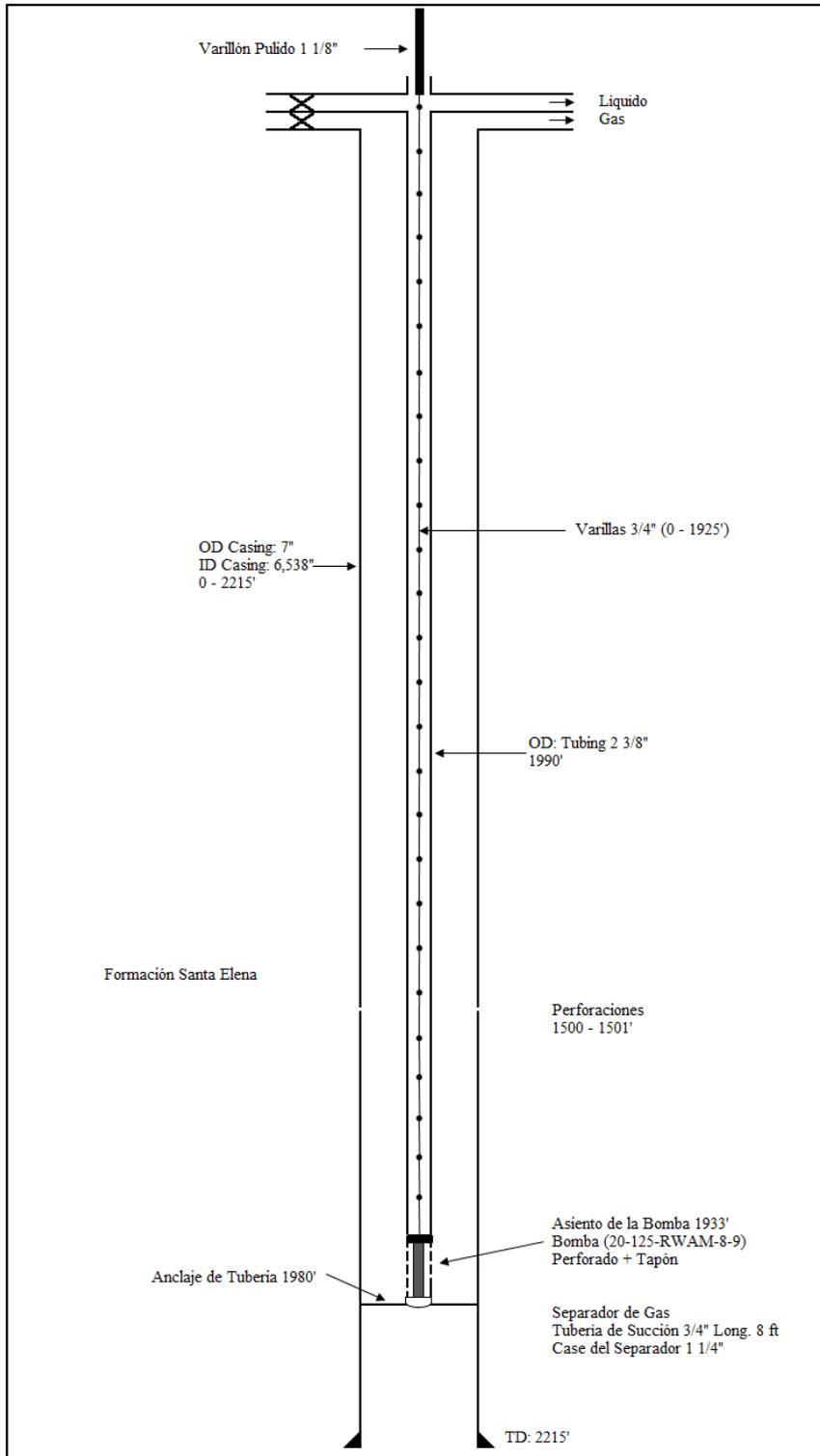


Fuente: Pacifpetrol S.A.

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.

Anexo 5. Diagrama de Completación - Pozo PET0129.

 PACIFPETROL S.A.	POZO	PET0129	FECHA	
	FORMACIÓN	SANTA ELENA	CAMPO	ANCÓN
	TRABAJO A REALIZAR		ZONA	NORTE



Fuente: Pacifpetrol S.A.

Elaborado por: García Vera Richard Vicente.