

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL EN POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO DEL CAMPO PACOA

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEOS
OPCIÓN: TRABAJO TÉCNICO - EXPERIMENTAL**

DANIEL ALBERTO CARREÑO ACOSTA

daniel.carreno@epn.edu.ec

Director: MSc. Vinicio Melo G.

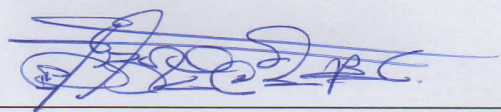
vinicio.melo@epn.edu.ec

Quito, octubre 2020

DECLARACIÓN

Yo, Daniel Alberto Carreño Acosta, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



Daniel Alberto Carreño Acosta

APROBACIÓN DEL DIRECTOR

Como director del trabajo de titulación ESTUDIO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL EN POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO DEL CAMPO PACOA desarrollado por Daniel Alberto Carreño Acosta, estudiante de la carrera de Ingeniería en Petróleos, habiendo supervisado la realización de este trabajo y realizado las correcciones correspondientes, doy por aprobada la redacción final del documento escrito para que prosiga con los trámites correspondientes a la sustentación de la Defensa oral.



MSc. Vinicio Melo G.

DIRECTOR

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la Escuela Politécnica Nacional, porque en esta institución he recibido una excelente formación profesional en el campo petrolero.

Un especial agradecimiento a mi Director, Ing. Vinicio Melo, por su paciencia, tiempo y cultura de innovación; por haber impartido sugerencias, enseñanzas, consejos y dirigir adecuadamente el presente trabajo de titulación.

Al Ing. Edwin Plúas, por su aportación importante al presente trabajo.

A mis profesores del Departamento de Petróleos, por compartir sus conocimientos a lo largo de la carrera con el fin de formar con ética profesional y ser mejores personas.

A mi madre, Ana Acosta, que me descubrió el maravilloso mundo del conocimiento, potenció mi curiosidad del mundo y llenó de valores mi vida.

A mi padre Marco Carreño, a mis tíos Myriam Carreño y Vinicio Basantes, a mis primos Carolina y Nicolás, y a toda mi familia por ser los precursores de este logro.

A mis amigos y demás personas que siempre se han preocupado por mí, y que han estado presentes en mi vida.

A todas y cada una de las personas que han formado parte importante de mi vida, comparto este gran logro.

Daniel Carreño Acosta

DEDICATORIA

Este trabajo está especialmente dedicado a mi madre, porque ha sido el pilar fundamental a lo largo de todos mis años de vida, un ejemplo de superación y honorabilidad que todo hijo ansiaría tener, lo que más quiero en el mundo.

Daniel Carreño Acosta

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
APROBACIÓN DEL DIRECTOR	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
LISTA DE TABLAS.....	IX
LISTA DE FIGURAS.....	X
SIMBOLOGÍA.....	XII
RESUMEN	XV
PRESENTACIÓN	XVII
CAPÍTULO 1 MARCO TEÓRICO.....	1
1.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO PACOA.....	1
1.2. GENERALIDADES DEL CAMPO EN ESTUDIO	3
1.2.1. HISTORIA DEL CAMPO	3
1.2.2. GEOLOGÍA Y GEOFÍSICA DEL CAMPO.....	5
1.2.2.1. Geología Local de la Cuenca Pacoa.....	5
1.2.2.2. Límites de la Cuenca Pacoa	6
1.2.2.3. Estratigrafía del Campo Pacoa.....	7
1.2.2.4. Unidades Litoestratigráficas	8
1.2.3. POES Y RESERVAS.....	11
1.2.3.1. Pozos Productivos.....	12
1.2.3.2. Pozos No Productivos	14
1.3. DESCRIPCIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO.....	15
1.3.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.....	16
1.3.2. EQUIPOS DE SUPERFICIE.....	17
1.3.2.1. Abrazaderas de la Varilla Pulida	17
1.3.2.2. Prensaestopas de la Varilla Pulida.....	19
1.3.2.3. Unidades de Bombeo.....	20
1.3.2.4. Motores	29
1.3.2.5. Variadores de Frecuencia	32
1.3.2.6. Reductor de Velocidades	32
1.3.2.7. Conductores de Correa en V.....	34

1.3.3.	EQUIPOS DE FONDO	36
1.3.3.1.	Bombas Mecánicas de Subsuelo	36
1.3.3.2.	Sarta de Varillas de Succión	43
1.3.4.	APLICACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO	48
1.3.5.	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO.....	49
1.3.5.1.	Ventajas	50
1.3.5.2.	Desventajas	50
CAPÍTULO 2 METODOLOGÍA Y SELECCIÓN DE LOS POZOS		52
2.1.	INTRODUCCIÓN	52
2.2.	METODOLOGÍA.....	53
2.2.1.	SELECCIÓN DE LOS POZOS PARA EL ESTUDIO	53
2.2.2.	ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS	54
2.2.3.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	54
2.2.4.	ESTUDIO ECONÓMICO	55
2.2.5.	DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES.....	55
2.3.	SELECCIÓN DE POZOS	55
2.4.	ANÁLISIS NODAL.....	55
2.4.1.	SECUENCIA DE CÁLCULO.....	59
2.4.1.1.	IPR Compuesto	60
2.4.1.2.	Análisis del Sistema de Bombeo Mecánico.....	65
2.4.2.	INFORMACIÓN REQUERIDA.....	75
CAPÍTULO 3 ANÁLISIS NODAL E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS		76
3.1.	RECOPILACIÓN DE INFORMACIÓN	76
3.2.	ANÁLISIS NODAL A LOS POZOS SELECCIONADOS	76
3.2.1.	ANÁLISIS POZO PACOA 001.....	77
3.2.2.	ANÁLISIS POZO PACOA 005.....	82
3.2.3.	ANÁLISIS POZO PACOA 009.....	87
3.2.4.	ANÁLISIS POZO PACOA 010.....	90
3.2.5.	ANÁLISIS POZO PACOA 012.....	94
3.2.6.	ANÁLISIS POZO PACOA 022.....	97
3.2.7.	ANÁLISIS POZO PACOA 024.....	101
3.2.8.	ANÁLISIS POZO PACOA 031.....	104

3.2.9. ANÁLISIS POZO PACOA 034.....	108
3.2.10. ANÁLISIS POZO PACOA 036.....	111
3.3. TABULACIÓN DE LOS RESULTADOS	115
CAPÍTULO 4 ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS DE OPTIMIZACIÓN.....	117
4.1. ANÁLISIS TÉCNICO	117
4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	117
4.2.1. MÉTODOS DE VALORACIÓN DE PROYECTOS.....	118
4.2.1.1. Valor Actual Neto (VAN).....	119
4.2.1.2. Flujo de Caja	120
4.2.1.3. Tasa Interna de Retorno (TIR)	120
4.2.1.4. Relación Beneficio / Costo (B/C).....	122
4.2.1.5. Período de Recuperación de La Inversión (PRI)	123
4.2.2. COSTOS OPERACIONALES.....	123
4.2.3. FLUJO DE CAJA DE LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN	124
4.3. CONCLUSIONES.....	126
4.4. RECOMENDACIONES	127
REFERENCIAS	128
ANEXOS	131

LISTA DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Compendio de niveles productores del campo Pacoa	9
1.2	Producción anual acumulada del campo Pacoa	12
1.3	Listado de pozos en el campo Pacoa	13
1.4	Pozos no productivos del campo Pacoa	14
1.5	Características físicas de las varillas de succión API	46
2.1	Pozos seleccionados para el estudio	56
2.2	Máximo diámetro del émbolo para diferentes diámetros de tubería	66
2.3	Características físicas de la tubería	67
2.4	Factor de servicio según el Grado API de tubería	68
2.5	Datos para las hojas de cálculo Excel	75
3.1	Información del pozo PACOA 001	78
3.2	Pronóstico de producción PACOA 001	81
3.3	Información del pozo PACOA 005	82
3.4	Pronóstico de producción PACOA 005	86
3.5	Información del pozo PACOA 009	87
3.6	Pronóstico de producción PACOA 009	90
3.7	Información del pozo PACOA 010	90
3.8	Pronóstico de producción PACOA 010	93
3.9	Información del pozo PACOA 012	94
3.10	Pronóstico de producción PACOA 012	97
3.11	Información del pozo PACOA 022	97
3.12	Pronóstico de producción PACOA 022	100
3.13	Información del pozo PACOA 024	101
3.14	Pronóstico de producción PACOA 024	104
3.15	Información del pozo PACOA 031	104
3.16	Pronóstico de producción PACOA 031	107
3.17	Información del pozo PACOA 034	108
3.18	Pronóstico de producción PACOA 034	111
3.19	Información del pozo PACOA 036	111
3.20	Pronóstico de producción PACOA 036	114
3.21	Resultados de propuestas de optimización de operación	115
4.1	Criterio para el análisis del Valor Actual Neto	120
4.2	Criterio para el análisis de la Tasa Interna de Retorno	121
4.3	Criterio de análisis Beneficio / Costo	122
4.4	Flujo Neto de Caja	124
4.5	Resultado de indicadores económicos	125

LISTA DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Ubicación del Bloque 1 en el mapa territorial	1
1.2	Mapa de ubicación del campo Pacoa	2
1.3	Mapa a topográfico del campo Pacoa en el Bloque 1	4
1.4	Límites de la cuenca San Pablo - Pacoa	6
1.5	Columna estratigráfica del campo Pacoa	8
1.6	Diagrama del Sistema de Bombeo Mecánico	18
1.7	Abrazadera de Varilla Pulida y su funcionamiento	19
1.8	Diagrama de las características de la Prensaestopas	21
1.9	Componentes estructurales de la Unidad de Bombeo Convencional	24
1.10	Esquema de la Unidad de Bombeo de Geometría Convencional	26
1.11	Esquema de la Unidad de Bombeo Balanceada por Aire	27
1.12	Esquema de la Unidad de Bombeo Mark II	28
1.13	Esquema de la Unidad de Bombeo Mark Inversa	29
1.14	Reductor de velocidades	34
1.15	Esquema del conductor de correa en V	35
1.16	Funcionamiento común de la bomba de subsuelo	37
1.17	Clasificación de las bombas de fondo	38
1.18	Ejemplos de barril de trabajo	39
1.19	Émbolos de empaque suave	41
1.20	Esquema de los componentes de la válvula de la bomba	43
1.21	Esquema de los extremos de la varilla de succión	44
1.22	Esquema de distribución de la tensión en las juntas	48
2.1	Proceso del método implementado en el estudio	53
2.2	Ubicación de los nodos en un Sistema de Bombeo Mecánico	59
2.3	Curva de IPR compuesto	61
2.4	curvas de descarga para bombeo mecánico	71
2.5	Producción total del fluido incluyendo gas	72
2.6	Relación de rendimiento en afluencia de fluido	73
2.7	Posible tasa de producción vs N y S	74
3.1	Curva afluencia y de descarga del pozo PACOA 001	79
3.2	Lectura de la gráfica del análisis nodal PACOA 001	80
3.3	Variación de tasa de producción en función de N y S del pozo PACOA 001	81
3.4	Curva Afluencia y Descarga del pozo PACOA 005	84
3.5	Lectura de la gráfica del análisis nodal PACOA 005	85
3.6	Variación de la tasa de producción en función de N y S en el pozo PACOA 005	86
3.7	Curva Afluencia y Descarga del pozo PACOA 009	88
3.8	Variación de tasa de producción en función de N y S del pozo PACOA 009	89
3.9	Curva Afluencia y Descarga del pozo PACOA 010	92
3.10	Variación de tasa de producción en función de N y S del pozo PACOA 010	92
3.11	Curva Afluencia y Descarga del pozo PACOA 012	95

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.12	Variación de tasa de producción en función de N y S del pozo PACOA 012	96
3.13	Curva Afluencia y Descarga del pozo PACOA 022	99
3.14	Variación de tasa de producción en función de N y S del pozo PACOA 022	100
3.15	Curva Afluencia y Descarga del pozo PACOA 024	102
3.16	Variación de tasa de producción en función de N y S del pozo PACOA 024	103
3.17	Curva Afluencia y Descarga del pozo PACOA 031	106
3.18	Variación de tasa de producción en función de N y S del pozo PACOA 031	107
3.19	Curva Afluencia y Descarga del pozo PACOA 034	109
3.20	Variación de tasa de producción en función de N y S del pozo PACOA 034	110
3.21	Curva Afluencia y Descarga del pozo nodal PACOA 036	113
3.22	Variación de tasa de producción en función de N y S del pozo PACOA 036	114
3.23	Gráfica comparativa de la tasa de producción antes y después de la propuesta de variación de parámetros de operación	116

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
A_c	Área de sección transversal corregida	L^2
A_p	Área total del pistón de la bomba	L^2
A_r	Área de varillas	L^2
A_{tr}	Área de la varilla superior	L^2
API	Instituto Americano del Petróleo	
Bbl	Barriles de fluido	L^3
B/C	Relación Beneficio/Costo	
BFPD	Barriles fiscales por día	L^3
BPPD	Barriles de petróleo por día	L^3
B_g	Factor volumétrico del gas en yacimiento	
B_o	Factor volumétrico del petróleo en yacimiento	
B_{ob}	Factor volumétrico del petróleo en yacimiento al punto de burbuja	
B_w	Factor volumétrico del agua en yacimiento	
c/p	Relación manivela a biela	
D	Días	t
D_e	Diámetro del émbolo	L
$D_{e \text{ máx}}$	Diámetro máximo para el émbolo	L
D_p	Profundidad de asentamiento de la bomba de la bomba	L
d_r	Diámetro de la varilla	L
ID	Diámetro interno	L
E	Módulo de Young	
E_r	Constante elástica de la varilla	L^2M
f_o	Fracción del petróleo	
f_w	Fracción del agua	
IP o J	Índice de Productividad	L^4t/M
GLR	Relación gas - líquido en superficie	
GOR	Relación gas - petróleo en superficie	
Hz	Hercio	t^{-1}
K	Constante de la bomba	
lb	Libra masa	M
m	Metros	L
M	Abreviatura para indicar miles	
MM	Abreviatura para indicar millones	
MPRL	Carga mínima de varilla pulida	M
N	Velocidad de bombeo	t^{-1}
P	Presión	M/Lt^2
P_b	Presión del punto de burbuja	M/Lt^2
pg	Pulgada	L
POES	Petróleo original en sitio	L^3
PVT	Presión - Volumen - Temperatura	
ppm	Partes por millón	
PPRL	Carga máxima de la varilla pulida	M
P_r	Presión promedio del yacimiento	M/Lt^2

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
PRI	Período de recuperación de la inversión	
P_s	Presión de operación en superficie	M/Lt ²
psi	Libras fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt ²
psia	Libras fuerza por pulgada cuadrada absolutas	M/Lt ²
psig	Libras fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt ²
p	Presión	M/Lt ²
PIP o P_3	Presión de entrada a la bomba	M/Lt ²
P_{wh}	Presión de cabeza	M/Lt ²
P_{wf}	Presión de fondo fluyente	M/Lt ²
q_b	Caudal a la presión de burbuja	L ³ /t
$q_{máx}$	Potencial del pozo	L ³ /t
$q_{o máx}$	Caudal de petróleo máximo	L ³ /t
q_{sc}	Tasa de producción en superficie	L ³ /t
q_t	Caudal total	L ³ /t
rpm	Revoluciones por minuto	t ⁻¹
R_s	Relación gas – petróleo en solución	
R_{sw}	Relación gas – agua en solución	
S	Longitud de carrera	L
SCF	Pies cúbicos estándar	L ³
SF	Factor de Servicio	
SPM	Emboladas por minuto	t ⁻¹
STBL	Barriles de líquido en el tanque de almacenamiento	L ³
STBO	Barriles de petróleo en el tanque de almacenamiento	L ³
STBW	Barriles de agua en el tanque de almacenamiento	L ³
TVD	Profundidad vertical verdadera	L
T	Resistencia mínima a la tensión	
TIR	Tasa Interna de Retorno	
T_{wh}	Temperatura de cabeza	T
T_r	Temperatura del reservorio	T
USD	Dólares de Estados Unidos de América	
V	Tasa de fluido producido	M/t
v	Voltios, unidad de potencia eléctrica	L/t
VAN	Valor actual neto	
VF	Factor de volumen	
W	Peso de la tasa de fluido producido	M
w_c	Corte de agua (fluyendo) en reservorio	
W_f	Carga del fluido en toda el área del émbolo	M
W_r	Peso de la varilla de succión	M
W_{rs}	Peso de la varilla en el aire	M
Δ	Variación	
α_1	Aceleración máxima de las varillas (sentido hacia abajo)	L/t ²
α_2	Aceleración máxima de las varillas (sentido hacia arriba)	L/t ²
γ_1	Gravedad específica del fluido energético	

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
γ_f	Gravedad específica del fluido producido en cualquier condición de presión	
γ_{fsc}	Gravedad específica del fluido producido a condiciones estándar	
γ_{gsc}	Gravedad específica del gas a condiciones estándar	
γ_{osc}	Gravedad específica del petróleo a condiciones estándar	
γ_{wsc}	Gravedad específica del agua a condiciones estándar	
μ	Viscosidad	
θ	Ángulo	
ρ_{fsc}	Densidad de fluido a condiciones estándar	M/L ³
ρ_{gsc}	Densidad de gas a condiciones estándar	M/L ³
ρ_s	Densidad del acero	M/L ³
σ_s	Esfuerzo máximo permitido para el acero	M/Lt ²
$\sigma_{máx}$	Máxima tensión en la varilla superior de la sarta	M/Lt ²
σ_{min}	Tensión mínima en la varilla superior de la sarta	M/Lt ²
τ	Ángulo de escala	
°F	Grados Fahrenheit	T
°API	Grados API	
%	Tanto por ciento	

RESUMEN

Se realizó una evaluación mediante análisis nodal al sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico y varillas de succión a pozos que corresponden al Bloque 1 del Campo Pacoa en el Litoral Ecuatoriano, operado por Petroamazonas EP y en cooperación contractual con Santa Elena Petroleum, y en varios casos se propuso la variación de los parámetros de operación, con el propósito de preservar los rangos considerados por el fabricante de los equipos y evitar sobrecarga en los materiales, además de aprovechar la producción de petróleo de los pozos escogidos para el estudio.

En el primer capítulo se realiza una breve reseña de las características del Campo Pacoa perteneciente a las formaciones y reservorios del Bloque 1, como ubicación y propiedades de las formaciones propias de la locación. Además, se describe de manera resumida el área en donde se realizará el estudio, en este caso los 10 pozos pertenecientes al campo en estudio que producen bajo el sistema de Bombeo Mecánico utilizando varillas de succión. Finalmente se describen las definiciones y conceptos del proceso de recuperación de crudo mediante la ingeniería de diseño del sistema de bombeo mecánico, considerando los parámetros y esfuerzos de los materiales y equipos, para mantener un equilibrio entre sus partes en la recuperación óptima de crudo.

El segundo capítulo está conformado por una explicación de la metodología que se adopta en el desarrollo del análisis para lograr los objetivos planteados, fundamentos teóricos y procedimiento a seguir para efectuar el preciso análisis nodal a los 10 pozos seleccionados que producen mediante Bombeo Mecánico. Adicional, se realiza un estudio costo para la selección de los pozos llevando a cabo varias consideraciones entre las que resaltan los historiales de producción, la velocidad de bombeo implementada, la longitud de carrera considerada y el estado actual de la productividad de los pozos cuantificado por informes de reacondicionamientos realizados.

El tercer capítulo presenta los cálculos correspondientes al análisis nodal de cada pozo seleccionado para el estudio. Adicional, se plantea tablas con los resultados obtenidos posterior a haber realizado el análisis, gráficas Afluencia / Descarga, gráficos de la tasa de producción en función de la propuesta de variación de los dos parámetros operativos considerados en la metodología particular para este estudio. Igualmente se presenta una tabla de resultados, así como una gráfica donde demuestra los recobros luego de la implementación de las variaciones planteadas.

El cuarto capítulo está constituido por el análisis técnico – económico del proyecto, en base a los resultados obtenidos para cada pozo estudiado en el capítulo anterior. Para la elaboración del análisis económico se establecen la mejor propuesta de asesoramiento y variación de parámetros de operación con la que es posible realizar una inversión responsable, la misma que será reflejada a manera de retorno en los meses posteriores. Para esto se hace uso de indicadores económicos que determinen la rentabilidad o no del proyecto.

Las conclusiones y recomendaciones se incluyen en la parte final del cuarto capítulo, en base a todo el estudio realizado.

PRESENTACIÓN

Este trabajo se establece como un estudio del escenario actual de los pozos que producen bajo el sistema de bombeo mecánico y varillas de succión en el área del litoral ecuatoriano, y, cuyo potencial de producción es estudiado para conservar un nivel razonable de extracción con proyección a un aumento de la tasa de fluido de recuperación, debido a presentar propiedades físicas atractivas para su comercio en el mercado de hidrocarburos, sin embargo, dependen de una adecuada implementación de ingeniería de diseño para el manejo integral de los componentes del sistema.

El Bloque 1, así como el campo en estudio, se encuentra actualmente en su etapa de madurez como reservorio. A consecuencia de impactos económicos mundiales de la pandemia que atraviesa el mundo actualmente, se requiere implementar nuevos métodos o procedimientos que permitan incrementar la producción de hidrocarburos y con ello se generará mayor margen de utilidad para el Estado ecuatoriano.

Actualmente el Sistema de Bombeo Mecánico con varillas de succión, es el sistema de levantamiento artificial más usado a nivel mundial para recuperación de crudo, debido a sus bajos costos de operación y mantenimiento, convirtiéndose en el sistema de levantamiento artificial más económico a nivel de inversión, con capacidad de operar en etapas de declive del reservorio en cuanto a parámetros de presión. Sin embargo, debido a factores como tiempo de producción, aumento del corte de agua, caída de presión en reservorio, nivel estático de fluido, altura interna del líquido en el barril, etc., han hecho que la producción decayera y con ello generando que las unidades de bombeo mecánico operen fuera de los límites recomendados por el fabricante, por lo cual existe la necesidad de realizar estudios para la optimización de la producción. La base teórica para realizar el análisis nodal a los pozos del Campo Pacoa es el desarrollado por Kermit Brown, el mismo que está orientado a la variación de la velocidad de bombeo y longitud de carrera de la varilla pulida que concatenan varios cálculos para operar bajo los rangos permisibles.

Se enfoca el estudio en el Campo Pacoa por cumplir con las propiedades de producción que se necesita para realizar este análisis, además de la posibilidad de obtener la información correspondiente para este estudio.

Con el análisis nodal realizado a cada uno de estos pozos se generarán varias alternativas de variación de los parámetros de operación, pero por medio de una evaluación técnica – económica se obtiene la decisión final de la mejor opción a implementar. Al final se establecen las conclusiones y recomendaciones a ser expuestas para la implementación del proyecto al campo estudiado.

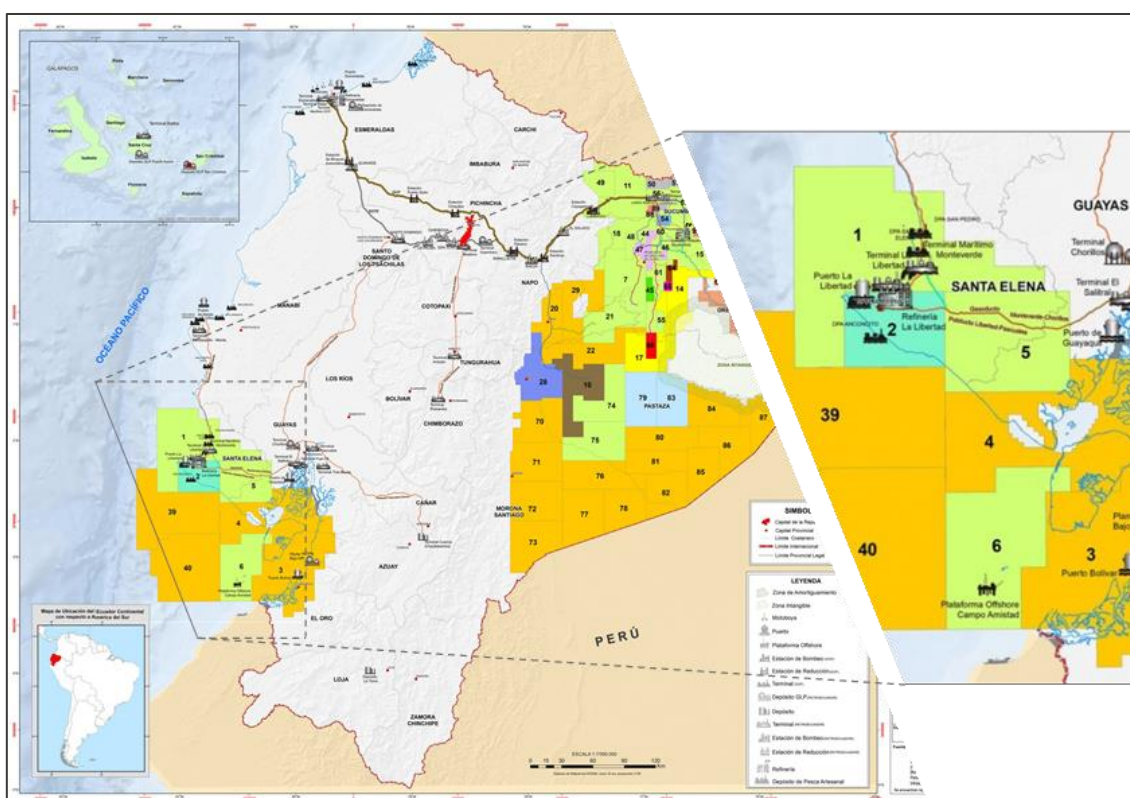
CAPÍTULO 1

MARCO TEÓRICO

1.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO PACOA

El Campo Pacoa se encuentra situado en la parte sur meridional del Bloque 1 en el suroeste ecuatoriano, aproximadamente a una distancia de 120 km de la ciudad de Guayaquil por vía terrestre. La figura 1.1 representa la ubicación del Bloque 1 en el mapa territorial del Ecuador (Secretaría de Hidrocarburos, 2018).

FIGURA 1.1 UBICACIÓN DEL BLOQUE 1 EN EL MAPA TERRITORIAL



Fuente: Secretaría de Hidrocarburos, 2018
Elaborado: Carreño, 2020

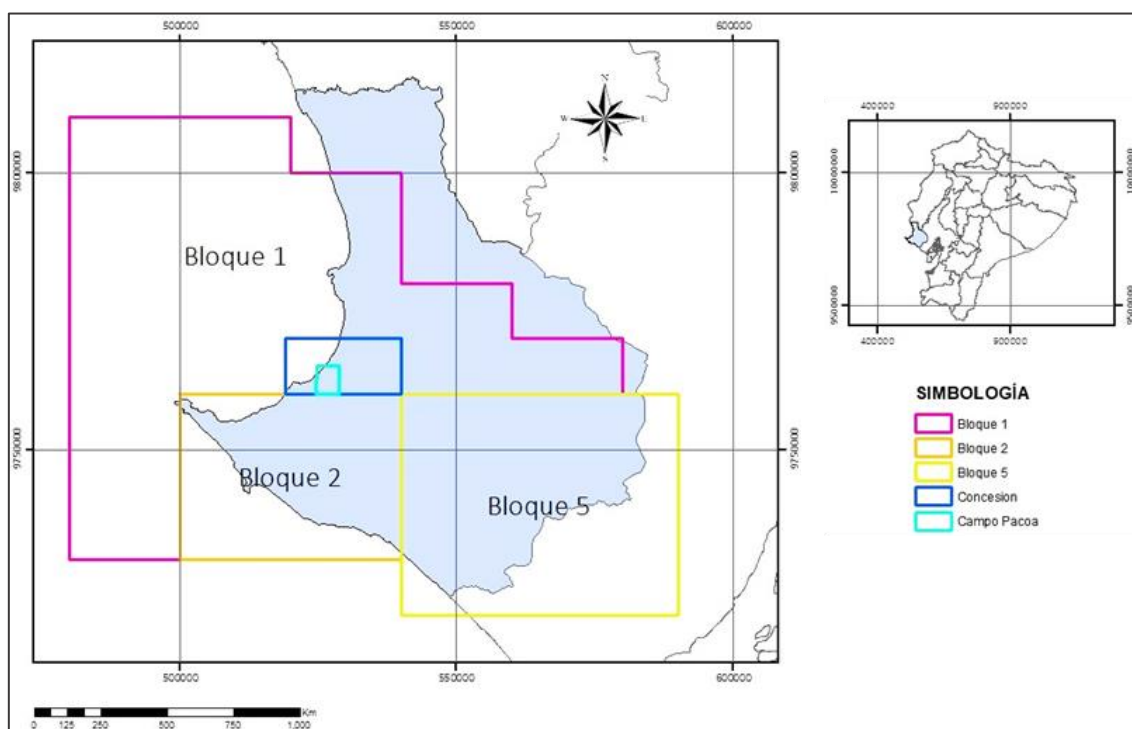
El Bloque 1 tiene un área de 4 000 km², donde el 75% es costa afuera y el 25% del área se encuentra en la parte continental, mientras que el Campo Pacoa posee una extensión de 15 km².

En la figura 1.2 se muestra la ubicación del campo Pacoa dentro del Bloque 1, y los bloques 2 y 5 que colindan este bloque.

El Bloque 1 se encuentra limitado de la siguiente manera:

- Norte: Limita con el Océano Pacífico.
- Sur: Limita con el Bloque 2, el Bloque 39 y el Bloque 5.
- Este: Limita con el área perimetral este de la Provincia de Santa Elena.
- Oeste: Limita con el Océano Pacífico y área.

FIGURA 1.2 MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO PACOA



Fuente: Cuadros, 2018

1.2. GENERALIDADES DEL CAMPO EN ESTUDIO

1.2.1. HISTORIA DEL CAMPO

La compañía Anglo Ecuadorian Oilfields inició la operación perforando los primeros pozos exploratorios del Bloque 1; estos son: Carrizal (1994), Aragón-1 y Aragón-2 (1950), Centinela (1953), América (1985) y Aragón-3 (1964). Las perforaciones exploratorias no dieron como resultado con descubrimiento de yacimientos de hidrocarburos rentables (Lopez, 2005).

El 25 de julio de 1985 se comienza la exploración del Bloque 1 por parte de la compañía BELCO. Ya entre el año 1988 y 1989 se desarrollan los primeros pozos exploratorios en esta zona con nombres: Dorado XI, Montañita X1 y North Salinas. Se registró que en los pozos perforados costa afuera no hubo presencia de hidrocarburos. El pozo San Pablo (1989) perforado en el área continental presentó existencia de hidrocarburos de la formación Socorro (Lopez, 2005).

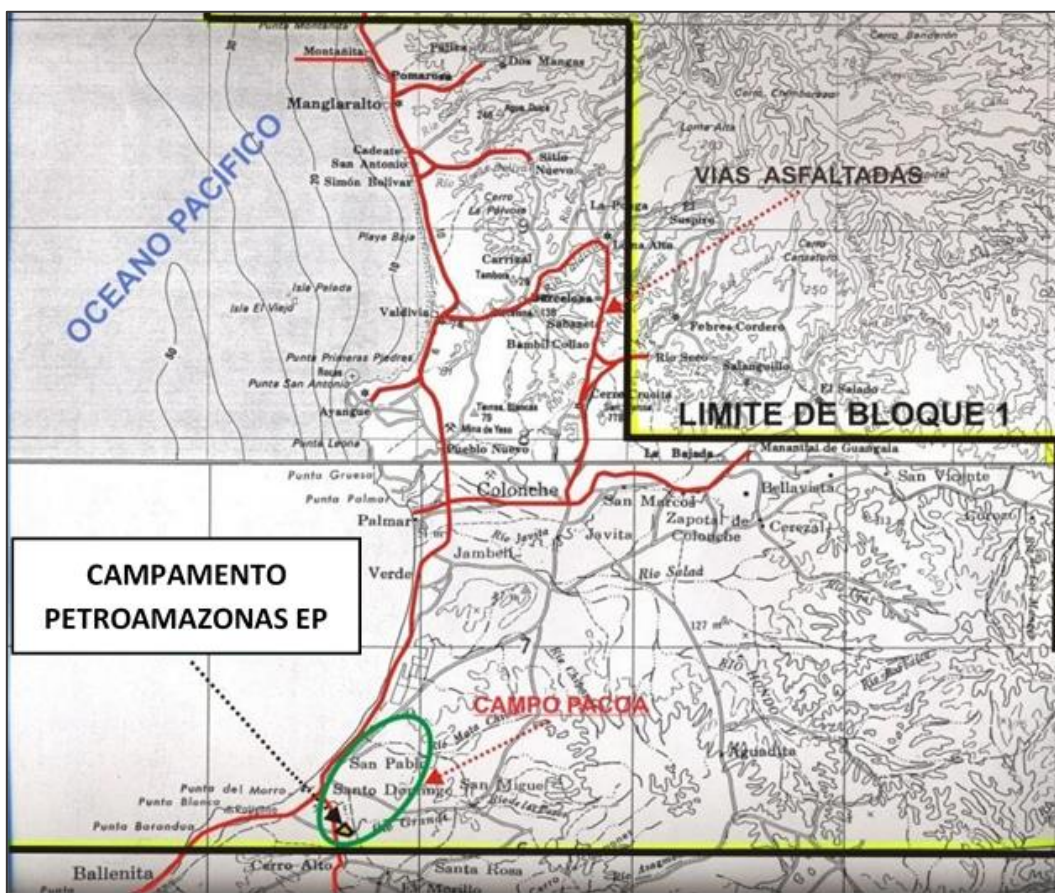
En el año 1989 se adquirió la concesión del Bloque 1 por parte de la empresa TRIPETROL y se perforaron cuatro pozos exploratorios con los que se define la estructura Pacoa: El pozo Mata Chivato (1990), Pacoa 01 (1991), Palo Santo (1991) y Pechiche (1992). Luego se continuó el desarrollo del campo con 43 pozos nuevos entre los años 1992 y 1995 (Lopez, 2005).

Se aprobó por el Ministerio de Energía y Minas la explotación del campo Pacoa el 22 de abril de 1992, con un área total de 15 km², considerado el principal campo productivo del Bloque 1, seguido del área denominada como Monteverde, que se establece como un campo de producción limitada (Lopez, 2005).

La compañía CANADA GRANDE LIMITED adquirió el 50% de la participación que tenía TRIPETROL el 18 de diciembre de 1998 (Lopez, 2005).

En la figura 1.3 se muestra la ubicación del campo Pacoa localizado en el interior de la forma ovalada de contorno verde en un mapa topográfico de la región.

FIGURA 1.3 MAPA A TOPOGRÁFICO DEL CAMPO PACOA EN EL BLOQUE 1



Fuente: Petroamazonas EP, 2019

En la actualidad la empresa Petroamazonas EP es la actual operadora junto a la cooperación contractual de la petrolera Santa Elena Petroleum.

46 pozos han sido el total que hasta la presente fecha se han perforado: 44 son productores, 1 pozo re-inyector de aguas de formación (PAC-027) y un pozo en estado seco (PAC-019) (Petroamazonas EP, 2019).

1.2.2. GEOLOGÍA Y GEOFÍSICA DEL CAMPO

El Bloque 1 está localizado geográficamente al sur de la falla Colonche que separa la cordillera Chongón Colonche del levantamiento Santa Elena/Cuenca Progreso. Dentro del bloque se define el campo Pacoa localizado en la parte sur-central del mismo (Zumba, 2005).

El campo Pacoa se ubica en la región oeste del Levantamiento Aguadita; hacia el sur los límites están definidos probablemente por estructuras tectónicas, puesto que se encuentran en superficie los afloramientos de la formación Cayo (Zumba, 2005).

Costa afuera en el Pozo North Salinas, indicando continuidad estratigráfica, se presenta a una profundidad de 1 600 pies el nivel "C" de la Formación Socorro (Zumba, 2005).

1.2.2.1. Geología Local de la Cuenca Pacoa

El campo Pacoa tiene una estructura anticlinal y posee cuatro reservorios principales dentro de lo que es la Formación Socorro, los cuales están denominados de abajo hacia arriba como: "E", "B", "C" y "D" respectivamente (Uguña, y otros, 2011).

Dentro de la Península de Santa Elena se reconocen tres unidades que representan sus características estratigráficas y estructurales como base, estas unidades son de tipo morfotectónicas las cuales son:

- Cordillera Chongón – Colonche.
- Levantamiento de Santa Elena.
- Cuenca Progreso

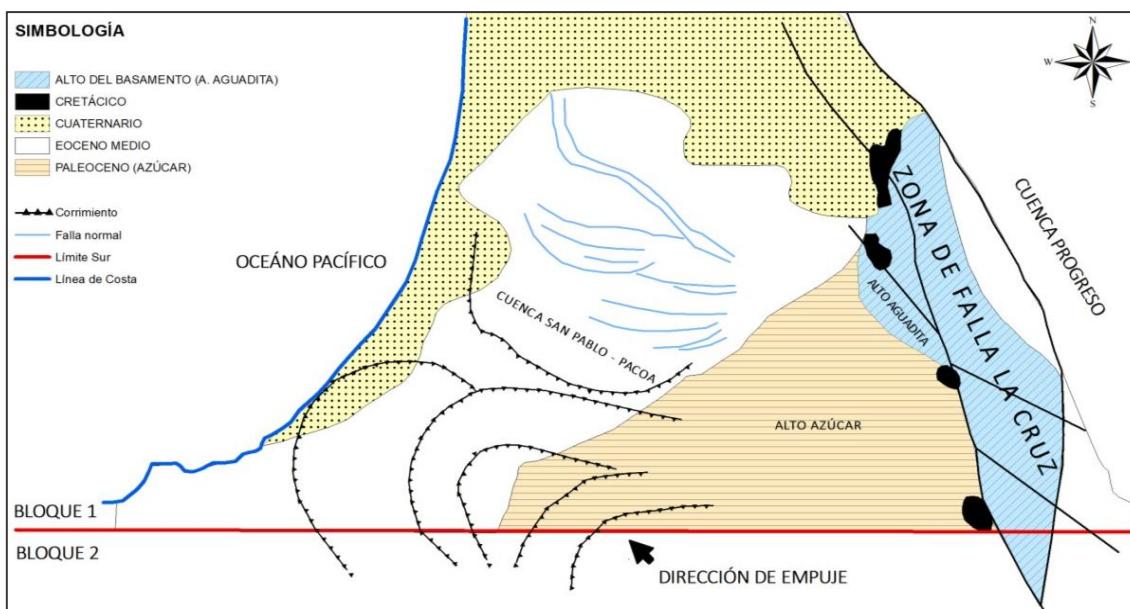
Las zonas productoras presentes en el campo Pacoa son los respectivos niveles de la Formación Socorro y Clay Pebble Beds (Zumba, 2005).

1.2.2.2. Límites de la Cuenca Pacoa

El área subsidente está limitada hacia el SE por un sobrecorrimiento de rocas de la Formación Azúcar sobre las rocas del Grupo Ancón; este límite, tiene una dirección NE - SO y pasa a pocos kilómetros al NO del alineamiento entre el área del Levantamiento Aguadita y el Pozo América (Zumba, 2005).

La figura 1.4 muestra los límites geológicos de la cuenca Pacoa junto con la línea que separa el Bloque 1 del 2; y, además, una representación gráfica con tramas sobrepuestas que indica la litología o el proceso geológico de la región.

FIGURA 1.4 LÍMITES DE LA CUENCA SAN PABLO - PACOA



Fuente: Benítez, 1995

El límite sur se define por el levantamiento de rocas consolidadas de edad Cretáceo – Paleoceno en una mezcla tectónica compleja con sedimentos suaves del Eoceno Medio, y coincide aproximadamente con la carretera Santa Elena - Ballenita.

El límite norte se lo ha ubicado en un complejo tectónico localizado en las inmediaciones del Pozo Aragón - 3, donde se perforó la formación Seca alcanzando un espesor de 1 700 pies de profundidad (Benitez, 2010).

1.2.2.3. Estratigrafía del Campo Pacoa

En la figura 1.5, se detalla la secuencia estratigráfica del campo Pacoa caracterizada según los resultados en registros de pozos.

Canadá Grande, en 1999, presenta un informe sobre la columna estratigráfica de la Cuenca Pacoa en base a estudios bioestratigráficos:

- Basamento oceánico: Formación Piñón
- Cobertura volcanoclástica: Formación Cayo, Formación Santa elena/Rosario.
- Depósitos turbidíticos del Grupo Ancón: Formación CPB, Formación Socorro, Formación Seca y la Formación Punta Ancón.

Además, la columna estratigráfica que se muestra en la figura 1.5 se elaboró uniendo tramos de diferentes pozos del campo. Se realizó bajo esta condición por presentar las alteraciones tectónicas propias del sitio tomando la misma secuencia (Alemán, Montenegro, Palencia, & Lenzema, 2019).

Se registran las características generales de las zonas más arenosas de acuerdo con las evaluaciones petrofísicas que cuenta el campo Pacoa y que en sus resultados dan muestra de ello.

Se encuentran areniscas arcillosas que señalan valores moderadamente altos de porosidad, con alto porcentaje de microporosidad que implica bajos valores de permeabilidad; además, se presenta una mejora considerable en la permeabilidad a causa de fracturas naturales abiertas en el yacimiento (Jaillard, y otros, 1995).

En el campo Pacoa se encuentran distintas unidades litoestratigráficas donde constituyen depósitos sedimentarios de edades cretácico – terciarias (Cuadros, 2018).

FIGURA 1.5 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO PACOA

BLOQUE SANTA ELENA - MARCO ESTRATIGRÁFICO									
Periodo	Época	Edad		Unidades	Espesor [m]	Litología	Ambiente Depositional		
Quaternario	Pleistoceno			Formación TABLAZO	30	Areniscas Calcareas	Marino Somero		
TERCIARIO	PALEOGENO	Eoceno	Medio	Grupo ANCÓN	Formación PUNTA ANCÓN		Areniscas Gruesas	Marino Somero	
					Formación SECA	500	Lutitas, limolitas y margas	Plataforma intermedia marino somero	
		Lutetiano	Formación SOCORRO		460	Turbiditas finas y arcillas	Facies de talud a plataforma externa		
			Formación CPB (Santo Tomás)		0 - 650	Arcillas conglomeraticas Diamicitas	Depósitos de remoción en masa de ambiente de talud ("Slumps")		
		Ypresiano	Formación PASSAGE BEDS			Turbiditas finas	Abanicos turbidíticos - relleno de cuencas de talud		
	Paleoceno	Tardío	Thanetiano	Formación AZÚCAR / Formación ATLANTA	Formación Engabao Formación Chanduy Formación Estancia	1500 2000	Areniscas turbidíticas gruesas Conglomerados y lutitas oscuras	Complejo de abanicos turbidíticos depositados en ambiente marino profundo (Basin Floor Fans) Turbiditas de alta densidad con participación minoritaria de flujos de baja densidad	
				Deniano					
				Formación SANTA ELENA	500	Arcillas pelágicas silisicadas, turbiditas cherts intrusivos doleríticos	Sedimentación pelágica coetanea con vulcanismo activo Turbiditas de baja densidad		
	CRETACICO	SENONIANO	Tardío	Maestriciano	Formación CAYO	2000	Tobas, lutitas oscuras turbiditas con aporte pliclásticos	Secuencia granocreciente de rubiditas de alta a baja densidad con intercalaciones de lutitas pelágicas	
				Campaniano					
Santoniano									
Coniaciano									
Temprano		Albiano	Aptiano	Formación PIÑON			Basaltos, doleritas intrusivos ultramaricos	Fondo Oceánico	
				Turoniano					
				Cenomaniano					

Fuente: Petroamazonas EP, 2019

1.2.2.4. Unidades Litoestratigráficas

La estratigrafía de este campo se representa por el Grupo Ancón hasta los 6 000 pies de profundidad, según Tripetrol en el año 1991.

1.2.2.4.1 Formación Socorro

Se caracteriza por ser una secuencia de areniscas de grano fino a medio interestratificadas con lutitas, lodolitas y limolitas. Las lutitas son suaves, no calcáreas, con bioturbación intensa de tipo horizontal con varias lentes discontinuas de limolitas y areniscas de grano muy fino. Cuenta con cuatro niveles de areniscas impregnadas con petróleo denominados como: E, B, C y D (Uguña, y otros, 2011).

Los niveles productores de las formaciones con sus respectivas profundidades del tope y la base de cada uno se detallan en la tabla 1.1 a continuación:

**TABLA 1.1
COMPENDIO DE NIVELES PRODUCTORES DEL CAMPO PACOA**

FORMACIÓN	NIVELES	TOPE (pies)	BASE (pies)
Socorro	D	800	950
		1291	1330
	C	1577	1610
	B	2120	2145
	E	2300	-

Fuente: Petroamazonas EP, 2019

1.2.2.4.2 Nivel D

El Nivel D presenta una distribución continua con constitución de areniscas arcillosas, intercalaciones de lutitas y limos finos. El valor de la salinidad del agua de formación es de 46 000 ppm de ClNa, con resistividades de agua de formación (Rw) de 0,15 ohm-m. Presenta valores de porosidad en el orden de 20%, con un espesor neto petrolífero en el orden de 40 pies (Uguña *et al.*, 2011).

La presión inicial del yacimiento fue reportada en 649 psi, la presión actual es de 320 psi; es el nivel de mayor continuidad en la recuperación de hidrocarburos líquidos y en su estructura estratigráfica.

El nivel presenta una producción moderada en la parte sur y con variaciones bruscas de productividad en la parte norte; esto se debe a la baja densidad de fracturas. Todas las áreas no son productoras, se forman estratos que contienen hidrocarburos, la extensión de drenaje se cuantifica en los 2,7 km² (Uguña *et al.*, 2011).

1.2.2.4.3 Nivel C

La arenisca de este nivel se considera el principal evento clástico de la secuencia arenosa de sus diferentes niveles en el área media de la Formación Socorro. Su constitución principalmente es de clastos de feldospatos y líticos volcánico porfiríticos; con grano subangular, subredondeada y tamaños de variación gradual entre la base del fino y el tope; localmente presenta cemento calcáreo (Uguña *et al.*, 2011).

Presenta una gran continuidad estratigráfica, con intercalaciones de lutitas y algunas calizas. Presenta porosidades alrededor de 33,5%, con un espesor neto petrolífero de 22,5% (Cuadros, 2018).

Presenta valores de resistividad de 10 a 20 ohm-m y lecturas de Gamma Ray de 24 a 32 unidades; el registro sísmico presenta valores promedios de DT 90 μ s/pie. Estas mediciones muestran la forma correspondiente a los depósitos gradados turbidíticos. Su espesor promedio varía entre 30 y 50 pies. Se debe señalar que la porosidad no es primaria.

La presión inicial del yacimiento fue reportada en 966 psi, la presión actual es de 50 psi. El nivel presenta continuidad en su estructura estratigráfica; al igual que indica restricciones en la presencia de yacimientos de hidrocarburos líquidos, por ser limitado de manera particular a la franja norte - sur, ubicado en el sur - occidente

de la formación donde hay una alta ocurrencia de GOR o tienen la característica de ser yacimientos de gas. La extensión de drenaje se cuantifica en los 3,2 km² (Uguña *et al.*, 2011).

1.2.2.4.4 Nivel B

Este nivel presenta secuencia de areniscas, lutitas - feldespáticas, con valores de porosidad promedia de 25,40% y espesores netos de 25 pies.

La presión inicial del yacimiento fue reportada en 968 psi. Con tres registros de medición adicionales, siendo el de Octubre de 2018 el último con valores de 567 psi (Cuadros, 2018).

La geometría y extensión de alcance de la mineralización por parte de este nivel ofrece alternativas importantes de producción de hidrocarburos. El área primordial de investigación futura se podría definir como la porción norte de la estructura, donde al relacionar las condiciones de sedimentación que presenta, con las operaciones efectivas de fracturamiento como opción, se tendrá una perspectiva de recuperación de hidrocarburos favorable.

La zona mineralizada muestra una extensión reducida del área de importancia para extracción. Sin embargo, a la par, también se observa mejores índices de productividad, alcanzando hasta un 35% de aporte a la producción del campo, correspondiente a 24 pozos (Uguña, y otros, 2011).

1.2.3. POES Y RESERVAS

La producción promedio del Campo Pacoa, actualmente, es de 45,73 BPPD, con un BSW aproximado de 55% proveniente de los niveles C, D, B y E de la Formación Socorro (Chiluza & Rosales, 2013). La calidad del crudo promedio es de 31,8 °API y el GOR es de 114 SCF/STBO.

El POES (Petróleo Original In Situ) oficial del campo es de 45,41 MMBIs. En base a un estudio realizado en 2014 se obtuvo una estimación del factor de recobro del campo Pacoa (Yagual, 2014). A continuación, sus niveles más representativos de la producción de petróleo:

- Nivel B: 15,6%
- Nivel C: 14,9%
- Nivel D: 12,4%

En la tabla 1.2 se muestra las reservas probadas originales estimadas en 4,8 MMBIs (Peralta & Dumani, 2013). Además, se visualiza la producción acumulada desde 2011 hasta el 31 de julio de 2020 siendo un volumen de 1,871 MMBIs, y las reservas remanentes un volumen de 2,929 MMBIs.

**TABLA 1.2
PRODUCCIÓN ANUAL ACUMULADA DEL CAMPO PACOA**

Datos Iniciales [MBIs]		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
			23,332	22,124	22,133	20,569	17,525	15,626	15,108	14,126	15,962
Producción Acumulada [MBIs]	-	1 723,3	1 745,5	1 767,6	1 788,2	1 805,6	1 821,3	1 836,4	1 850,5	1 866,5	1 870,6
Reservas Probadas [MBIs]	4 800,0								Reservas Remanentes [MBIs]		2 929,4

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH, 2020

1.2.3.1. Pozos Productivos

El Campo Pacoa cuenta con 46 pozos perforados, de los cuales 32 pozos son productores, 14 pozos cerrados, 1 pozo abandonado y 1 pozo re-inyector (PAC-027) (Freire, 2013).

A continuación, en la tabla 1.3 se presenta una lista que muestra el detalle de los pozos con los que cuenta el campo.

TABLA 1.3
LISTADO DE POZOS EN EL CAMPO PACOA

POZO	FECHA DE MEDICIÓN	ZONA PRODUCTORA	BFPD	BPPD	BAPD	MÉTODO DE EXTRACCIÓN	LOCALIZACIÓN
PACOA 001	30/6/2020	D,C,B	1,330	0,732	0,599	BM	Centro
PACOA 002	30/6/2020	D,C,B	0,470	0,259	0,212	BM	Centro
PACOA 003	30/6/2020	C,B,E	0,000	0,000	0,000	Pistoneo	Norte
PACOA 004	30/6/2020	D,C	0,000	0,000	0,000	BM	Centro
PACOA 005	30/6/2020	D,C,B,E	2,470	1,359	1,112	BM	Sur
PACOA 006	30/6/2020	D,C	0,000	0,000	0,000	C	Sureste
PACOA 007	30/6/2020	D,C,B	0,000	0,000	0,000	C	Sur
PACOA 008	30/6/2020	B,D	0,000	0,000	0,000	C	Sur
PACOA 009	30/6/2020	D,E	2,020	1,111	0,909	BM	Sur
PACOA 010	30/6/2020	B,C,E	3,850	2,118	1,733	BM	Sur
PACOA 011	30/6/2020	D,C,B	0,690	0,380	0,311	BM	Sureste
PACOA 012	30/6/2020	D,C,B,E	1,930	1,062	0,869	BM	Centro
PACOA 014	30/6/2020	D,C	0,000	0,000	0,000	BM	Norte
PACOA 015	30/6/2020	D	0,230	0,127	0,104	BM	Norte
PACOA 016	30/6/2020	D	0,000	0,000	0,000	C	Norte
PACOA 017	30/6/2020	D	0,650	0,358	0,293	BM	Norte
PACOA 018	30/6/2020	D,C	0,370	0,204	0,167	BM	Norte
PACOA 019	30/6/2020	-	0,000	0,000	0,000		Sureste
PACOA 020	30/6/2020	D	0,330	0,182	0,149	BM	Centro
PACOA 021	30/6/2020	D,C	0,000	0,000	0,000	BM	Norte
PACOA 022	30/6/2020	B,D,C	1,150	0,633	0,518	C	Sur
PACOA 023	30/6/2020	C,B	0,490	0,270	0,221	Pistoneo	Norte
PACOA 024	30/6/2020	D,C,B	0,310	0,171	0,140	Pistoneo	Sureste
PACOA 025	30/6/2020	D,C	0,000	0,000	0,000	BM	Centro
PACOA 026	30/6/2020	D,C	0,000	0,000	0,000	BM	Norte
PACOA 027	30/6/2020	D,C	0,000	0,000	0,000	R	Noreste
PACOA 028	30/6/2020	D	0,000	0,000	0,000	Pistoneo	Noreste
PACOA 029	30/6/2020	D	0,000	0,000	0,000	Pistoneo	Norte
PACOA 030	30/6/2020	D,C	0,320	0,176	0,144	C	Centro
PACOA 031	30/6/2020	D,C,B	0,850	0,468	0,383	BM	Noreste
PACOA 032	30/6/2020	D,C,B	0,000	0,000	0,000	BM	Sur
PACOA 033	30/6/2020	C	0,250	0,138	0,113	Pistoneo	Noreste
PACOA 034	30/6/2020	D,C,B	0,660	0,363	0,297	BM	Noreste
PACOA 035	30/6/2020	D,C,B	0,000	0,000	0,000	Pistoneo	Noreste
PACOA 036	30/6/2020	D,C	1,450	0,798	0,653	BM	Centro – Sur
PACOA 037	30/6/2020	C,D	0,000	0,000	0,000	BM	Norte
PACOA 038	30/6/2020	D,C,B	0,250	0,138	0,113	Pistoneo	Noreste
PACOA 039	30/6/2020	D,B,C,E	1,410	0,776	0,635	BM	Centro - Oeste
PACOA 040	30/6/2020	E,C,B	2,840	1,562	1,278	BM	Sur
PACOA 041	30/6/2020	D,E,B	1,400	0,770	0,630	BM	Sur
PACOA 042	30/6/2020	D,C,B,E	0,470	0,259	0,212	BM	Sur
PACOA 043	30/6/2020	D,C,B,E	1,420	0,781	0,639	C	Sur

POZO	FECHA DE MEDICIÓN	ZONA PRODUCTORA	BFPD	BPPD	BAPD	MÉTODO DE EXTRACCIÓN	LOCALIZACIÓN
PACOA 044	30/6/2020	B,E	0,440	0,242	0,198	Pistoneo	Sur
PACOA 046	30/6/2020	B,C	0,960	0,528	0,432	BM	Sur
MATA CHIVATO	30/6/2020	1	11,540	6,347	5,193	FN	Sur
SAN PABLO	30/6/2020	1	0,510	0,281	0,230	Pistoneo	Centro

Fuente: Petroamazonas EP, 2020

1.2.3.2. Pozos No Productivos

En la actualidad el campo cuenta con seis pozos cerrados y un pozo abandonado (seco). Motivos técnicos de operación o rentabilidad se hicieron presentes para interrumpir la extracción la cual se reanudará cuando se cuente con un análisis amplio de reactivación de los diferentes pozos que constan en la tabla 1.4:

**TABLA 1.4
POZOS NO PRODUCTIVOS DEL CAMPO PACOA**

Pozo	Zona Productora	Estado actual
PACOA 006	D, C	Cerrado
PACOA 007	D, C, B	Cerrado
PACOA 008	B, D	Cerrado
PACOA 016	D	Cerrado
PACOA 019		Abandonado

Fuente: Petroamazonas EP, 2020

1.3. DESCRIPCIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO

El bombeo mediante la combinación de un balancín y varillas de succión se extiende al año 476 a.C. utilizado en el antiguo Egipto para la extracción de agua en pozos de la región. El Imperio Romano también incluyó este sistema con bombas de doble acción y émbolos contruidos en madera y cuero utilizado de manera similar para la extracción del líquido en pozos de agua. El 27 de agosto de 1859, el estadounidense Edwin Laurentine Drake usó una máquina de vapor y una plataforma de cable-herramienta para la extracción de petróleo y agua de un pozo en el estado de Pennsylvania en Estados Unidos. Además, Drake incluyó el uso de tubería de revestimiento de hierro para aislar el pozo de hueco abierto del caudal de producción de petróleo. Por otra parte, Walter Trout, en 1925, incluyó un prototipo de conector de bomba de contrapeso para un pozo de petróleo. A esto se incluyó John H. Suter en el mismo año describiendo en una patente que se utiliza una Unidad de Bombeo con las características generales de la hoy conocida como Unidad Convencional de Bombeo Mecánico (Beckwith, 2014).

Aunque el equipo de Bombeo Mecánico de hoy en día no depende de materiales de madera y potencia de vapor, sus partes básicas siguen siendo las mismas que antes, tales observaciones han sido expresadas por Takacs. Además, agregó que, en primer lugar, el balancín, todavía se utiliza para convertir el movimiento rotatorio del motor principal en el movimiento alterno necesario para accionar la bomba. La segunda parte básica es la sarta de varillas, que conecta la unidad de bombeo de la superficie a la bomba de pozo. El tercer elemento básico es la bomba en sí, que, desde los primeros tiempos, funciona en base al principio de desplazamiento positivo y consta de un cilindro estacionario, un émbolo móvil y dos válvulas. Todo este sistema ha resistido la prueba del tiempo y sigue siendo una alternativa fiable para la mayoría de las instalaciones de Bombeo Mecánico.

Brown en 1980 define que el 80 - 90% de todos los pozos de bombeos artificiales están siendo producidos por el bombeo de varillas de succión; el más común es el sistema de Bombeo Mecánico. Aunque este sistema es mecánicamente simple y ha demostrado ser de larga duración y económico en el funcionamiento, muchos

factores deben tenerse en cuenta en el diseño de un sistema adecuado. En la práctica de campo el comportamiento del sistema de balancín y varilla de succión es sorprendentemente complejo (Brown, 1980).

El diseño de un sistema de bombeo de varillas de succión implica una serie de consideraciones que abarcan la elección y el funcionamiento del equipo y la tasa de producción adecuada del depósito. Las decisiones de equipo sólo se pueden tomar después de que se haya considerado la producción desde el depósito (Schmidt, Doty, & SPE, 1989).

1.3.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Los métodos de bombeo de varillas de succión utilizan una sarta de varillas metálicas que conectan la bomba del pozo con el mecanismo de accionamiento de la superficie que, dependiendo del tipo de bomba utilizada, genera un movimiento oscilatorio (Takacs, 2015). Boyun G. *et al.* (2017) agregó que este sistema de bombeo además de eficiente es simple y fácil de operar para las personas de campo. Puede bombear un pozo hasta muy baja presión para maximizar la tasa de producción de aceite.

Un sistema de bombeo de mecánico consiste en una unidad de bombeo en la superficie y una bomba de émbolo sumergida en el líquido de producción en el pozo, como muestra la figura 1.6. La función principal de la unidad de bombeo mecánico es proporcionar el movimiento reciprocante correcto, con el propósito de accionar la sarta de varillas, y estas, la bomba instalada en subsuelo.

El motor principal es un motor eléctrico o un motor de combustión interna. La potencia del motor principal se transmite al eje de entrada de un reductor de engranajes mediante una transmisión de correa en V. El eje de salida del reductor de engranajes impulsa el brazo de la biela a una velocidad relativamente baja. El movimiento giratorio del brazo de la manivela se convierte en un movimiento oscilatorio por medio del balancín a través de un brazo de biela (Boyun, Xinghui, & Xuehao, 2017). Cuando el balancín está en el punto inferior máximo sus válvulas

fija y viajera se hallan cerradas. Cuando el émbolo se mueve hacia arriba, la válvula fija se abre, la válvula viajera se cierra, y el barril se llena con fluido. En la carrera descendente, la válvula viajera se abre, la válvula fija se cierra, y el fluido en el barril se desplaza hacia la tubería de producción para de esta forma seguir elevándose la columna de fluido hasta superficie (Melo, 2014).

1.3.2. EQUIPOS DE SUPERFICIE

Los equipos de superficie son encargados de accionar los equipos de fondo mediante la transmisión del movimiento reciprocante característico del sistema de levantamiento artificial del estudio. La varilla pulida se mueve dentro del cabezal de tubo, encima del cual se instala una camisa de bombeo, que conduce los fluidos producidos por la bomba a la línea de flujo. En términos generales, la línea de flujo y la línea de ventilación de la tubería de revestimiento están conectadas con una sección de tubería corta, lo que permite que el gas que se libera en el anular de la tubería de revestimiento se pueda llevar a la línea de flujo. Se instala una válvula de retención en esta línea para evitar que los fluidos ya producidos fluyan de vuelta al pozo. Por encima de la camisa de bombeo, se instala un collarín enroscado llamado prensaestopas para suprimir el escape de los fluidos de producción (Brown K. , 1984).

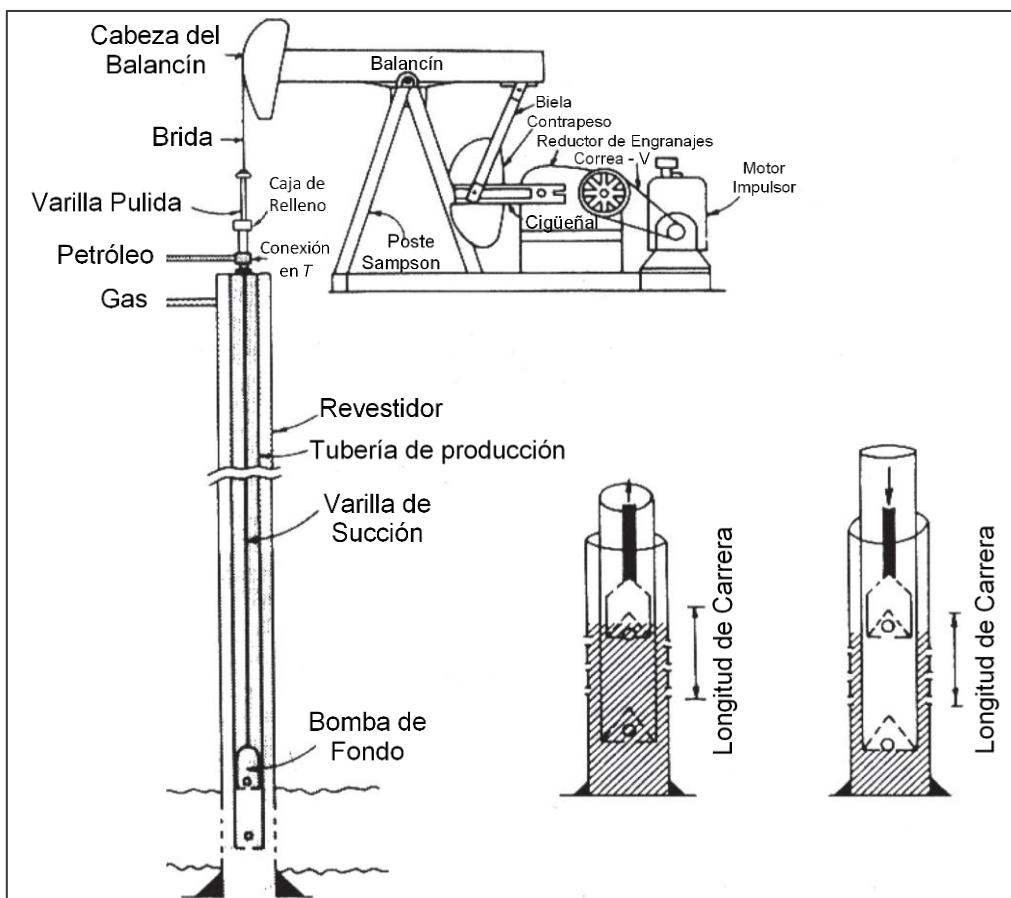
1.3.2.1. Abrazaderas de la Varilla Pulida

La función de la abrazadera de la varilla pulida es permitir que el porta barra levante la varilla pulida. La abrazadera está asegurada en la parte alta de la varilla pulida, lejos del revestimiento metálico. La figura 1.7 muestra un ejemplo claro de este componente.

Existen dos tipos de construcciones básicas de abrazaderas, ambas con una elaboración de bisagras de dos partes con un máximo de tres pernos para fijar la abrazadera en la varilla pulida:

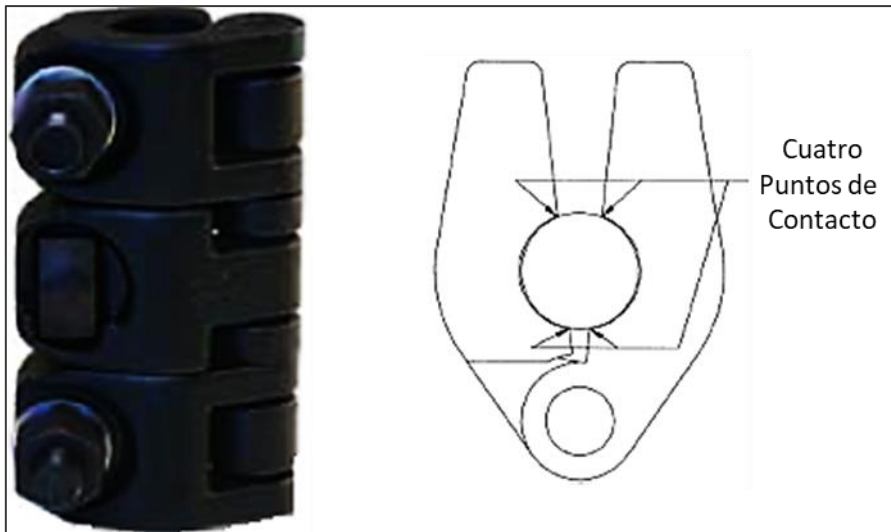
- Los de tipo fricción tienen diámetros internos idénticos al diámetro externo de la varilla pulida y dependen de las fuerzas de fricción para mantenerse en su lugar, y
- Los de tipo muescas tienen diámetros interiores más pequeños que el diámetro externo de la varilla pulida y entran en contacto con esta en cuatro puntos a lo largo de su perímetro.

FIGURA 1.6 DIAGRAMA DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO



Fuente: Golan, M., & Whitson, C., 1996
 Elaborado: Carreño, 2020

Ambos tipos de abrazaderas inducen concentraciones de tensión y, con ello, reducen la vida de fatiga de la varilla pulida. Razón por la cual la mayoría de las roturas de varillas pulida ocurren en la parte inferior de la abrazadera (Takacs, 2015).

FIGURA 1.7 ABRAZADERA DE VARILLA PULIDA Y SU FUNCIONAMIENTO

Fuente: Gabor Takacs, 2015
 Elaborado: Carreño, 2020

1.3.2.2. Prensaestopas de la Varilla Pulida

La prensaestopas se instala precisamente encima de la T de bombeo, con el propósito de eludir la fuga de fluidos del pozo a la atmósfera en el contorno de la varilla pulida. Su funcionamiento se realiza al girar el mango de la tapa, los anillos de empaque elásticos son comprimidos y apretados contra la varilla pulida. Los anillos de empaque generalmente están hechos de goma o teflón para ofrecer una baja fricción y proporcionar la acción de sellado requerida (Brown K. , 1984).

Es importante ajustar periódicamente el hermetismo de los anillos de empaque para evitar fugas. También, es importante no apretarlos demasiado, para minimizar las fuerzas de fricción que surgen en la varilla pulida. La fricción demasiado alta también puede ser causada por la falta de lubricación de los elementos de empaque. Normalmente, el crudo producido en el flujo del pozo lubrica las superficies de sellado, pero el bombeo intermitente o la producción con cabeceo pueden provocar la falta de lubricación del empaque. La figura 1.8 muestra las características de tres tipos de prensaestopas.

Las prensaestopas de diseño reciente utilizan anillos de empaques de cono dividido hechos de varios materiales plásticos. La construcción dividida permite la

instalación o extracción del empaque con la varilla pulida en su lugar. La alineación de las divisiones en los conos debe escalarse para eludir fugas de los fluidos del pozo. Los conos generalmente se ajustan en la estructura de la prensaestopas apuntando hacia arriba, y al apretar los pernos los aprieta contra la varilla pulida para un sellado efectivo. Se logra un sellado más duradero y uniforme mediante anillos de empaque de cono invertido que no necesitan un apriete excesivo y se insertan apuntando hacia abajo. Los empaques de cono invertido tienen la ventaja de ser activados por la presión del fluido y se ajustan automáticamente con la fuerza de sellado al cambiar las presiones de la línea de flujo (Takacs, 2015).

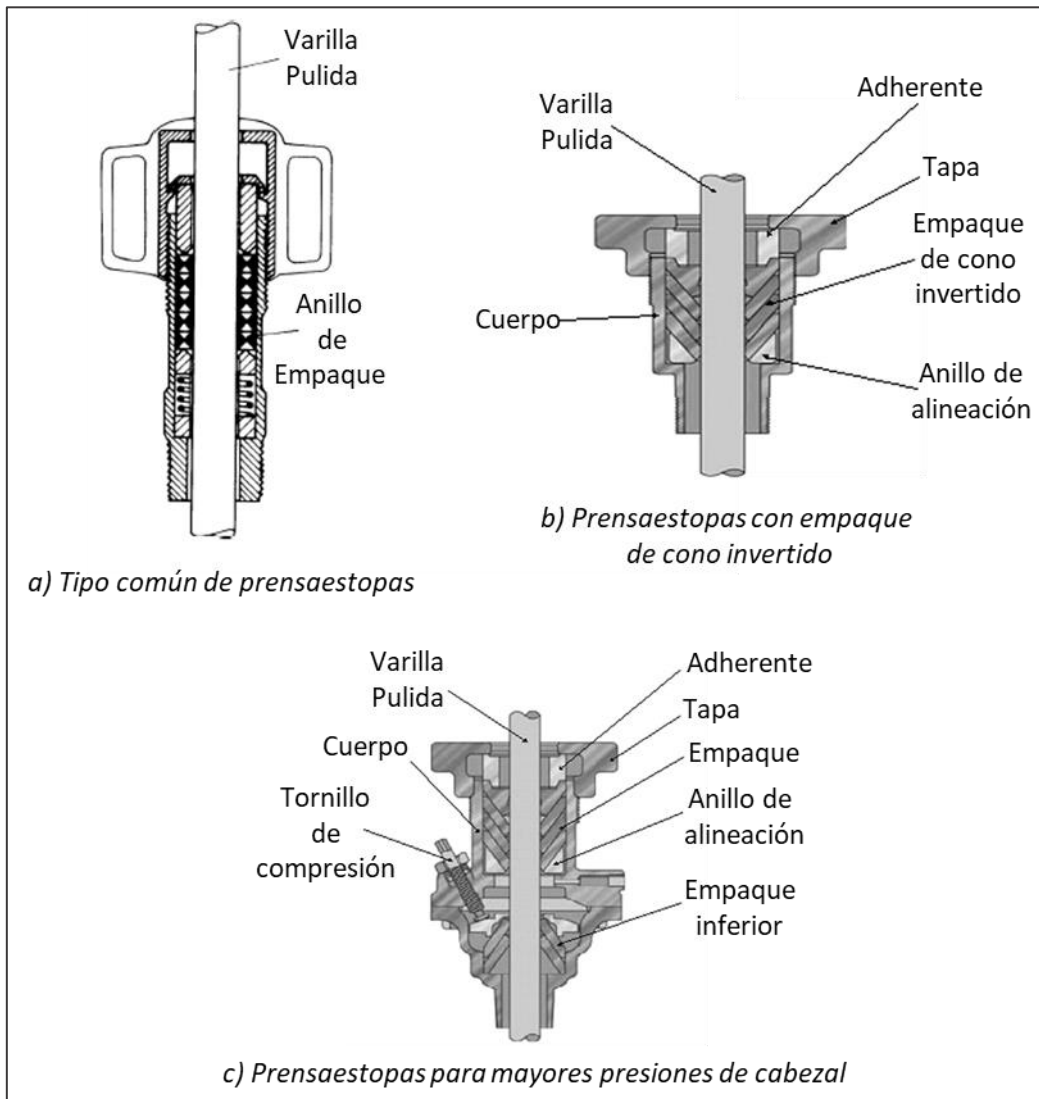
1.3.2.3. Unidades de Bombeo

La unidad de bombeo es el sistema que transforma el movimiento rotatorio del motor principal en el movimiento vertical recíprocante requerido por la varilla pulida. Casi todos los tipos de unidades de bombeo emplean un balancín. Las unidades de bombeo mecánico de balancín son básicamente un varillaje mecánico de cuatro barras, cuyos elementos principales son:

- El brazo de la manivela, el cual gira con el eje del reductor de engranajes en velocidad lenta.
- La biela, que conecta el brazo de la manivela con el balancín.
- La porción del balancín desde el cojinete del compensador hasta el cojinete central.
- La distancia en firme entre el cojinete central y la manivela.

El funcionamiento del enlace anterior garantiza que la entrada de movimiento giratorio al sistema por el motor principal se convierta en un movimiento recíprocante vertical, salida en la cabeza del balancín. Las varillas de succión, unidas a la cabeza del balancín, siguen este movimiento y manejan la bomba del agujero inferior. Aunque hay diferentes disposiciones de unidades de bombeo disponibles, todas emplean las mismas piezas básicas detalladas anteriormente (Brown K. , 1984).

FIGURA 1.8 DIAGRAMA DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA PRENSAESTOPAS



Fuente: Gabor Takacs, 2015
Elaborado: Carreño, 2020

1.3.2.3.1 Componentes Estructurales

La estructura está construida sobre una base rígida de acero, que garantiza la alineación adecuada de los elementos que lo componen y por lo general se establece sobre una base de hormigón. El poste Sampson suele tener tres o cuatro extremidades y es el elemento con más fuerza de toda la estructura, ya que lleva las mayores cargas. Sobre la misma está el cojinete central, donde surge el punto de pivote. El balancín es un elemento en forma de viga de material de acero, pesado

y colocado sobre el cojinete central, con una sección transversal de metal lo bastante grande para mantener las cargas de flexión causadas por la carga del pozo y la fuerza motriz de la manivela (Brown K. , 1984).

El área de la pared del final del balancín en la sección de la cabeza de caballo mueve la varilla pulida a través del cable de acero colgador (brida). La cabeza de caballo en su diseño tiene una curvatura para asegurarse de que la varilla pulida se mueve solamente en una dirección vertical; de lo contrario, las fuerzas de flexión resultantes romperían de forma sencilla la varilla pulida (Brown K. , 1984).

En las unidades convencionales al otro extremo de la viga del balancín lleva el cojinete del compensador. El compensador es una sección corta de una viga más ligera que atraviesa el balancín, transmitiendo uniformemente las cargas de la varilla pulida desde el balancín hacia a las dos bielas. Las bielas son varillas de acero que se unen en sus extremos inferiores a los brazos de la manivela con un pasador. Estos elementos permiten el movimiento rotatorio usado entre las piezas. Las bielas están situadas a ambos lados de la caja reductora y son impulsadas por el eje de velocidad lenta (manivela) de la caja reductora. Los contrapesos de la unidad convencional están conectados a los brazos de la manivela, lo que posibilita el ajuste en el eje del brazo de la biela (Takacs, 2015).

Las partes estructurales principales de una unidad de bombeo convencional se muestran en la figura 1.9.

El correcto funcionamiento de la unidad de bombeo requiere que las pérdidas de fricción en los cojinetes estructurales sean mínimas. En las unidades más antiguas era común el uso de cojinetes deslizantes (casquillo) de bronce.

Estos cojinetes pueden tolerar condiciones muy severas con poco daño, pero requieren lubricación regular. Las unidades de bombeo de hoy en día, sin embargo, están casi exclusivamente equipadas con cojinetes de rodillos antifricción. Estos cojinetes están lubricados con grasa y sellados, lo que necesita menos mantenimiento que los simples cojinetes de bronce. Las demás partes de la unidad

de bombeo son el reductor de velocidad (reductor de engranajes o caja de cambios), que disminuye la alta velocidad del motor principal a la velocidad necesaria para el bombeo; un conjunto de frenos que puede detener la unidad en cualquier punto; y una transmisión de correa en V y su cubierta. La unidad es generalmente alimentada por un motor eléctrico, pero también se utilizan motores de combustión interna (Takacs, 2015).

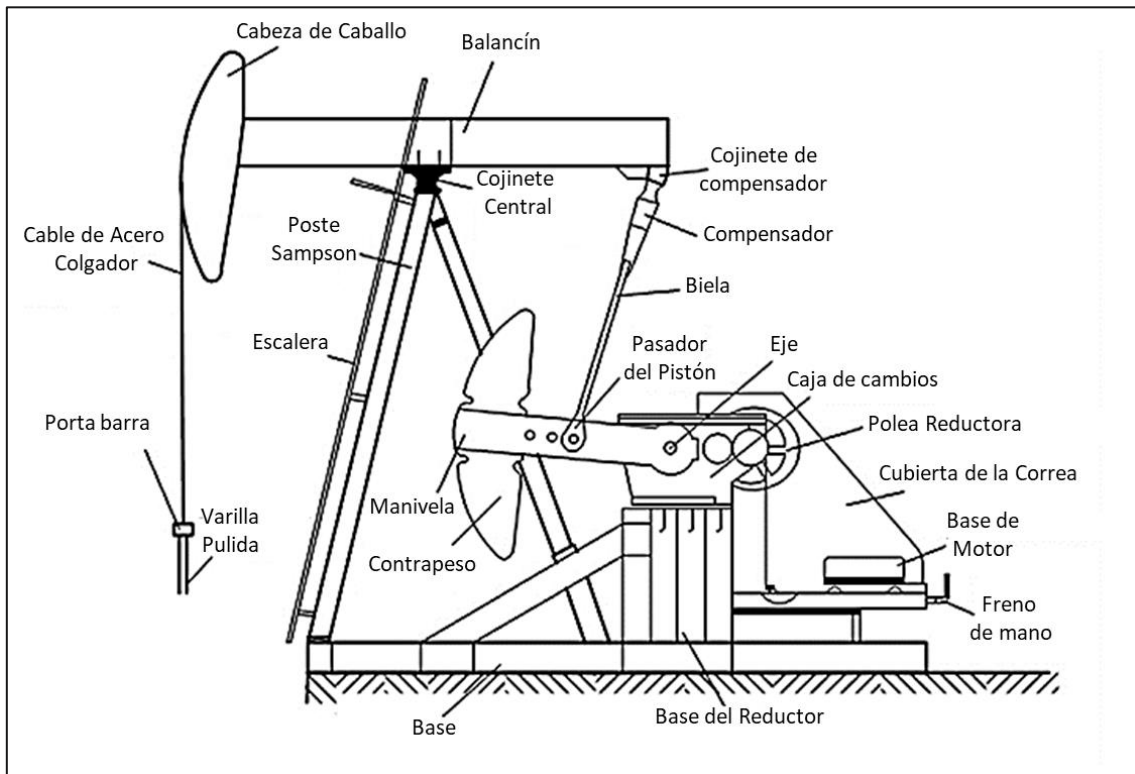
1.3.2.3.2 Geometrías de Unidades de Bombeo

Los diferentes tipos de unidades de bombeo mecánico pueden tener varias disposiciones geométricas de sus componentes, pero todas tienen los mismos componentes básicos. Por lo general, se clasifican según el criterio del funcionamiento del balancín como una palanca de doble brazo (clase I) o como una palanca de un solo brazo (clase III) (Golan & Whitson, 1996).

Las características básicas de las unidades de bombeo se detallan con las designaciones de letras habituales de los componentes. Al describir la geometría y los parámetros cinemáticos de las unidades de bombeo mecánico, se utilizan las siguientes convenciones generales en la industria petrolera:

- El brazo de la biela de la unidad de bombeo se puede girar en dos direcciones: en el sentido de las agujas del reloj o en sentido contrario a las agujas del reloj. En todas las publicaciones del Instituto Americano del Petróleo, API por sus siglas en inglés, estas instrucciones se definen cuando se mira la unidad de bombeo desde el lado con la cabeza del pozo a la derecha del observador.

FIGURA 1.9 COMPONENTES ESTRUCTURALES DE LA UNIDAD DE BOMBEO CONVENCIONAL



Fuente: Gabor Takacs, 2015

Elaborado: Carreño, 2020

- El ángulo de la biela, θ , se define de manera diferente para las demás geometrías de la unidad de bombeo; su cero usualmente suele estar en una línea vertical que cruza la manivela mientras se mide en el sentido de las agujas del reloj o en el sentido contrario a las agujas del reloj.
- El balancín actúa como una palanca de doble brazo, siendo conducida en su extremo trasero y conduciendo la varilla pulida en su extremo delantero (Clase I). Esto también se denomina sistema de apalancamiento pull - up (Brown K. E., 1980).

Unidades Convencionales

La unidad convencional es la unidad de bombeo mecánico más antigua y utilizada, además, funciona en el mismo principio que la plataforma de perforación original

con herramientas de cable. Se muestra en la figura 1.10 un esquema donde se puede encontrar la geometría de esta unidad de bombeo:

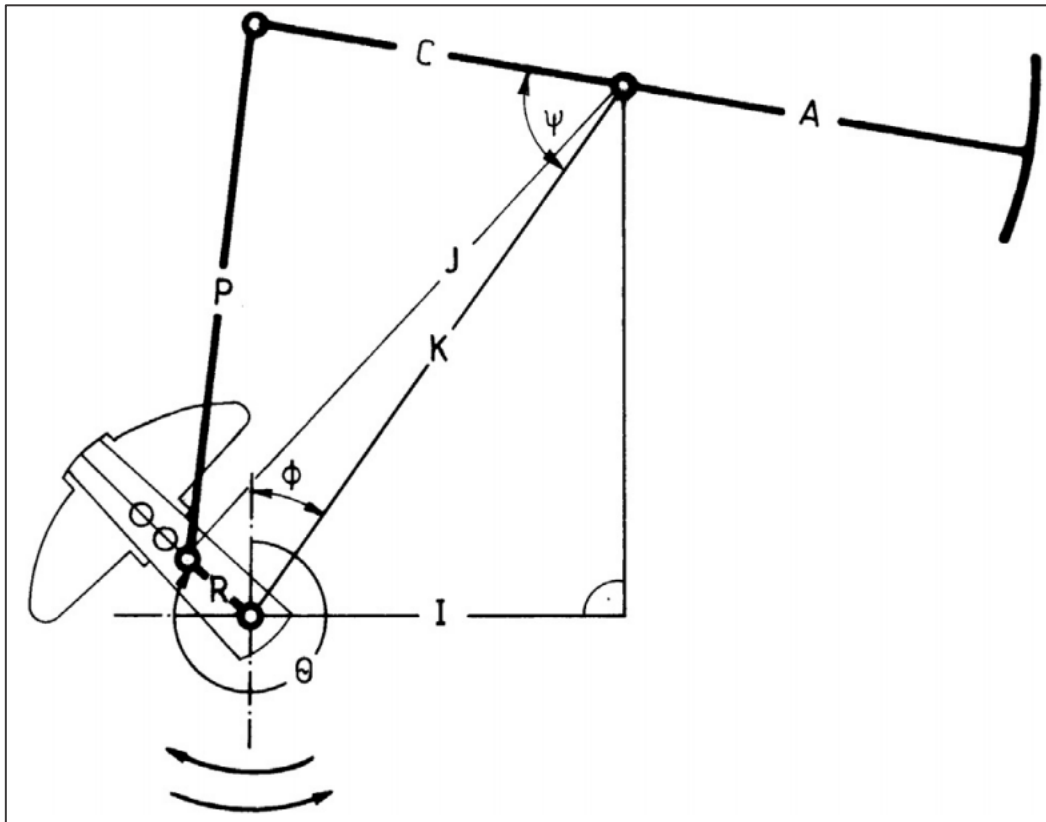
- Cuando la viga está en posición horizontal, el cojinete del compensador y la manivela están aproximadamente en la misma línea vertical. Usando las dimensiones mostradas en la figura 1.10, $C = I$.
- Los contrapesos se colocan en el extremo posterior de la viga (unidades balanceadas con el balancín) o en el brazo de la biela (unidades balanceadas con la manivela).
- La unidad se puede accionar en ambas direcciones.

Unidades Balanceadas por Aire

Estas unidades fueron desarrolladas en la década de 1920, inicialmente con la unidad convencional colocando la cabeza de caballo en la parte accionada por el balancín y reemplazando los contrapesos por un cilindro de aire. En la figura 1.11 se muestra un esquema de la geometría de esta unidad de bombeo. Son aproximadamente un 40% más ligeros y un 35% más cortos que las unidades convencionales, por lo que son ideales para la movilidad y las pruebas de pozos (Takacs, 2015). Las principales características de este arreglo geométrico son:

- La viga funciona como palanca de un único brazo (apalancamiento de empuje hacia arriba o sistema de clase III) ya que la cabeza de caballo y la biela están en el mismo lado de la viga.
- Las dimensiones I y C son aproximadamente iguales, al igual que en las unidades convencionales.
- El contrapeso está garantizado por la fuerza de presión del aire comprimido contenido en un cilindro, que actúa sobre un pistón conectado a la viga.
- La unidad se puede accionar en ambas direcciones.

FIGURA 1.10 ESQUEMA DE LA UNIDAD DE BOMBEO DE GEOMETRÍA CONVENCIONAL



Fuente: Gabor Takacs, 2015
Elaborado: Carreño, 2020

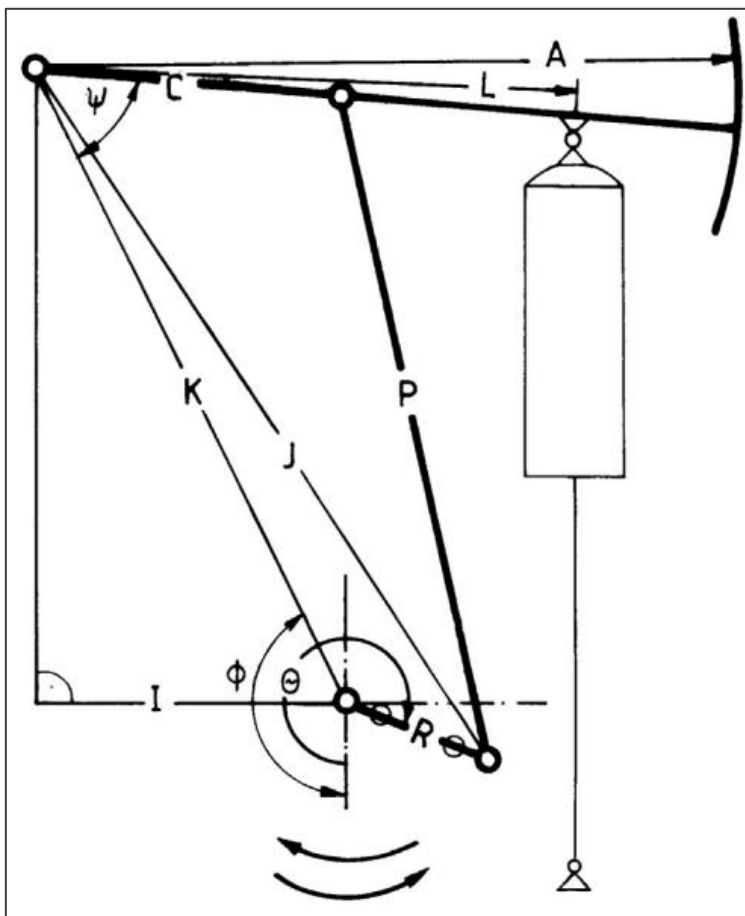
Unidad Mark II

La unidad Mark II, un sistema de palanca clase III, fue inventada por J. P. Byrd a finales de la década de 1950. Los principales objetivos de su desarrollo fueron reducir los requisitos de torque y potencia de las unidades convencionales. La figura 1.12 muestra un esquema de la geometría de esta unidad de bombeo. Las características básicas son las siguientes:

- Utiliza un sistema de apalancamiento (push - up).
- El cojinete del compensador se encuentra en la viga del balancín muy cerca de la cabeza del caballo, por lo que la dimensión C será mayor que la dimensión I. Esta es una de las características únicas de las unidades Mark II que mejora el rendimiento respecto a las demás geometrías.

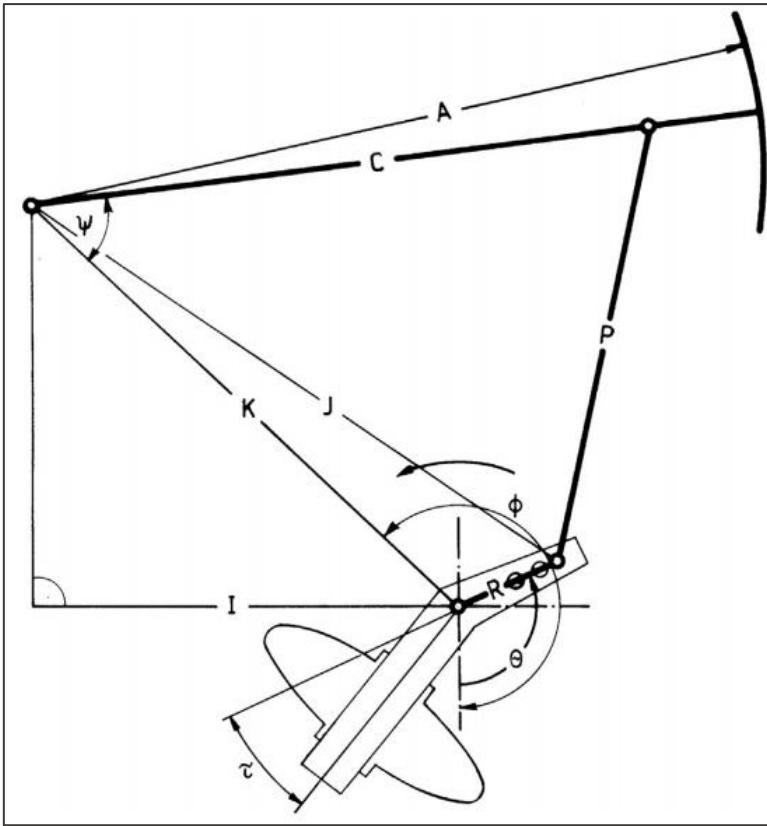
- Los contrapesos giratorios se colocan en un brazo de contra balance separado que se dirige opuesto al brazo de la biela y se coloca por escalas de ángulo, τ (generalmente alrededor de 24°). Esta característica única garantiza una variación de torque neto más uniforme a lo largo del ciclo de bombeo.
- Se trata de una unidad de bombeo unidireccional y siempre debe accionarse en sentido antihorario.

FIGURA 1.11 ESQUEMA DE LA UNIDAD DE BOMBEO BALANCEADA POR AIRE



Fuente: Gabor Takacs, 2015
Elaborado: Carreño, 2020

FIGURA 1.12 ESQUEMA DE LA UNIDAD DE BOMBEO MARK II



Fuente: Gabor Takacs, 2015

Elaborado: Carreño, 2020

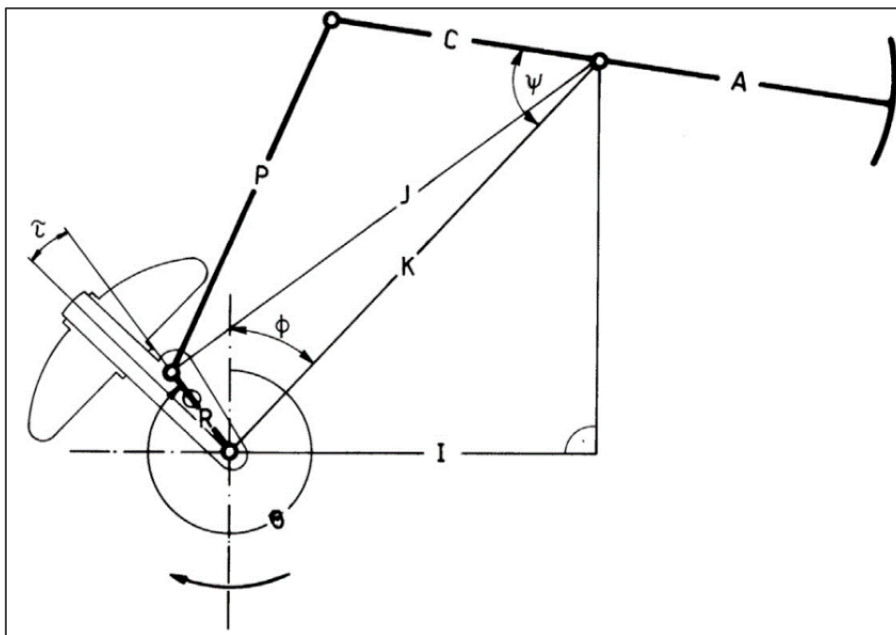
Unidad TorqMaster o Mark Inversa

Las unidades originalmente diseñadas por R. Gault, analizaron las ventajas y desventajas de las unidades de bombeo anteriores por ordenador y trataron de combinar sus mejores características en una nueva geometría, se comercializaron bajo el nombre de TorqMaster en la década de 1980; hoy en día se conocen como Unidad Mark Inversa, como se ofrece por uno de los principales fabricantes. La figura 1.13 muestra un esquema de la geometría de esta unidad. Las características básicas de esta unidad son:

- Una disposición geométrica extraíble.
- El reductor de engranajes se establece más lejos del poste Sampson, por lo tanto, la dimensión I es mayor que la dimensión C.

- Los contrapesos giratorios se colocan en el brazo de la biela, pero son escalonados por un ángulo τ para que el brazo de la biela maneje los contrapesos. El ángulo de la escala de contrapeso varía con el tamaño de la unidad, pero generalmente está en el rango de $8^\circ - 15^\circ$.
- La rotación del brazo de la manivela es fija en sentido horario.

FIGURA 1.13 ESQUEMA DE LA UNIDAD DE BOMBEO MARK INVERSA



Fuente: Gabor Takacs, 2015
Elaborado: Carreño, 2020

1.3.2.4. Motores

Los motores son los encargados de proporcionar la potencia para impulsar al sistema de bombeo, se puede encontrar principalmente motores de combustión interna y motores eléctricos. El costo de inversión de un motor de combustión interna es mucho más alto que el de un motor eléctrico, pero, por otro lado, los motores de combustión interna tienen una vida útil mucho más larga. Los costos de energía cuando se usan motores eléctricos han aumentado constantemente en los últimos años debido al aumento de los costos de la energía eléctrica. Para decidir el tipo de motor principal que se utilizará en una instalación determinada, se requiere una comparación anticipada de los costos operativos (Takacs, 2015).

Motor de Combustión Interna

El motor de combustión interna por lo general funciona con gas, que suele ser un gas seco del separador o, más comúnmente, un gas húmedo tomado de la boca del pozo que sale de la tubería de revestimiento. Se instala un depurador de gas en la boca del pozo para eliminar el petróleo y el agua del gas antes de que ingrese al carburador. Los motores pueden funcionar con cualquier gas tomado de la boca del pozo, excepto los gases ácidos que contienen ácido sulfhídrico (H_2S). Los equipos más demandados se clasifican en dos categorías: los motores de baja velocidad y los de alta velocidad (Takacs, 2015).

Los motores de baja velocidad tienen velocidades operativas entre 200 y 800 rpm y pueden ser motores de dos o cuatro cilindros, o multicilindros. El tipo más popular en esta categoría es el motor horizontal monocilíndrico de dos tiempos con un volante grande. La inercia del volante se utiliza para suavizar las variaciones de velocidad durante el funcionamiento. El torque es bastante constante en un amplio rango de velocidades, lo que garantiza un funcionamiento adecuado bajo las cargas cíclicas de bombeo. Los motores están disponibles en varios tamaños que van desde diez hasta varios cientos de caballos de fuerza. Sus principales ventajas son un torque desarrollado relativamente grande, pocos componentes y una larga vida útil (Takacs, 2015).

Los motores de alta velocidad funcionan a 750 – 2 000 rpm y generalmente son motores de cuatro tiempos o diésel. Desarrollan menos torque que los motores de baja velocidad y son más complejos; también tienen más componentes internos. Aunque son menos costosos que los motores de baja velocidad, su vida útil se reduce debido a las velocidades operativas más altas (Takacs, 2015).

Motores Eléctricos

La mayoría de las unidades de bombeo mecánico son accionadas por motores eléctricos conectados a una fuente de alimentación de CA (corriente alterna) trifásica de 60 Hz a 480 v, aunque generalmente se usan motores con una placa de identificación de 460 v.

La razón de una mayor cantidad de uso de los motores eléctricos son el costo relativamente bajo, facilidad en el control y la adaptabilidad al funcionamiento automático. En general, se utilizan motores de inducción trifásicos de jaula de ardilla con seis polos; estos tienen la construcción más simple entre los motores eléctricos. También son los motores más confiables debido a que su rotor no está conectado al suministro eléctrico. Al mismo tiempo, son los motores eléctricos más eficientes disponibles, lo que explica su popularidad en el campo petrolero (Takacs, 2015).

Los motores de inducción funcionan según el principio de la inducción electromagnética, que establece que se induce una corriente eléctrica en cualquier conductor que se mueva dentro de un campo magnético. El campo magnético se genera en el estator, la parte derecha del motor que contiene bobinas para cada fase. Este campo gira a medida que cambia la dirección de la corriente alterna porque los electroimanes cambian sus polos magnéticos dos veces por cada ciclo de la corriente alterna. Unido al eje del motor se encuentra el estator, y en su parte interna está el rotor tipo jaula de ardilla, que consiste en barras de cobre en cortocircuito no conectadas a la fuente de alimentación. El campo magnético giratorio mantenido por los devanados del estator induce el flujo de una corriente alterna en el rotor; así el rotor se convierte en un conjunto de electroimanes. Los polos magnéticos del campo del rotor son atraídos y repelidos por los polos diferentes y similares, respectivamente, del estator, y el rotor mantiene la rotación continua del eje del motor. La velocidad de rotación del campo magnético del estator es la velocidad sincronizada del motor, que depende de la frecuencia de la corriente alterna y del número de polos que tiene el estator (Takacs, 2015).

1.3.2.5. Variadores de Frecuencia

Los variadores de frecuencia son instrumentos planteados para dirigir o controlar la velocidad rotacional de un motor en su versión sencilla, existen variadores de frecuencia diseñados por algunos fabricantes que vienen con un panel en el cual se puede observar las cartas dinamométricas, las cuales muestran el desarrollo del pozo en operación.

1.3.2.6. Reductor de Velocidades

El reductor de velocidades (o caja de engranajes) son la parte medular de la unidad de bombeo y representan aproximadamente el 50% del costo de inversión de cualquier unidad de bombeo. Su función principal es reducir la alta velocidad de rotación del motor primario a la velocidad de bombeo requerida y, al mismo tiempo, aumentar el torque de salida para cumplir con las cargas del pozo. La figura 1.14 muestra un esquema de los componentes del reductor de velocidades, así como una imagen descriptiva.

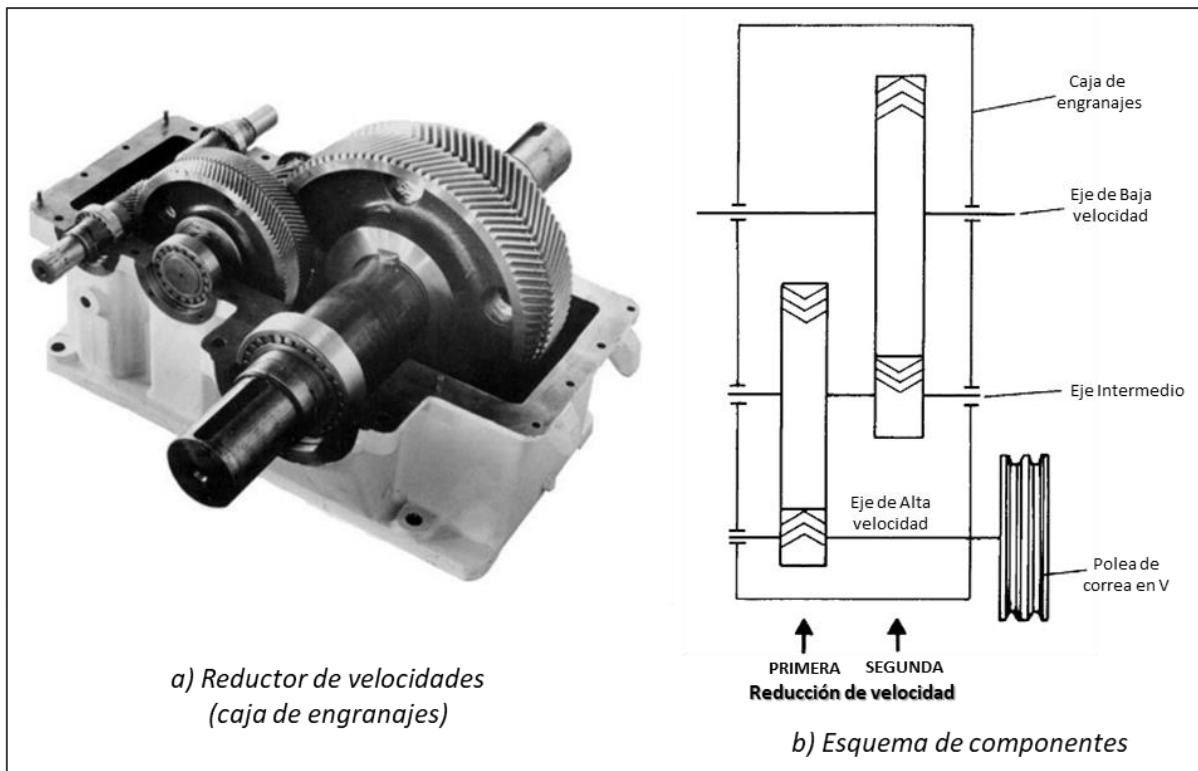
La relación de reducción de velocidad habitual de las cajas de engranajes de la unidad de bombeo es de aproximadamente 30 a 1, la velocidad de salida máxima es de alrededor de 20 SPM. Los tamaños del reductor de velocidad están estandarizados por las especificaciones API 11E; la clasificación se refiere al torque mecánico máximo permitido en el reductor. El rango de torque máximo estándar es de 6 400 a 3 648 000 pg-lb, y las cajas de engranajes correspondientes están designadas como tamaños 6,4 y 3 648. Estas clasificaciones son válidas a diferentes velocidades nominales de bombeo; las velocidades utilizadas son una función del tamaño de la unidad. Los reductores de velocidades de tamaño 2 560 y mayores se prueban a 11 SPM, tamaños más pequeños a velocidades proporcionalmente mayores; tamaños de caja de engranajes 320 y más pequeños a 20 SPM (Takacs, 2015).

Se utilizan dos tipos de reductores de velocidad: reductores de engranajes y los de cadena. Los más usados son los reductores de engranajes que utilizan engranes de reducción doble o triple. Contiene tres ejes: el eje de entrada de alta velocidad, un eje intermedio y un eje de baja velocidad. El eje de alta velocidad es impulsado por el motor principal a través de una polea de correa en V, y el eje de baja velocidad acciona los brazos de manivela de la unidad de bombeo. Como el torque aumenta en cada eje a medida que se reduce la velocidad, los diámetros del eje también aumentan con la disminución de la velocidad. Están diseñados para soportar las altas cargas de torsión y flexión, y garantizar que los frontales del engranaje estén en contacto total incluso con el torque nominal del reductor. Los ejes funcionan en

cojinetes montados en la cubierta del reductor. Los cojinetes de casquillo (generalmente de bronce) se usan en el eje de baja velocidad y los cojinetes de rodillos rectos en los otros ejes; además, todos los ejes están equipados con cojinetes de rodillos antifricción (Takacs, 2015).

Las formas de los dientes que se usan con más frecuencia en los engranajes son en forma de espina de pescado (visualizar a) en la figura 1.14) o el diente helicoidal doble, que proporciona una carga uniforme y un funcionamiento silencioso. Los engranajes en forma de espina son menos sensibles a perder la alineación y resisten mejor las inversiones de torque que otros tipos de engranajes. Los engranajes están mecanizados con precisión para tolerancias mínimas y tratados térmicamente para lograr el endurecimiento requerido (Takacs, 2015).

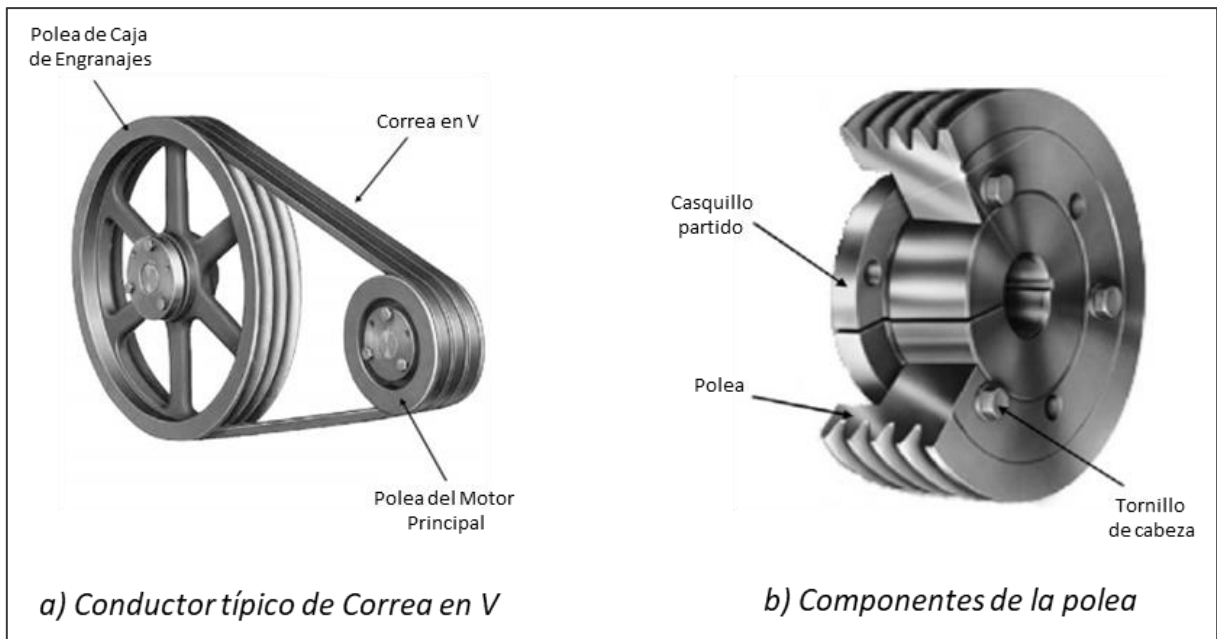
El funcionamiento adecuado y la vida útil del reductor de engranajes dependen principalmente de la lubricación correcta de las piezas móviles. El aceite de lubricación de una viscosidad adecuada está almacenado en la parte inferior de la cubierta para proporcionar una inmersión en aceite a los engranes, que llevan el aceite hacia arriba a medida que giran. El aceite llevado a la parte superior de los engranajes es retirado por los limpiadores; el exceso de aceite se dirige a los canales de aceite que conducen el lubricante a cada cojinete. Esto funciona solo con velocidades de bombeo suficientemente altas, por encima de 5 SPM, cuando los engranajes transportan suficiente aceite hacia arriba. A velocidades inferiores a 5 SPM, se debe agregar un limpiador adicional al engranaje de alta velocidad para garantizar una lubricación adecuada. La inspección periódica y el cambio del aceite es un requisito primordial para una operación sin problemas (Brown K. , 1984).

FIGURA 1.14 REDUCTOR DE VELOCIDADES

Fuente: Gabor Takacs, 2015
Elaborado: Carreño, 2020

1.3.2.7. Conductores de Correa en V

El reductor de velocidades de la unidad de bombeo está conectada al motor principal a través de una transmisión por correa y polea (transmisión por correa en V). El propósito de este mecanismo es reducir aún más la velocidad de rotación relativamente alta del motor principal. En la figura 1.15 se muestra un esquema del conductor típico de correa en V, además de las partes que lo componen. En el caso de un motor eléctrico NEMA D, la velocidad promedio del motor es de aproximadamente 1 170 RPM; esta velocidad se reduce con una caja de engranajes típica que tiene una relación de reducción de 30:1 a una velocidad de bombeo de $1\ 170 / 30 = 39$ SPM. Dado que esta velocidad sería demasiado rápida para cualquier unidad de bombeo mecánico, se necesita una mayor reducción de velocidad, a través de la transmisión por correa en V para alcanzar velocidades de bombeo prácticas (Brown K. , 1984).

FIGURA 1.15 ESQUEMA DEL CONDUCTOR DE CORREA EN V

Fuente: Gabor Takacs, 2015
 Elaborado: Carreño, 2020

Otros propósitos de la transmisión por correa en V son:

- Proporciona los medios para cambiar las velocidades de bombeo,
- Su uso permite el montaje del motor primario lejos de las bielas giratorias de la unidad de bombeo.

La correa en V consta de los siguientes componentes:

- Polea de la caja de engranajes (o unidad) que se entrega con la unidad de bombeo; los fabricantes suelen suministrar el tamaño más grande que puede caber físicamente en la caja de engranajes.
- Polea del motor primario que es de un tamaño más pequeño; esta polea generalmente se cambia en el campo para alcanzar la velocidad de bombeo requerida.
- Correas en V (generalmente tipo de sección C); la cantidad adecuada de correas que se utilizará depende de la potencia a transmitir y del tamaño de las poleas.

1.3.3. EQUIPOS DE FONDO

1.3.3.1. Bombas Mecánicas de Subsuelo

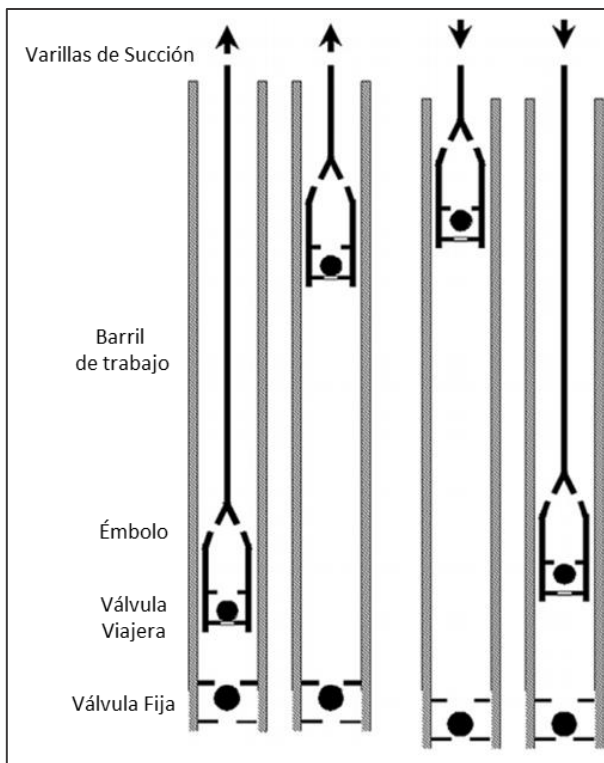
Las bombas utilizadas en el bombeo mecánico funcionan según el principio de desplazamiento positivo y son del tipo de cilindro y pistón. Sus partes básicas son el barril de trabajo (cilindro), el émbolo (pistón) y dos válvulas de bola. La válvula fijada al barril de trabajo actúa como una válvula de succión y se llama válvula fija (de pie). La otra válvula en el interior del émbolo trabaja como una válvula de descarga y se denomina válvula viajera. Estas válvulas funcionan como válvulas de retención, y su apertura y cierre durante el movimiento alternativo del émbolo proporciona un medio para trasladar los fluidos del pozo a la superficie.

Al comienzo de la carrera ascendente, después de que el émbolo ha logrado su posición más baja, la válvula viajera se cierra debido a la alta presión hidrostática en el tubo por encima de ella. El líquido, en el interior del tubo por encima de la válvula viajera, se eleva a la superficie durante el movimiento ascendente del émbolo. Al mismo tiempo, la presión cae en el lugar entre la válvula fija y la válvula viajera, haciendo que la válvula fija se abra (Brown K. E., 1980).

La presión del pozo impulsa el líquido desde la formación a través de la válvula fija hacia el barril debajo del émbolo. La elevación de la columna de líquido y el llenado del barril con el líquido de formación continúa hasta el final de la carrera ascendente. Es importante tener en cuenta que, durante todo el recorrido ascendente, el peso total de la columna de líquido en la tubería de producción es transportado por el émbolo y la sarta de varillas conectada a este. La gran fuerza de tracción hace que la sarta de varillas se estire debido a su elasticidad. Una vez que el émbolo ha alcanzado la parte superior de su carrera, la sarta de varillas comienza a moverse hacia abajo. Comienza la carrera descendente, la válvula viajera se abre inmediatamente y la válvula fija se cierra. Cuando se abre la válvula viajera, el peso del líquido se transfiere del émbolo a la válvula fija, lo que hace que la tubería de producción se estire. Durante la carrera descendente, el émbolo desciende con la válvula viajera abierta dentro del barril lleno de líquido de formación. Al final de la carrera descendente, se invierte la dirección del movimiento

de la sarta de varillas y comienza otro ciclo de bombeo. El peso del líquido se transfiere nuevamente al émbolo, lo que hace que las varillas se estiren y que el tubo vuelva a su estado sin elongación (Brown K. E., 1980).

FIGURA 1.16 FUNCIONAMIENTO COMÚN DE LA BOMBA DE SUBSUELO

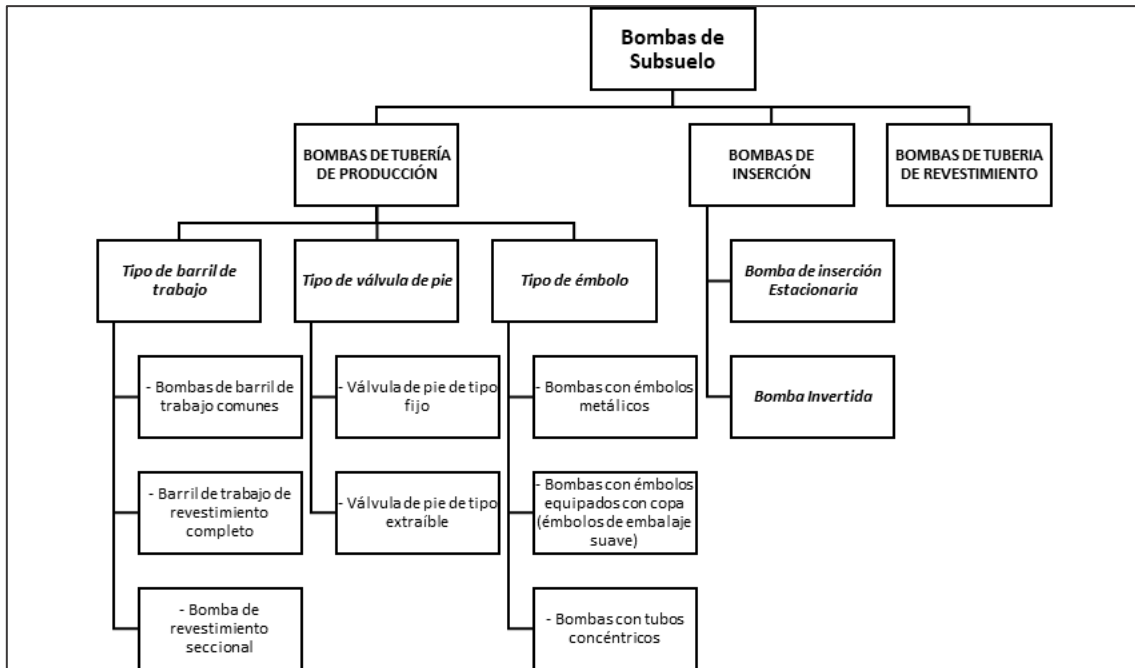


Fuente: Gabor Takacs, 2015

Elaborado: Carreño, 2020

La figura 1.17 reúne los diferentes tipos de bombas de subsuelo en un esquema que clasifica según su instalación en el sistema de bombeo mecánico.

FIGURA 1.17 CLASIFICACIÓN DE LAS BOMBAS DE FONDO



Fuente: Brown, 1980

Elaborado: Carreño, 2020

1.3.3.1.1 Partes Estructurales de la Bomba de Subsuelo

El tamaño nominal de la bomba de varilla de bombeo es el diámetro interno exacto del barril. En el caso de émbolos metálicos el diámetro exterior del émbolo difiere solo ligeramente del ID del barril utilizado. El ajuste del émbolo, es decir, el espacio libre entre el émbolo y el barril es del orden de unas pocas milésimas de pulgada.

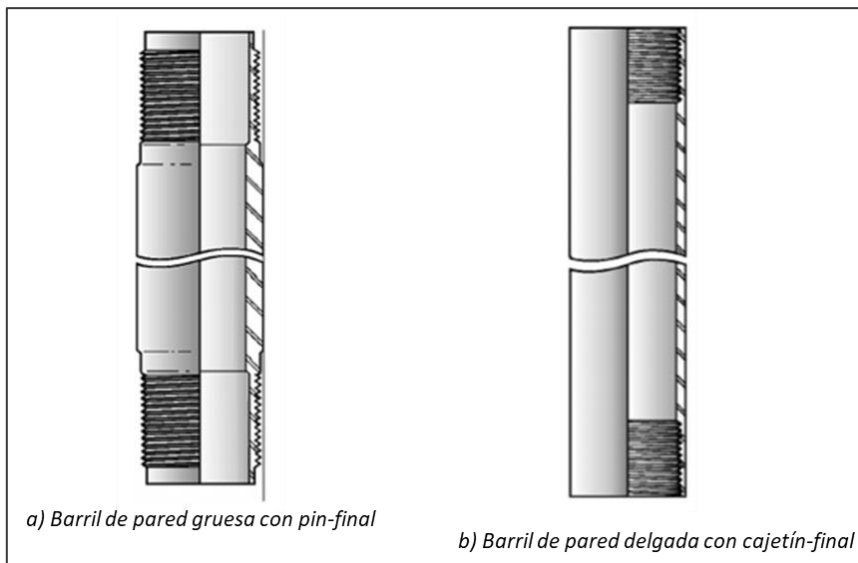
Barril de trabajo de la Bomba

Los barriles de trabajo son los componentes más grandes y costosos de las bombas de subsuelo; son tramos de tubos metálicos de fabricación en frío, mecanizados y pulidos, con la pared interior pulida para permitir un movimiento suave del émbolo. Desde finales de la década de 1970, los barriles de revestimiento son normados en tamaño estándar.

Dependiendo de los hilos en los extremos para su conexión están disponibles barriles con pin-final o cajetín-final. El grosor de la pared de barriles y tubos de barril son diferentes para las versiones de pared gruesa y delgada. Pared gruesa generalmente significa un espesor de pared de $\frac{3}{16}$ pulgadas o mayor. Los barriles de pared delgada tienen un grosor de aproximadamente $\frac{1}{8}$. Los barriles de paredes gruesas tienen extremos de pin - final, los barriles delgados se fabrican con extremos de cajetín - final, tal como se muestra en la figura 1.18. Los barriles se fabrican en longitudes estándar de hasta 24 pies; las bombas más largas generalmente están formadas por varios barriles unidos, como en el caso de la bomba de tamaño récord de 100 pies de longitud (Brown K. , 1984).

A continuación, en la figura 1.18 se muestran dos ejemplos de barril de trabajo con las características de sus extremos.

FIGURA 1.18 EJEMPLOS DE BARRIL DE TRABAJO



Fuente: Gabor Takacs, 2015

Elaborado: Carreño, 2020

El primer paso en el diseño del bombeo mecánico es la selección de la longitud del barril de la bomba. El barril debe ser lo suficientemente largo como para contener el émbolo con su válvula y la longitud máxima prevista de la carrera del émbolo. Como la longitud de la carrera del émbolo no se puede determinar directamente, se supone la longitud máxima de la carrera de la varilla pulida disponible en la unidad

de bombeo. Para estimar la carrera real del émbolo, se acostumbra a agregar un margen de separación a la longitud de la carrera de la varilla pulida (Takacs, 2015).

El margen de separación para varillas de acero suele ser de 24 pulgadas para profundidades de menos de 4 000 pies; a mayores profundidades se usa 6 pulgadas por cada 1 000 pies. Para las sartas de varillas de material tipo fibra de vidrio, debido a su elongación mucho mayor que el acero, se requiere un margen al menos tres veces mayor y se recomienda el uso de programas de computadora para dimensionar el barril.

Para condiciones adversas como problemas de arena y corrosión, se utiliza el revestimiento de la superficie interior de los barriles. El laminado en cromo proporciona una superficie muy dura contra daños por abrasión. Los barriles de carburo de níquel tienen acero al carbono como metal base en el que se lamina el níquel que contiene partículas muy pequeñas de carburo. Esta solución combina las ventajas de una estructura fuerte debido al acero al carbono con base metálica y una excelente resistencia a la mayoría de los tipos de corrosión (incluidos CO₂, H₂S y cloruros) garantizada por el revestimiento de carburo de níquel (Brown K. , 1984).

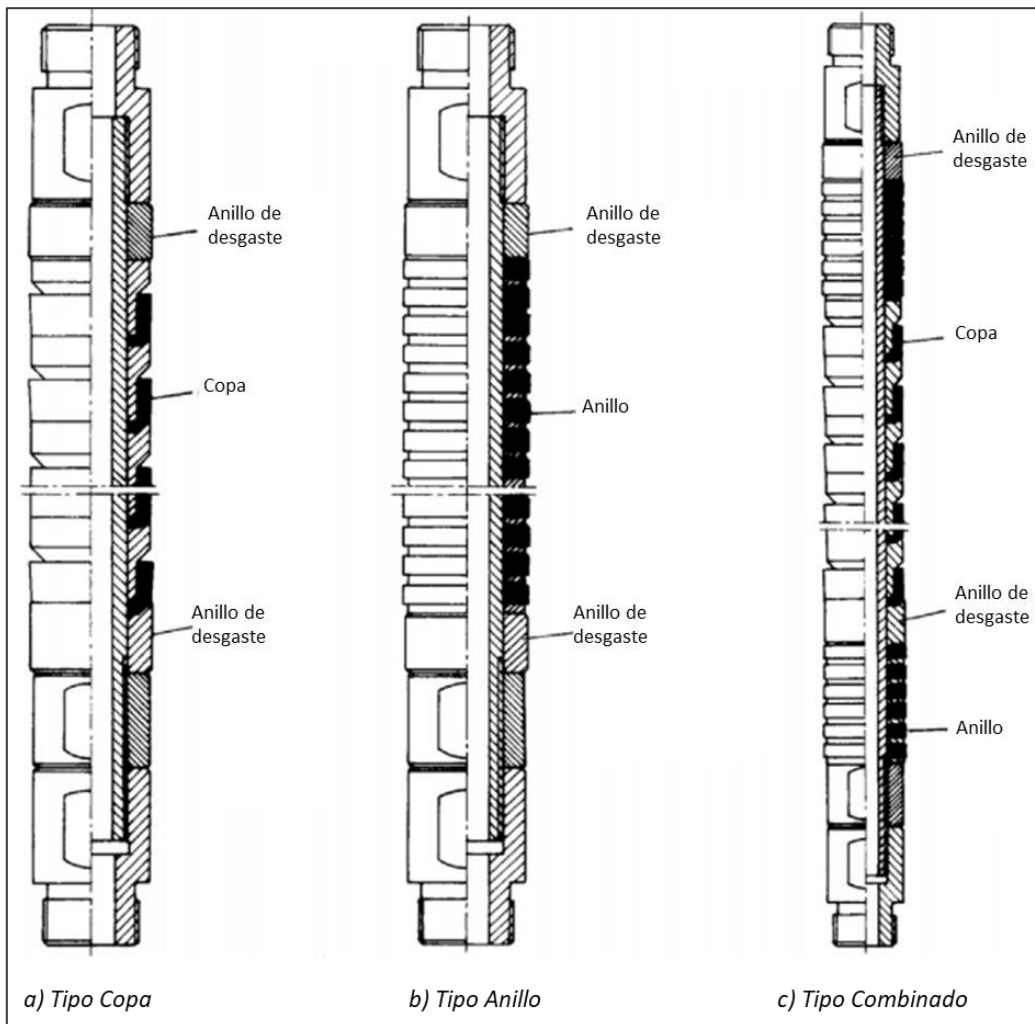
Émbolo de la Bomba

A profundidades por debajo de los 5 000 pies se opera con los émbolos metálicos para dar un sistema de sellado efectivo. Los émbolos metálicos se fabrican en diferentes versiones, con superficies exteriores lisas o ranuradas. Los émbolos estriados tienen una ventaja cuando el pozo produce cierta cantidad de arena. La arena u otras partículas sólidas pueden quedar atrapadas en las ranuras, evitando así que rayen y deterioren el barril y el émbolo. Al igual que los barriles, los émbolos también se fabrican en tipos de pin - final y cajetín - final. En la figura 1.19 se muestran tres tipos de émbolos de empaque suave.

La superficie de los émbolos metálicos puede ser acero liso, cromado o niquelado, o metal pulverizado. El metal simple se usa para condiciones normales. Los

émbolos cromados se recomiendan para condiciones abrasivas sin corrosión de H_2S . Los émbolos con metal atomizado son los más populares y tienen una cubierta pulverizada con flamas de una aleación a base de níquel; son económicos y se usan en pozos moderadamente abrasivos (Takacs, 2015).

FIGURA 1.19 ÉMBOLOS DE EMPAQUE SUAVE



Fuente: Gabor Takacs, 2015
Elaborado: Carreño, 2020

Válvulas de la Bomba

Los conjuntos de válvulas API son tipo válvula check simple y funcionan según el principio de bola y asiento (figura 1.20). Los asientos están mecanizados, rectificados con precisión y acabados con metales resistentes a la corrosión y la erosión. Por lo general, son reversibles y se pueden usar en ambos lados. Las bolas

de metal tienen un acabado de precisión y cada combinación de bola y asiento se superpone para proporcionar un sellado perfecto; el conjunto combinado finalmente se prueba al vacío. Debido a que vienen en conjuntos, ninguno de ellos puede usarse con una parte que proviene de otro conjunto; si la bola o el asiento están dañados permanentemente, se debe utilizar un nuevo conjunto de válvula (Brown K. , 1984).

Se requiere una acción de sellado altamente confiable entre la bola y el asiento debido a las presiones diferenciales muy altas a través de la válvula durante el bombeo. Pequeñas imperfecciones iniciales en las superficies de sellado o daños posteriores debido a la abrasión o la corrosión causan un mayor deslizamiento del líquido y un rápido deterioro de la acción de la válvula debido al corte del fluido (Brown K. , 1984).

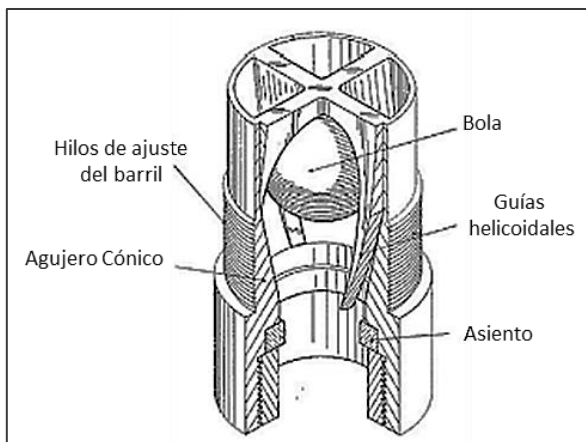
Las bolas y los asientos están disponibles en diferentes metales; se utilizan materiales de acero inoxidable o de aleación donde la abrasión y la corrosión son bajas. El carburo de tungsteno es otro material confiable, pero no se puede usar en pozos con contenido de H_2S y CO_2 ; en tales condiciones, las bolas y los asientos de carburo de níquel tienen mejor rendimiento (Takacs, 2015).

En la figura 1.20 se muestra un esquema de los componentes de la válvula de la bomba. La válvula viajera se puede colocar encima o debajo del émbolo. La posición superior se recomienda en pozos que producen poco o nada de gas. Su ventaja es que el émbolo en sí no está cargado por el peso de la columna de fluido, lo que elimina la elongación del émbolo. La colocación de la válvula debajo del émbolo reduce el espacio muerto entre la válvula fija y la viajera, un detalle relevante cuando se bombean fluidos con gas. Las bombas con esta disposición de válvula proporcionan eficiencias volumétricas favorables y son menos propensas al bloqueo de gas (Takacs, 2015).

Las válvulas de desplazamiento y fija se pueden fabricar en duplicado para extender la vida útil de las bombas. Especialmente en pozos arenosos, dos válvulas

en serie aseguran un nivel mucho más alto de seguridad contra la acción de corte en el flujo del fluido (Takacs, 2015).

FIGURA 1.20 ESQUEMA DE LOS COMPONENTES DE LA VÁLVULA DE LA BOMBA



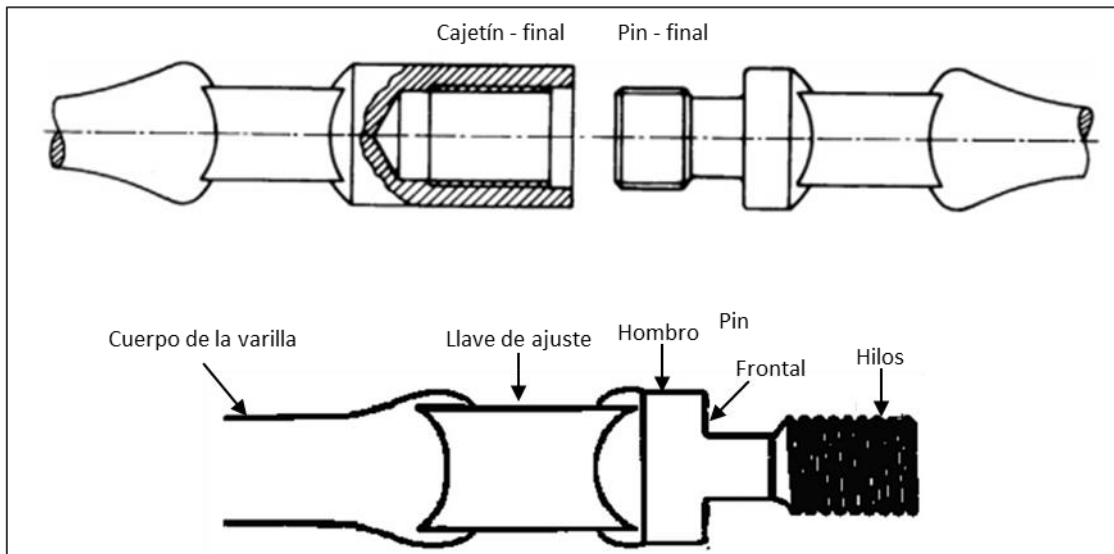
Fuente: Gabor Takacs, 2015
Elaborado: Carreño, 2020

1.3.3.2. Sarta de Varillas de Succión

La sarta de varillas se compone de varillas de bombeo individuales, conectadas entre sí, hasta alcanzar la profundidad de bombeo requerida. Son varillas de acero macizo con extremos forjados para acoplar roscas macho y hembra. En la figura 1.21 se muestra un esquema de los extremos de la varilla de succión.

Las varillas de acero tienen algunos inconvenientes comunes:

- Peso relativamente alto, que aumenta la potencia necesaria para impulsar la bomba;
 - Alta susceptibilidad al daño por corrosión en la mayoría de los fluidos de pozos.
- Ambos problemas se eliminan mediante el uso de varillas de plástico en los sistemas de bombeo mecánico. La utilización de materiales plásticos reforzados con fibra de vidrio en la fabricación de varillas disminuye el peso total de la sarta de varillas, mejora la resistencia a la corrosión y también tiene otros beneficios (Brown K. , 1984).

FIGURA 1.21 ESQUEMA DE LOS EXTREMOS DE LA VARILLA DE SUCCIÓN

Fuente: Gabor Takacs, 2015
 Elaborado: Carreño, 2020

De acuerdo con la última especificación API Spec.11B, las varillas de bombeo mecánico vienen en longitudes de 25 o 30 pies; los diámetros del cuerpo de la varilla varían de $\frac{5}{8}$ a $1\frac{1}{4}$ pg con incrementos de $\frac{1}{8}$ pg. La construcción habitual de las varillas de bombeo mecánico es la varilla de una pieza que tiene en sus extremos conexiones roscadas (Golan & Whitson, 1996).

Los parámetros físicos de las varillas de bombeo API se derivan del diámetro de su cuerpo, d_r (pg), como se detalla a continuación:

- El área de metal, A_r (pg²), se encuentra a partir del diámetro del cuerpo de la varilla como $A_r = d_r^2 \frac{\pi}{4}$
- El peso promedio de la varilla en el aire, W_r (lb/pie), debe incluir los efectos de las articulaciones de la varilla de bombeo; generalmente se agrega 9% al peso calculado a partir del diámetro del cuerpo. Usando la densidad promedio del acero (487,5 lb/pie²), el peso promedio de la varilla en el aire se encuentra como $W_r = 1,09 \times 487,5 A_r/144$

- El área de sección transversal corregida, A_c (pg^2), representa el área de sección transversal promedio (teniendo en cuenta el volumen adicional representado por las alteraciones del cuerpo de la varilla y los acoplamientos) de una sección de varilla más larga y se puede calcular a partir de un simple balance de masa escrito para una sección de varilla de 1 pie de largo, como muestra la siguiente ecuación:

$$W_r = A_c \frac{\rho}{144} \quad (1.1)$$

Resolviendo la ecuación para A_c y sustituyendo $\rho = 487,5 \text{ lb/pie}^2$ por la densidad del material de acero, obtenemos la siguiente expresión:

$$A_c = 0,295 W_r \quad (1.2)$$

Dónde:

A_c = área de sección transversal corregida de la varilla de bombeo, pg^2 .

W_r = peso promedio de la varilla en el aire, lb/pie .

- La constante elástica de la varilla, E_r (pg/lb/pie), representa la elongación en pulgadas de una varilla de 1 pie de largo bajo una carga de 1 lb. Se define como $E_r = 12/A_r/E$; donde $E = 3,1 \times 10^7 \text{ psi}$ es el módulo de Young promedio del material de acero.

TABLA 1.5
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LAS VARILLAS DE SUCCIÓN API

Tamaño de la varilla	Área del Metal	Peso en el aire	Área Corregida	Constante elástica
$\frac{5}{8}$	0,307	1,133	0,334	$1,262 \times 10^{-6}$
$\frac{3}{4}$	0,442	1,631	0,481	$8,762 \times 10^{-7}$
$\frac{7}{8}$	0,601	2,219	0,655	$6,437 \times 10^{-7}$
1	0,785	2,899	0,855	$4,929 \times 10^{-7}$
$1 \frac{1}{8}$	0,994	3,669	1,082	$3,894 \times 10^{-7}$
$1 \frac{1}{4}$	1,227	4,529	1,336	$3,154 \times 10^{-7}$

Fuente: Brown, 1984

La sarta de varillas es un complejo sistema vibratorio que transmite energía desde el equipo de superficie a la bomba del subsuelo. La selección de una sarta de varillas adecuada depende de la profundidad del pozo y las condiciones de funcionamiento. Para profundidades de pozo superiores a 3 500 pies es común utilizar una sarta de varillas cónicas que consta de diferentes longitudes y de diferentes tamaños de varilla. El porcentaje de cada tamaño de varilla se puede determinar a partir de tablas que se incluye en el Anexo 1.

Las varillas más pequeñas se colocan en la parte inferior de la cadena de varillas donde la carga en la sarta es mínima, y las varillas más grandes se colocan en la parte superior de la cadena de varillas donde la carga en la sarta es máxima. Las cargas mínimas y máximas esperadas durante el ciclo de bombeo deben determinarse con la mayor precisión posible para diseñar o seleccionar equipos de superficie adecuados para manejar estas cargas.

El esfuerzo máximo en la parte superior de toda la sarta de varillas es la tensión máxima de la varilla pulida (denotada PPRL) dividida para el área transversal de la sección superior de las varillas.

1.3.3.2.1 Juntas de las Varillas de Succión

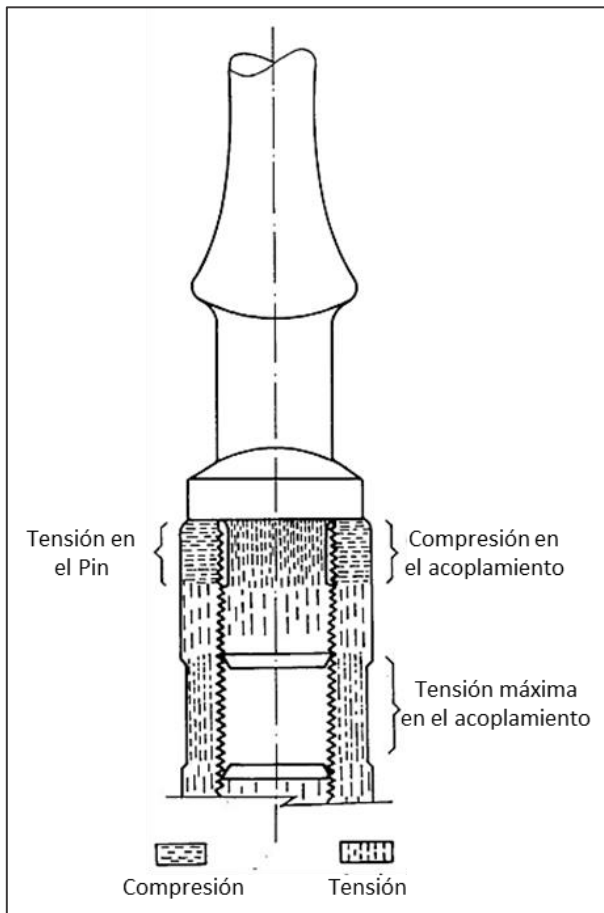
Se asume la integridad completa de la sarta de varillas para una correcta operación en el bombeo mecánico. Una de las partes más importantes de la sarta de varillas es la función que desempeñan las juntas de las varillas (Brown K. E., 1980). El impacto que tiene las condiciones de fondo en la operación es de suma importancia para un diseño y optimización del sistema bombeo mecánico.

La conexión de las varillas por medio de las juntas, cojinetes o acoplamientos que se instalan se someten a un movimiento periódico de la sarta de varillas y a causa de esto se produce un desenroscado gradual de las uniones, por lo tanto, existe la posibilidad de su separación. Al aumentar la tensión de la conexión roscada también tiene un efecto negativo ya que aumenta la fatiga del material. La fatiga es causada por la carga y descarga de repetidas veces en el contacto de acoplamiento debido a las cargas variables del pozo durante el ciclo de bombeo. Se conoce que tienen un efecto muy perjudicial sobre la resistencia de las piezas metálicas. En la figura 1.22 se muestra un esquema de distribución de la tensión en las juntas.

El deterioro de la junta se puede aumentar aún más por la corrosión del fondo del pozo, porque los fluidos corrosivos pueden entrar fácilmente en las roscas, y por las fuerzas de flexión que surgen cuando la parte frontal y el hombro del pin que se unen y separa del acoplamiento. El 99% de las roturas por fatiga en los acoplamientos de la varilla son causadas por una composición inadecuada de las partes (Takacs, 2015).

Las cargas de la varilla durante el ciclo de bombeo siempre son cargas de tracción y son causadas por el peso de la varilla en la carrera descendente y por el peso de la varilla más la carga de fluido en la carrera ascendente. Esta carga de tracción adicional influye en las tensiones totales en el acoplamiento y las juntas de diferentes maneras.

FIGURA 1.22 ESQUEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA TENSIÓN EN LAS JUNTAS



Fuente: Gabor Takacs, 2015
Elaborado: Carreño, 2020

El esfuerzo de tracción máximo se produce en las secciones centrales del acoplamiento y se impone solo por la carga de bombeo. Mientras se mantenga un contacto firme entre la parte frontal y el hombro del pin de acoplamiento toda la junta transporta las cargas de bombeo. La composición adecuada de las varillas tiene un papel crucial en la prevención de fallas en estas.

1.3.4. APLICACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

El bombeo mecánico de varillas de succión es el tipo más utilizado en sistemas de levantamiento artificial. Históricamente, la principal ventaja ha sido la familiaridad de este tipo de levantamiento para el personal operativo. Una de las principales desventajas ha sido la limitación de la profundidad de operación. Sin embargo, las

unidades de mayor capacidad de carga y las varillas de alta resistencia permiten mayores profundidades de hasta 12 000 pies (3 657,6 m) (Brown K. E., 1980).

El bombeo de varillas de succión generalmente se considera para elevar tasas de producción de líquidos moderados a bajos y de profundidades de pozos poco profundas a medias. El aumento de las profundidades de levantamiento provoca una rápida caída de las tasas de producción alcanzables. A cualquier profundidad en particular, se pueden recuperar diferentes volúmenes dependiendo de la resistencia del material de varilla utilizado. Las calidades de material más fuertes permiten mayores tensiones de tracción en la sarta y, por lo tanto, permiten mayores tasas de producción de líquidos (Takacs, 2015).

La instalación del sistema de bombeo mecánico más profunda del mundo tenía su bomba fijada en 16 850 pies (Henderson & Exxon Co., 1984). Se utilizaba para remover líquidos de un pozo de gas a una tasa baja de recuperación de 20 BFPD, y tenía una sarta de varillas compuesta de fibra de vidrio y varillas de acero. Otra bomba se instaló a una profundidad de 14 500 pies (Gott & Shell Oil Co., 1986) e inicialmente produjo una tasa de recuperación de petróleo de 150 BFPD. Estas y otras instalaciones profundas demuestran claramente que el uso de los últimos desarrollos en tecnología de bombeo (unidades de bombeo de geometría especial, varillas especiales de alta resistencia o sartas de varillas compuestas, motores eléctricos de deslizamiento ultra-alto) puede aumentar sustancialmente el rango de profundidad y la capacidad de producción de este sistema de levantamiento artificial muy utilizado (Takacs, 2015).

1.3.5. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

El bombeo mecánico, como cualquier otro tipo de levantamiento artificial, tiene varias ventajas cuando se utiliza para producir petróleo, pero sus limitaciones también son numerosas. A continuación, se detallan varias ventajas y desventajas importantes.

1.3.5.1. Ventajas

- Es un método de levantamiento muy conocido para el personal de campo en todas las etapas, y es sencillo de operar y analizar los resultados.
- El diseño de instalación adecuado es relativamente simple y también se puede hacer en el campo.
- Bajo condiciones promedias, se puede utilizar hasta el final de la vida productiva de un pozo, hasta su abandono o cierre.
- La capacidad de bombeo, dentro de los límites, se puede intercambiar fácilmente para adaptarse a los diferentes cambios en el rendimiento de entrada en la producción del pozo. El funcionamiento intermitente también es factible utilizando dispositivos de control de bombeo.
- Puede trabajar con presiones de admisión de bomba muy bajas y por lo tanto puede lograr diferenciales de presión muy altos, superior al 90% de la presión del reservorio, por lo que la producción de pozos con presiones de fondo extremadamente bajas es posible.
- Los tratamientos de corrosión o escalas son relativamente fáciles a través del anular.
- Los componentes del sistema y las piezas de repuesto son estandarizados, intercambiables y fácilmente disponibles en todo el mundo.
- Las unidades de bombeo y las cajas de engranajes tienen un alto valor de conservación porque pueden estar operativas durante varias décadas.

1.3.5.2. Desventajas

- El gas libre presente en el ingreso de fluidos en la bomba reduce drásticamente la producción de líquidos y causa problemas mecánicos.
- La profundidad de bombeo es limitada, principalmente por la resistencia mecánica del material de la varilla.
- En pozos desviados o torcidos, la fricción de las piezas metálicas puede dar lugar a fallos mecánicos de la tubería y/o de la sarta de varillas.
- La sarta de varillas debe estar protegida contra la corrosión y los daños mecánicos; de lo contrario, la fatiga del material conduce a fallas tempranas.

- El bombeo de arena o fluidos cargados de abrasivos reduce la vida útil de la mayoría de los tipos de bombas de pozo.
- La caja de relleno de varillas pulidas, si no se mantiene adecuadamente, puede presentar un peligro para el medio ambiente filtrando líquidos a la atmósfera.
- Se necesita una unidad de reacondicionamiento fuerte para mantenimiento de equipos de pozos.

CAPÍTULO 2

METODOLOGÍA Y SELECCIÓN DE LOS POZOS

2.1. INTRODUCCIÓN

El punto fundamental para la optimización en este estudio es la integración de los factores que inciden en las operaciones de recuperación por levantamiento artificial aplicando la tecnología del sistema de bombeo mecánico accionado por varillas de succión en unidades convencionales. El conocimiento operacional y análisis de comportamientos de estos factores relevantes se aplican para definir el objetivo de este estudio.

Los pozos correspondientes al campo Pacoa se desarrollaron en base a estudios que justificaron la selección de los componentes de cada sistema de bombeo mecánico instalado y en operación hoy en día. Por esto, se toma en cuenta necesariamente el soporte de datos para la selección de componentes del sistema. Específicamente se cuenta con: tasas de producción deseadas, cargas actuando en las varillas, cargas en la caja de engranajes de la unidad de bombeo, costos de energía, aporte del yacimiento, etc.

El punto de operación de un sistema de levantamiento artificial es el objetivo principal que se incorpora en el análisis nodal. Se relaciona el aporte del yacimiento con el sistema de levantamiento que incluye la tubería de producción hasta la superficie. El funcionamiento del sistema de bombeo mecánico se muestra sensible a las condiciones de operación de sus componentes, debido a que permite evaluar las condiciones operativas más importantes como:

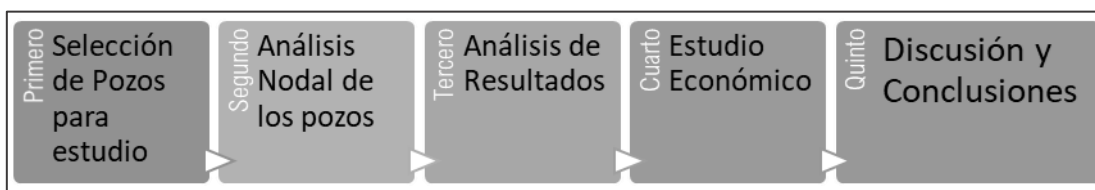
- (1) Identificar las curvas que representan el gráfico de presión del nodo vs la tasa de flujo de las curvas de afluencia y descarga, para conocer el punto de operación del sistema.

- (2) Generar nuevas curvas de descarga para analizar el efecto de los cambios de configuración (velocidad de bombeo, diámetro del pistón, longitud de carrera, etc.) en la capacidad de producción.
- (3) Realizar un análisis del diseño de sarta de varillas para evaluar el impacto fundamental en la eficiencia de levantamiento de fluidos y asegurar una condición de operación eficaz reduciendo los costos de producción.

2.2. METODOLOGÍA

El procedimiento correspondiente para alcanzar los objetivos de este estudio se basa en el siguiente esquema de la figura 2.1:

FIGURA 2.1 Proceso del método implementado en el estudio



Elaborado: Carreño, 2020

2.2.1. SELECCIÓN DE LOS POZOS PARA EL ESTUDIO

Se han considerado diferentes características para la selección de los pozos de este estudio.

- Pozos con el Sistema de Bombeo Mecánico.
- Arena productora de buen potencial de presión.
- Sin reacondicionamiento en los últimos meses.
- Historial y datos de producción relevantes.

2.2.2. ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS

Para análisis de los pozos se tomó en consideración:

- Fundamentos del Análisis Nodal

- Data requerida: Presión de cabeza (P_{wh}), presión estática o de reservorio (P_r), presión de burbuja (P_b), presión succión (PIP) y presión de fondo fluvente (P_{wf}).
- Relación gas-petróleo (GOR).
- Relación gas-líquido (GLR).
- Porcentaje de gas dentro del equipo.
- Temperatura de cabeza (T_{wh}) y temperatura del reservorio (T_r).
- Gravedades específicas de los fluidos producidos.
- Profundidad de asentamiento de la bomba.
- Profundidad del tope y base de la arena productora.
- Producción de fluido a condiciones de superficie (BFPD).
- Producción de petróleo a condiciones de superficie (BPPD).
- Clasificación API de la unidad de bombeo mecánico.
- Historial de producción a lo largo de 12 meses.

2.2.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

- Producción de fluido.
- Tasa máxima de operación permitida.
- Análisis del valor de la PIP.
- Velocidad de la bomba y longitud de carrera.

Una vez identificado los posibles problemas en la Unidad de Bombeo Mecánico, se variarán parámetros de operación o se rediseñará la sarta de varillas para conocer cuál podría ser la mejor alternativa de optimización.

2.2.4. ESTUDIO ECONÓMICO

Se incorpora al estudio los indicadores financieros TIR, VAN, B/C y PRI para definir la factibilidad de las recomendaciones operacionales para optimizar la producción y visualizar mediante términos económicos.

2.2.5. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

Se obtienen tras un análisis detallado de los escenarios posibles, y en base a discriminación de los cambios recomendados, con tendencia hacia los métodos más convenientes de cada pozo en particular propuestos para la optimización, incluyendo el análisis nodal y manejando una rentabilidad favorable en el análisis económico.

2.3. SELECCIÓN DE POZOS

Los pozos que se encuentran dentro del área de estudio no son nuevos si de su vida productiva se tratan, la gran mayoría de estos producen 2 de las 4 arenas del campo Pacoa de las arenas Nivel C y Nivel D, siendo la última la mayor arena productora de este campo. Los pozos seleccionados para el estudio y para una posible optimización de la producción se detallan en la tabla 2.1.

Estos pozos son aquellos que actualmente se encuentran produciendo de la arena Nivel D y arena Nivel C por medio del sistema de bombeo mecánico, presentan declinación en la producción de petróleo; y, además, en los últimos 6 meses no se han realizado trabajos de reacondicionamiento. Los parámetros mencionados anteriormente se consideran para la selección de los 10 pozos enlistados.

2.4. ANÁLISIS NODAL

El Análisis Nodal se define como un método que permite conocer el punto de operación de un sistema de levantamiento artificial, en donde se relaciona el aporte del yacimiento con el sistema de levantamiento artificial que incluya la tubería de producción hasta la superficie (Rivero S., 2007).

TABLA 2.1
POZOS SELECCIONADOS PARA EL ESTUDIO

Pozo	Arena	Caudal [BFPD]	BSW [%]	°API	Tipo bombeo	Último reacondicionamiento	Localización
PACOA 001	D,C,B	2,921	44	30,4	BM	15/4/2019	Centro
PACOA 005	D,C,B,E	4,845	15	39,9	BM	2/12/2019	Sur
PACOA 009	D,E	4,561	20	38,3	BM	14/1/2019	Sur
PACOA 010	B,C,E	7,808	4	36,5	BM	21/10/2019	Sur
PACOA 012	D,C,B,E	5,125	13	28,7	BM	20/3/2017	Centro
PACOA 022	B,D,C	2,432	44	30,3	BM	11/6/2018	Sur
PACOA 024	D,C,B	1,646	44	28,2	BM	19/11/2018	Sureste
PACOA 031	D,C,B	1,633	44	27,5	BM	7/10/2019	Noreste
PACOA 034	D,C,B	1,382	44	26,2	BM	28/10/2019	Noreste
PACOA 036	D,C	3,504	33	28,5	BM	15/10/2018	Centro –Sur

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH, 2020

Para analizar el sistema, se necesita del cálculo, para cada uno de los componentes, de las caídas de presión en función de la tasa de flujo. El método para el análisis necesita de una selección del nodo a estudiar, en donde se calcularán las presiones que retribuyan la física del sistema (aguas arriba y aguas abajo del nodo). Este proceso es llamado análisis nodal (PDVSA, Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), 2001).

Aunque el análisis nodal de sistemas de levantamiento artificial no se aplica tan ampliamente al análisis de pozos equipados con bombas de varilla de succión, los efectos de la profundidad de instalación de la bomba o el nivel de líquido se pueden determinar utilizando este método. También si el anular de la tubería de revestimiento está conectado a la línea de flujo del pozo, la tasa de producción tendrá un efecto directo sobre la presión de la tubería de revestimiento y, por lo tanto, la presión de fondo fluyente (Beggs, 2002).

Rivero, en 2007, añade también que esto permite la separación del efecto de cambio en cualquier componente sobre la capacidad del sistema total, este método puede ser usado para determinar si los sistemas existentes están rindiendo apropiadamente, o para diseñar un nuevo sistema.

En cualquier punto del sistema puede ser seleccionado un nodo, y los más habituales son el separador, el cabezal del pozo, las perforaciones o el yacimiento. En el método de levantamiento por bombeo mecánico los nodos de mayor tendencia a ser seleccionados para el estudio durante la etapa de diseño se ubican en la succión y en la descarga de la bomba. En la figura 2.2 se indica la ubicación de los nodos en el Sistema de Bombeo Mecánico.

En el análisis nodal es primordial cumplir dos criterios para una adecuada evaluación, los cuales son:

- El flujo de ingreso hacia el nodo debe ser igual al flujo que sale del mismo.
- Únicamente debe existir una presión en el nodo, a una tasa de flujo determinada.

En el caso del bombeo mecánico, el sistema puede considerarse compuesto por los siguientes elementos principales:

- El yacimiento.
- El pozo, incluyendo los componentes y elementos de este tipo de levantamiento ubicados en el fondo del pozo.
- La línea de flujo, la cual incluye separadores y tanques de almacenamiento.

Los nodos de los elementos principales del sistema son:

- El tope de las formaciones, este es el nodo común entre el yacimiento y el pozo.
- El cabezal del pozo, el cual es el nodo común entre el pozo y la línea de flujo

A su vez, el sistema puede tener más divisiones unidos por nodos, el número de estas divisiones no tiene limitación, pueden estar tan lejos o tan cerca como se

requiera, con tal que sea posible establecer entre ellas la correspondiente relación flujo - presión.

En todo el sistema la relación de presión puede ser definida de la siguiente manera:

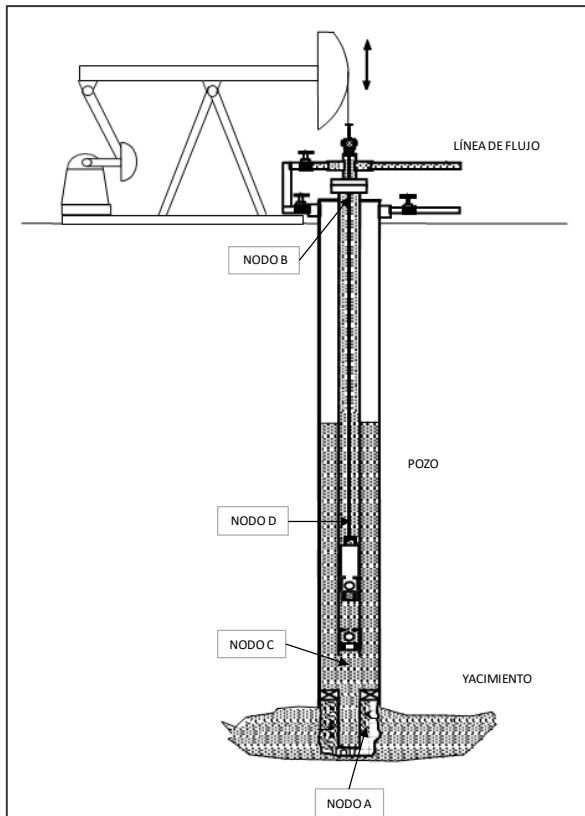
$$P_{\text{yacimiento}} - \Delta P_{\text{nodo A}} - \Delta P_{\text{nodo C}} + \Delta P_{\text{bomba}} - \Delta P_{\text{nodo D}} - \Delta P_{\text{nodo B}} - \Delta P_{\text{línea de flujo}} - P_{\text{separador}} = 0 \quad (2.1)$$

El componente principal del análisis total del sistema es la presión en las perforaciones o presión de fondo fluyente. Para calcular la presión en este punto, se realiza el estudio del comportamiento de afluencia de un pozo, IPR (Inflow Performance Relationship), el cual, abarca la región del yacimiento al fondo del pozo. Para completar el análisis, se incluye las ecuaciones de gradiente de presión en las tuberías.

El esquema del análisis se realiza mediante un gráfico de presión del nodo vs la tasa de flujo de las curvas de afluencia y descarga, esto con el objetivo de conseguir el punto de operación del sistema, que es precisamente la intersección entre las dos curvas (PDVSA, Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), 2001).

Por otra parte, Rivero en 2007 indica en su estudio sobre la optimización de la tubería de producción que uno de los componentes más importantes en un sistema de producción, es la sarta de producción. Esto por representar aproximadamente el 50 % de la pérdida total de presión en un pozo de gas, que puede deberse a la traslado de los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie.

FIGURA 2.2 Ubicación de los nodos en un Sistema de Bombeo Mecánico



Fuente: PDVSA, Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), 2001

En un estudio por la CIED en 2002 se añade que, para el sistema de análisis nodal en bombeo mecánico, al analizar el efecto del cambio de diseño para operar (velocidad de bombeo, diámetro del pistón, longitud de carrera, etc.) en la capacidad de producción, se deben crear nuevas curvas de flujo de descarga. El método puede ser utilizado para evaluación de sistemas, o también para la optimización de la configuración operativa.

2.4.1. SECUENCIA DE CÁLCULO

Kermit Brown, en su teoría, permite aplicar el análisis nodal para optimizar el sistema de levantamiento artificial con unidad de bombeo mecánico, el cual será incorporado a este estudio de optimización.

El procedimiento matemático del análisis nodal será detallado a continuación para efectos de muestra de los cálculos que se realizó en el presente trabajo, el mismo

que se puede dividir en dos etapas: la primera que consiste en simular las condiciones reales del reservorio para registrar el potencial de cada pozo, y la segunda etapa al realizar el análisis de cada bomba instalada de los diferentes pozos junto con sus componentes, dimensiones y características en general de las herramientas utilizadas para cada sistema.

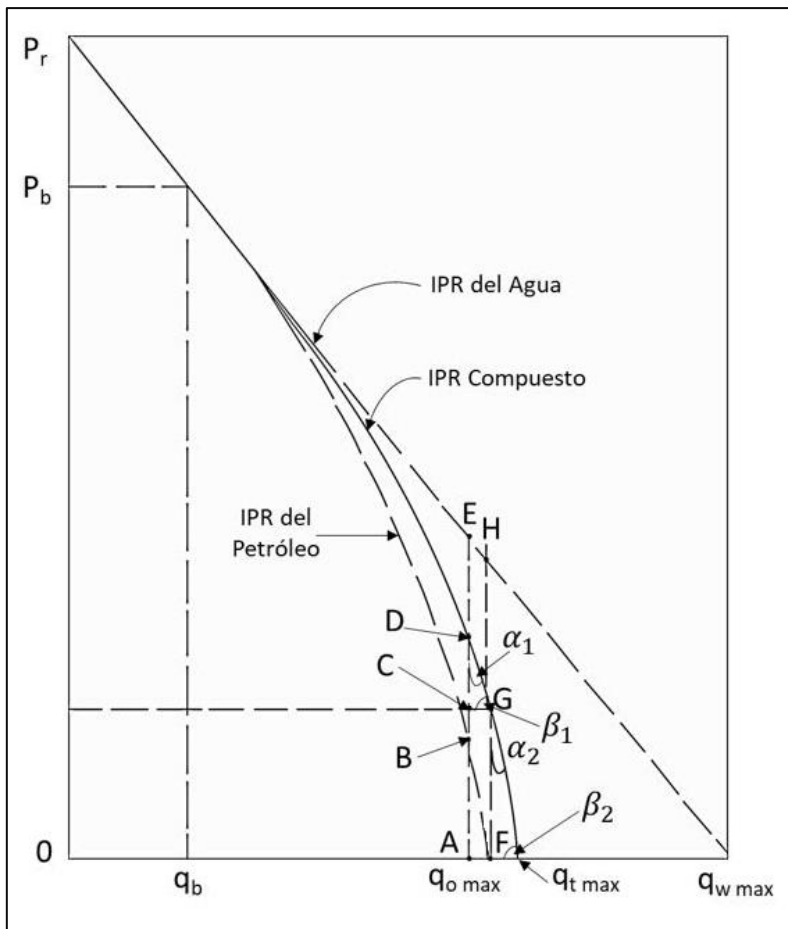
El proceso de cálculo inicia graficando la curva del IPR Compuesto para cada pozo con los datos almacenados, teniendo en cuenta que los datos deben ser estandarizados en referencia a la medición de producción para fines de una mayor precisión en el procedimiento. Kermit Brown continúa con el análisis de las características operacionales del sistema, siendo estas la longitud de carrera de la bomba, velocidad de bombeo y diámetro del pistón.

2.4.1.1. IPR Compuesto

Según Brown (1984), el método utilizado para determinar las curvas IPR fue derivado por Petrobras combinando la ecuación de flujo de Vogel y el índice de productividad constante para el flujo de agua. La curva IPR se determina geoméricamente a partir de las ecuaciones anteriormente citadas considerando el flujo fraccional de petróleo y agua.

La figura 2.3 se utiliza al derivar las ecuaciones para calcular la presión de fondo que fluye a ciertos caudales totales para una presión de reservorio mayor que la presión de punto de burbuja.

FIGURA 2.3 CURVA DE IPR COMPUESTO



Fuente: Brown, 1984

2.4.1.1.1 Cálculo del IPR Compuesto para Yacimientos con producción agua

1. Calcular el índice de productividad (BFPD/psi)

$$J = \frac{q_t}{P_r - P_{wf}} \quad (2.2)$$

2. Determinar el caudal en el punto de burbuja y el caudal máximo (bbl/día).

$$q_b = J \times (P_r - P_b) \quad (2.3)$$

$$q_{\text{máx}} = q_b + \frac{J \times P_b}{1,8} \quad (2.4)$$

3. Calcular las presiones de fondo fluyente (psi):

$$P_{wFD} = f_w \times \left(P_r - \frac{0,999 \times q_{o \text{ máx}}}{J} \right) + f_o \times 0,125 \times P_b$$

$$\times \left\{ -1 + \sqrt{81 - 80 \times \frac{\{0,999 \times q_{o \text{ máx}} - q_b\}}{q_{o \text{ máx}} - q_b}} \right\} \quad (2.5)$$

$$P_{wFC} = P_{wFG} = f_w \times \left(P_r - \frac{q_{o \text{ máx}}}{J} \right) \quad (2.6)$$

4. Calcular los distintos parámetros propios de la curva IPR Compuesta.

$$CD = P_{wFD} - P_{wFC} \quad (2.7)$$

$$CG = 0,001 \times q_{o \text{ máx}} \quad (2.8)$$

$$\tan \alpha = \frac{CG}{CD} \quad (2.9)$$

$$\tan \beta = \frac{1}{\tan \alpha} \quad (2.10)$$

5. Determinar el caudal total máximo:

$$q_t \text{ máx} = q_{o \text{ máx}} + f_w \times \left(P_r - \frac{q_{o \text{ máx}}}{J} \right) \times \tan \alpha \quad (2.11)$$

6. Generar la curva IPR Compuesta asumiendo tanto el caudal total como la presión de fondo fluuyente.

Asumiendo q_t

Para el cálculo de las presiones de fondo fluuyente asumiendo q_t se divide en tres intervalos como se puede ver a continuación.

En el intervalo de $0 \leq q_t \leq q_b$:

$$P_{wf} = P_r - \frac{q_t}{J} \quad (2.12)$$

Para $q_b \leq q_t \leq q_{o \text{ máx}}$:

$$P_{wf} = f_w \times \left(P_r - \frac{q_t}{J} \right) + f_o \times 0,125 \times P_b \times \left\{ -1 + \sqrt{81 - 80 \times \left\{ \frac{q_t - q_b}{q_{o \text{ máx}} - q_b} \right\}} \right\} \quad (2.13)$$

Para $q_{o \text{ máx}} \leq q_t \leq q_{t \text{ máx}}$:

$$P_{wf} = f_w \times \left(P_r - \frac{q_{o \text{ máx}}}{J} \right) - (q_t - q_{o \text{ máx}}) \times \tan \beta \quad (2.14)$$

Asumiendo P_{wf}

Al igual que cuando se asume q_t aquí también se divide en tres intervalos.

En el intervalo $P_b \leq P_{wf} \leq P_r$:

$$q_t = J \times (P_r - P_b) \quad (2.15)$$

Para $P_{wfG} \leq P_{wf} \leq P_b$:

$$A = \frac{P_{wf} + 0,125 \times f_o \times P_b - f_w \times P_r}{0,125 \times f_o \times P_b} \quad (2.16)$$

$$B = \frac{f_w}{0,125 \times f_o \times P_b \times J} \quad (2.17)$$

$$C = 2 \times A \times B + \frac{80}{q_{o \text{ máx}} - q_b} \quad (2.18)$$

$$D = A^2 - 80 \frac{q_b}{q_{o \text{ máx}} - q_b} - 81 \quad (2.19)$$

Si $B \neq 0$:

$$q_t = \frac{-C + \sqrt{C^2 - 4 \times B^2 \times D}}{2 \times B^2} \quad (2.20)$$

Si $B = 0$:

$$q_t = \frac{D}{C} \quad (2.21)$$

Para $0 \leq P_{wf} \leq P_{wfG}$:

$$q_t = \frac{P_{wfG} + q_{o \text{ máx}} \times (\tan \beta) - P_{wf}}{\tan \beta} \quad (2.22)$$

2.4.1.1.2 Cálculo del IPR Compuesto para Yacimientos Saturados

1. Determinar el índice de productividad (BFPD/psi):

$$A = 1 - 0,2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \quad (2.23)$$

$$J = \frac{q_t}{f_o \times \left(P_r - P_b + \frac{P_b \times A}{1,8} \right) + f_w \times (P_r - P_{wf})} \quad (2.24)$$

2. Continuar con el mismo procedimiento que se realizó para $P_{wf} \geq P_b$ a partir del paso 2.

2.4.1.2. Análisis del Sistema de Bombeo Mecánico

2.4.1.2.1 Curvas de Descarga

Para la predicción de las curvas de admisión del sistema de bombeo mecánico con varillas de succión se considera dos casos: (1) bombeo solo líquido y (2) bombeo de líquido y gas, en el que se considera que el gas asociado se bombea con el líquido. Para ambos casos, se supone que la bomba se encuentra en el fondo del pozo y que el tamaño de la ruta de flujo (tubería de producción o revestimiento), el tamaño de la bomba, la sarta de varillas de bombeo y la relación manivela / biela (c/p) son fijos.

El parámetro seleccionado para el Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico es una combinación de la velocidad de la bomba y de la longitud de carrera.

Bombeo solo líquido

Dado que el objetivo es maximizar la tasa de producción del pozo, se utilizará el mayor tamaño posible del émbolo.

1. Revisando la tabla 2.2 donde se selecciona el tipo de barril instalado en la bomba de subsuelo y el diámetro de la tubería de producción, para hacer uso de la siguiente definición para obtener el área transversal del émbolo de la bomba:

$$A_p = \frac{\pi}{4} (D_e \text{ máx})^2 \quad (2.25)$$

2. Se determina el factor K, una constante de la bomba para cualquier tamaño de émbolo dado que se encuentra a partir de:

$$K = 0,1484 \times A_p \quad (2.26)$$

TABLA 2.2
MÁXIMO DIÁMETRO DEL ÉMBOLO PARA DIFERENTES DIÁMETROS DE TUBERÍA

TIPO DE BOMBA INSTALADA	Diámetros de tubería producción, pg				Máximo diámetro del émbolo
	1 8/9	2 3/8	2 7/8	3 1/2	
De tubería de producción de una sola pieza con barril de pared delgada (TW)	1 1/2	1 3/4	2 1/4	2 3/4	
De tubería de producción de una sola pieza con barril de pared pesada (TH)	1 1/2	1 3/4	2 1/4	2 3/4	
Bomba de barril tipo liner de tubería de producción (TL)		1 3/4	2 1/4	2 3/4	
De varillas de una sola pieza con barril de pared delgada (RW)	1 1/4	1 1/2	2	1 1/2	
De varillas de una sola pieza con barril de pared pesada (RH)	1	1 1/4	1 3/4	2 1/4	
Bomba de barril tipo liner de varilla (RL)		1 1/4	1 3/4	2 1/4	

Fuente: Brown, 1984

3. Para el siguiente cálculo se revisa la tabla del anexo 1 que nos muestra las características físicas de la varilla y de la bomba seleccionada en el sistema de levantamiento. Se requiere registrar los datos de los porcentajes para cada tipo de sartas de varillas, clasificadas según su tamaño. Se obtiene estos datos conforme el número de varilla seleccionada y el diámetro del émbolo utilizado.

4. En la tabla 2.3 se obtiene el peso en el aire de cada una de estas varillas anteriormente ubicadas. Se realiza el siguiente cálculo para obtener el peso total de la sartas de las varillas incorporadas en el sistema:

$$W_r = D_p (W_{rs_1} \times \%_{rs_1} + W_{rs_2} \times \%_{rs_2} + W_{rs_3} \times \%_{rs_3}) \quad (2.27)$$

5. Se procede a obtener el valor de la constante b que se usa para calcular la presión de descarga P_3 . En la tabla 2.4 se muestra el Factor de Servicio (SF):

$$b = \frac{W_r N}{56400 K A_p} [1 + 0,5625 SF \pm (1 - 0.5625 SF) c/p] \quad (2.28)$$

Donde se calcula con el signo más (+) si se trata de un sistema de bombeo mecánico con Unidad Convencional y el signo menos (-) si se cuenta con Unidad Balanceada por Aire o Mark II.

TABLA 2.3
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LA TUBERÍA

Diámetro de la varilla, pg	Área de metal, pg²	Peso de la varilla en el aire, lb/pies	Constante elástica, pg/lb-pie Er
½	0,196	0,72	1,99 x 10 ⁻⁶
5/8	0,307	1,13	1,27 x 10 ⁻⁶
¾	0,442	1,63	8,83 x 10 ⁻⁷
7/8	0,601	2,22	6,49 x 10 ⁻⁷
1	0,785	2,90	4,97 x 10 ⁻⁷
1 1/8	0,994	3,67	3,93 x 10 ⁻⁷

Fuente: Brown, 1984

TABLA 2.4
FACTOR DE SERVICIO SEGÚN EL GRADO API DE TUBERÍA

Servicio	API	
	C	D
No corrosivo	1,00	1,00
Agua salada	0,65	0,90
Sulfuro de hidrógeno	0,50	0,70

Fuente: Brown, 1984

6. Se obtiene la constante c para calcular la presión de descarga P_3 con la siguiente definición:

$$c = \frac{W_r}{45120 K^2 A_p S} [1 + 0,5625 SF \pm (1 - 0.5625 SF) c/p] \quad (2.29)$$

7. Se registra que la resistencia mínima a la tracción para las varillas (T) de Grado API C es de 115 000. Además, ya que la sarta de varillas de 1 pg se coloca en la parte superior, se calcula a en función de W_f con la siguiente ecuación:

$$a = \frac{1}{A_p} \left[W_f + (0,9 - 0,5063 SF) W_f - \frac{T}{4} SF A_{tr} \right] \quad (2.30)$$

8. Se determina la gravedad específica del petróleo a partir del °API

$$\gamma_{osc} = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} \quad (2.31)$$

9. Se obtiene la gravedad específica del fluido producido a condiciones estándar de la siguiente definición:

$$\gamma_{fsc} = wc \gamma_{wsc} + (1 - wc) \gamma_{osc} \quad (2.32)$$

10. Se procede a obtener el peso del fluido producido a partir de la siguiente definición:

$$W_f = \frac{62,4}{144} \gamma_f D_p A_p \quad (2.33)$$

11. Al haber obtenido W_f , se procede a reemplazar en el resultado de la ecuación (2.30). Con todas las constantes calculadas se continua a reemplazar en las siguientes definiciones de presión de descarga en función lineal y función cuadrática:

$$P_3 = a + b \times q_{sc} \quad (2.34)$$

$$P_3 = a + c \times q_{sc}^2 \quad (2.35)$$

12. Asumiendo valores de q_{sc} , se determina la presión de admisión a partir de la ecuación (2.34) para valores asumidos de la velocidad de bombeo N , o de la ecuación (2.35) para valores asumidos de longitud de carrera S .

13. Se dibuja las curvas en el mismo gráfico de la IPR para cada pozo. Para las curvas de la ecuación (2.34) se representan por líneas rectas y para la ecuación (2.35) se representan por curvas cuadráticas como muestra la figura 2.4. Se debe tener en cuenta que las líneas rectas y las curvas cuadráticas deben originarse en la misma intersección con la ordenada de las dimensión de la presión de fondo fluente P_{wf} .

14. Se calcula el valor mínimo permitido del producto SN^2 asumiendo una tensión máxima permitida para las varillas ($\sigma_{m\acute{a}x}$) de 35 000 psi y se evalúa en la siguiente desigualdad:

$$SN^2 \geq \frac{70500}{0,5625 SF W_r (1 \pm c/p)} \left[\left(\frac{T}{4} SF - \sigma_a \right) A_{tr} + 0,5063 SF W_r \right] \quad (2.36)$$

15. Se sustituye el valor de SN^2 obtenido en la definición de presión de admisión mínima permitida (P_3):

$$P_3 = \frac{1}{A_p} \left[W_t + (0,9 - 0,5063 SF) W_r - \frac{T}{4} SF A_{tr} \right] + \frac{W_r SN^2}{70500 A_p} [1 + 0,5625 SF \pm (1 - 0,5625 SF) c/p] \quad (2.37)$$

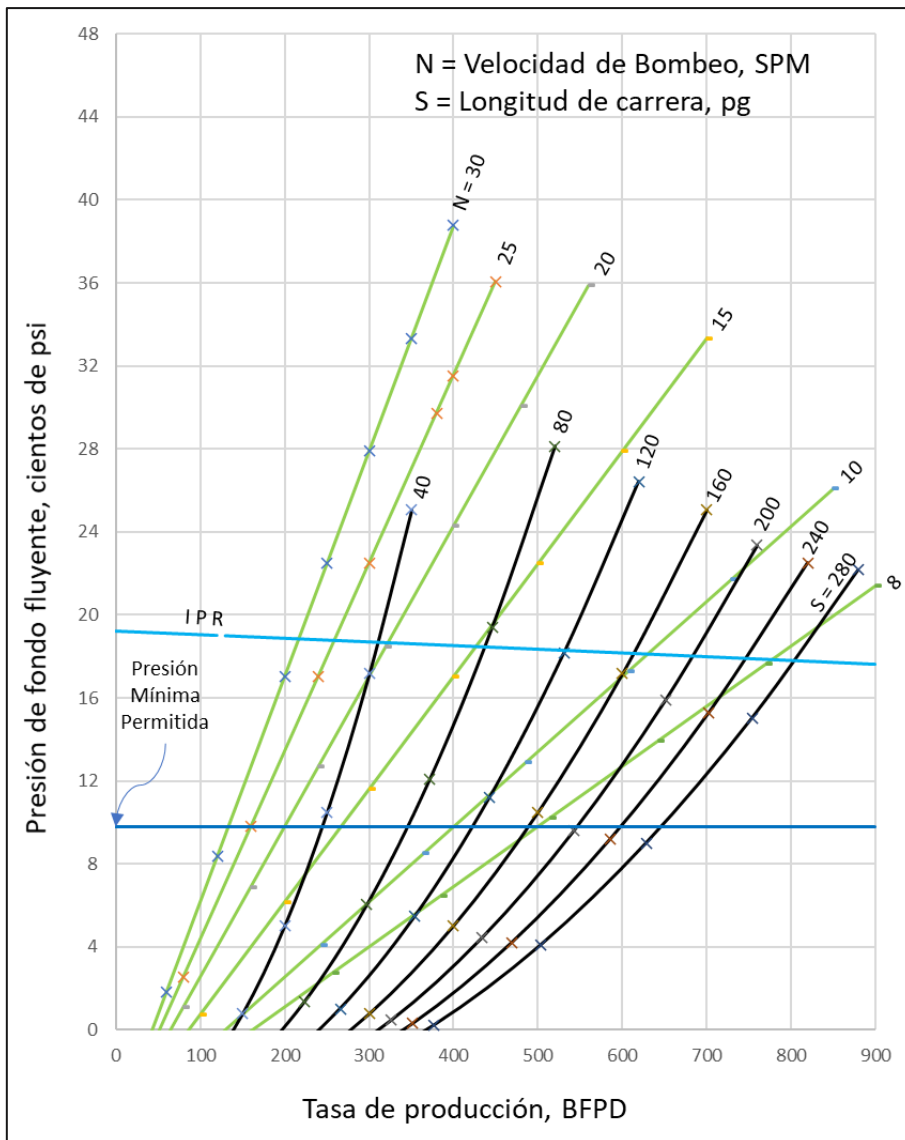
16. Se impone el valor de P_3 con el diagrama típico de tasa de producción vs presión incluyendo el IPR de barriles de almacenamiento de la figura 2.5, donde se observa en el punto (1) que demuestra la presión de descarga mínima, con el valor de P_3 , y la tasa de producción máxima que indica el valor de la abscisa de caudal correspondiente a su ubicación. En la figura 2.6 se muestra la relación de rendimiento de afluencia del fluido para el ejemplo de cálculo mostrado en la figura 2.4.

17. Se establece que el funcionamiento de la bomba debe realizarse en cualquier lugar de la región limitada por la presión de admisión mínima de 980 psi y una tasa de producción máxima de 4 350 STBL/D.

18. La longitud de carrera requerida para la tasa de producción puede leerse directamente en la figura 2.4 o calcularse a partir de la siguiente ecuación, con $V = Q_{sc}$:

$$V = 0.8 K SN \quad (2.38)$$

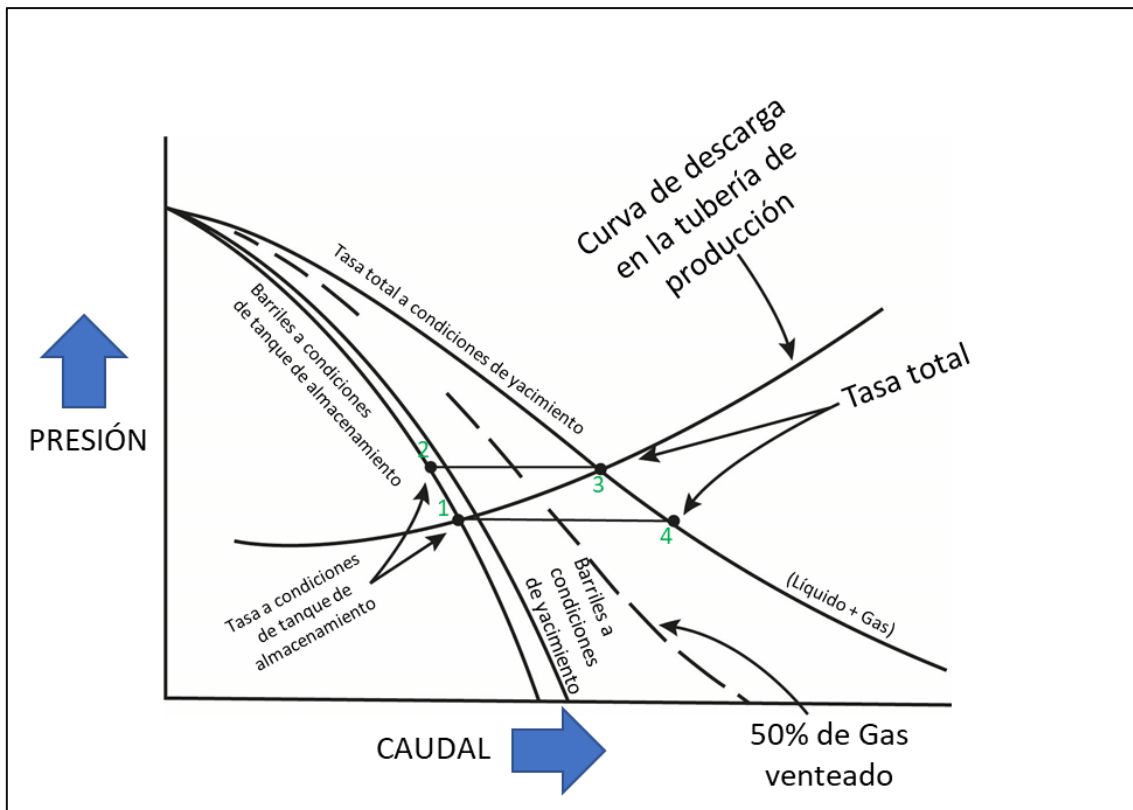
FIGURA 2.4 CURVAS DE DESCARGA PARA BOMBEO MECÁNICO



Fuente: Brown, 1984
Elaborado: Carreño, 2020

19. Se introducen valores prácticos de cálculo a la variable de longitud de carrera S para obtener la tasa de producción q_{sc} y velocidad de la bomba N . Se calcula los valores de la máxima aceleración en bajada de las varillas α_1 , máxima aceleración en subida de las varillas α_2 y valor de P_3 de la curva IPR con q_{sc} calculado, de las siguientes ecuaciones:

FIGURA 2.5 PRODUCCIÓN TOTAL DEL FLUIDO INCLUYENDO GAS



Fuente: Brown, 1984
Elaborado: Carreño, 2020

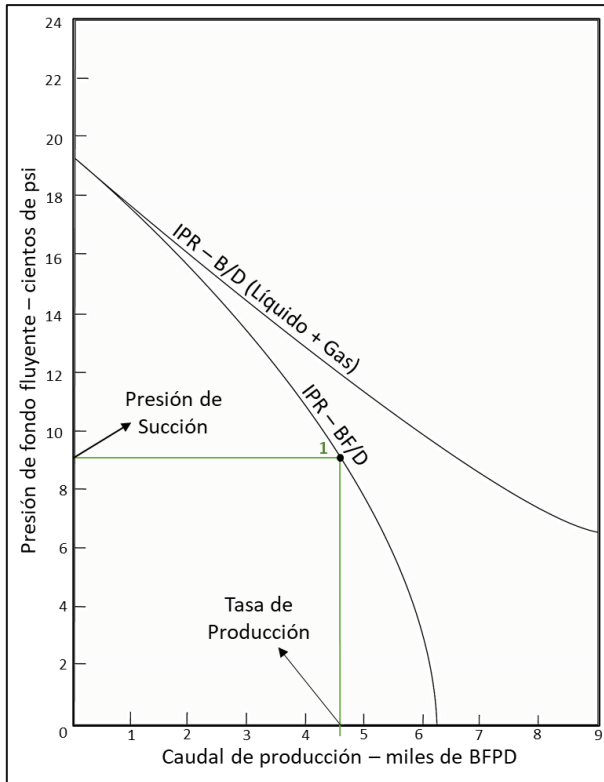
$$\alpha_1 = \frac{S N^2}{70500} (1 + c/p) \quad (2.39)$$

$$\alpha_2 = \frac{S N^2}{70500} (1 - c/p) \quad (2.40)$$

$$P_3 = 0,125 \bar{P}_r \left[-1 + \sqrt{81 - 80(q_{sc}/q_{m\acute{a}x})} \right] \quad (2.41)$$

20. Se procede a obtener los valores de la tensión máxima en la varilla pulida PPRL y el esfuerzo máximo de la varilla superior de las siguientes ecuaciones:

FIGURA 2.6 RELACIÓN DE RENDIMIENTO EN AFLUENCIA DE FLUIDO



Fuente: Brown, 1984

Elaborado: Carreño, 2020

$$PPRL = 0,433 \gamma_f D_p A_p - 0,1273 \gamma_f W_r + W_r - \alpha_1 W_r - P_3 A_p \quad (2.42)$$

$$\sigma_{\text{máx}} = \frac{PPRL}{A_{tr}} \quad (2.43)$$

21. De igual forma, se obtienen los valores de la tensión mínima de varilla pulida MPRL y el esfuerzo mínimo en la varilla superior utilizando las siguientes ecuaciones:

$$MPRL = W_r - 0,1273 \gamma_f W_r - \alpha_2 W_r \quad (2.44)$$

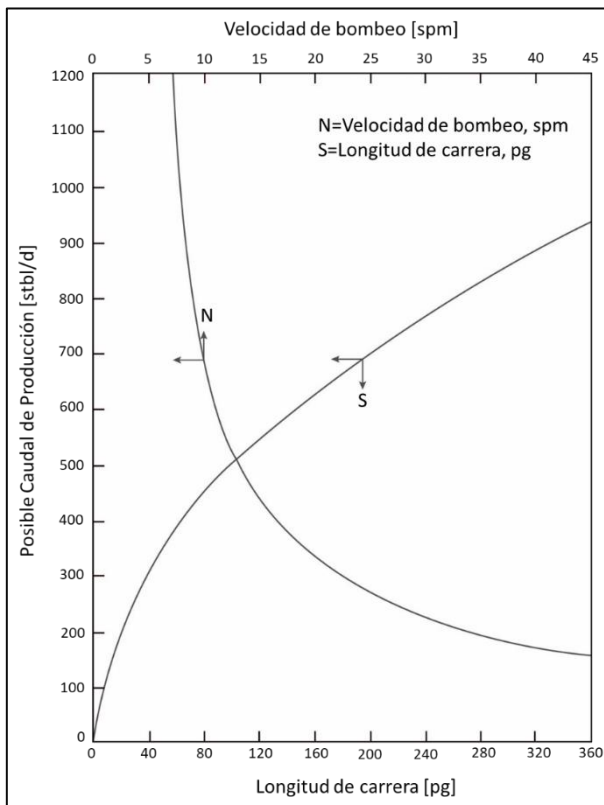
$$\sigma_{\text{mín}} = \frac{MPRL}{A_{tr}} \quad (2.45)$$

22. Se lee las tasas en la intersección de las curvas de descarga de la bomba (las líneas rectas o las curvas cuadráticas del paso 13 con la curva IPR. Se lee la tasa máxima permitida en la intersección de la presión de descarga mínima permitida con la curva IPR.

23. Se grafica la tasa de producción en función de la longitud de carrera S y la velocidad de bombeo N .

24. Se selecciona la tasa adecuada para cada pozo de la figura 2.7. graficada desde el anterior paso.

FIGURA 2.7 POSIBLE TASA DE PRODUCCIÓN VS N Y S



Fuente: Brown, 1984

Elaborado: Carreño, 2020

2.4.2. INFORMACIÓN REQUERIDA

Es necesario contar con una serie de datos reales de producción del campo en estudio para una operación eficiente en los cálculos del procedimiento en el Libro

Excel y su análisis nodal. Se procede a mostrar los campos requeridos para el desarrollo de los siguientes capítulos en la tabla 2.5:

TABLA 2.5
DATOS PARA LAS HOJAS DE CÁLCULO EXCEL

Datos	Unidad	Datos	Unidad	Datos	Unidad
Profundidad de asentamiento de la bomba, $D_p =$	[pies]	$\gamma_{osc} =$	-	$Q_{m\acute{a}x} =$	[stbl/d]
Diámetro de la tubería de revestimiento, $D_{casing} =$	[pg]	$\gamma_{gsc} =$	-	SF =	-
Diámetro de la tubería de producción, $D_{tubing} =$	[pg]	BSW =	[fracción]	c / p =	-
$P_{wf} =$	[psig]	GOR =	[SCF/STBO]	$q_{sc} =$	[stbl/d]
$^{\circ}\text{API} =$	[$^{\circ}$]	$P_b =$	[psig]	N =	[spm]
$P_r =$	[psig]	J =	[stbl/d/psi]	S =	[pg]

Fuente: Carreño, 2020

Se dispone de este conjunto de datos iniciales en el proceso de análisis; y, además, de las características particulares de cada sistema de bombeo mecánico instalado, correspondiente a cada pozo que se va a evaluar. Características que influyen directamente en los resultados y que son relevantes al utilizar el análisis nodal del sistema de levantamiento artificial en la producción de petróleo.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS NODAL E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

3.1. RECOPILOACIÓN DE INFORMACIÓN

Este capítulo se enfoca en el análisis nodal de los pozos seleccionados previamente, para lo cual se compiló información de cada pozo perteneciente al Campo Pacoa, información que fue brindada por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. Esta información consta de tablas de reportes de producción, historiales de producción, historiales de reacondicionamiento, como las características de los componentes del sistema de bombeo mecánico para cada pozo con los intervalos de los parámetros de operación actuales.

La información que se tiene recopilada es hasta el mes de junio de 2020, la cual tiene la finalidad de ser analizada para una correcta implementación de los parámetros que componen el Sistema de Bombeo Mecánico y obtener óptimos resultados de producción de este sistema de levantamiento artificial instalado.

3.2. ANÁLISIS NODAL A LOS POZOS SELECCIONADOS

El Análisis consistió en realizar una simulación de las condiciones reales mediante la ayuda de hojas de cálculo Excel, lo cual permitió obtener un conocimiento verdadero del potencial de producción del campo. Al realizar la interpretación de los resultados de las curvas de afluencia y de descarga, además de las curvas de tasa de producción en función de la longitud de carrera y velocidad de bombeo del sistema mecánico instalado en cada pozo, con lo cual se pudo determinar las condiciones óptimas de operación.

El presente capítulo muestra a detalle las alternativas para optimizar la producción, de acuerdo a los parámetros de producción, componentes del sistema instalado y las características propias del campo, así como de cada uno de los pozos productores en particular, con el principal objetivo de ajustar el caudal de

producción a un rango en el que se obtengan beneficios económicos, disminuyendo futuros problemas en las bombas o unidades de levantamiento, considerando mantener un tasa de producción correspondiente a los valores reales de recuperación mediante este tipo de levantamiento y las propiedades del reservorio, para que se mantenga dentro de su nivel de operación óptimo.

En el presente estudio se determinan alternativas para la optimización de la producción, enfocándose en dos de los parámetros operativos más influyentes en la recuperación de crudo, determinándose casos donde la alternativa será variar la velocidad de bombeo en función del tiempo, o la longitud de carrera del sistema para la operación de levantamiento del crudo. A continuación, se listan los pozos escogidos del campo Pacoa con la correspondiente información y su análisis nodal.

3.2.1. ANÁLISIS POZO PACOA 001

El pozo PACOA 001 es un pozo vertical con una profundidad de 6 642 pies en TVD. Se perforó en el año 1992 siendo su completación desarrollada en los meses posteriores, iniciando su vida productiva en el mes de junio del mismo año con la arena Nivel D, como primera opción de 2 arenas, desde el 30 de Abril de 2011 se incorporó al aporte de producción de la arena Nivel C, de modo que aportan conjuntamente hasta la actualidad el total de recuperación.

Hasta el cierre del estudio, el pozo presenta un total de 4 intervenciones, en donde la última intervención que se realizó se efectuó entre los meses de marzo y abril de 2019, la cual tenía como objetivo realizar un cambio de velocidad de bombeo y probar el ciclo intermitente en el sistema, pasando de tener un ciclo de 11 horas a un ciclo de 8 horas de bombeo para el respectivo llenado del fluido en el barril de la bomba a un nivel seguro de operación con recuperación moderada.

En la tabla 3.1 se detalla la información con la cual el pozo opera, información que se empleó en el análisis respectivo.

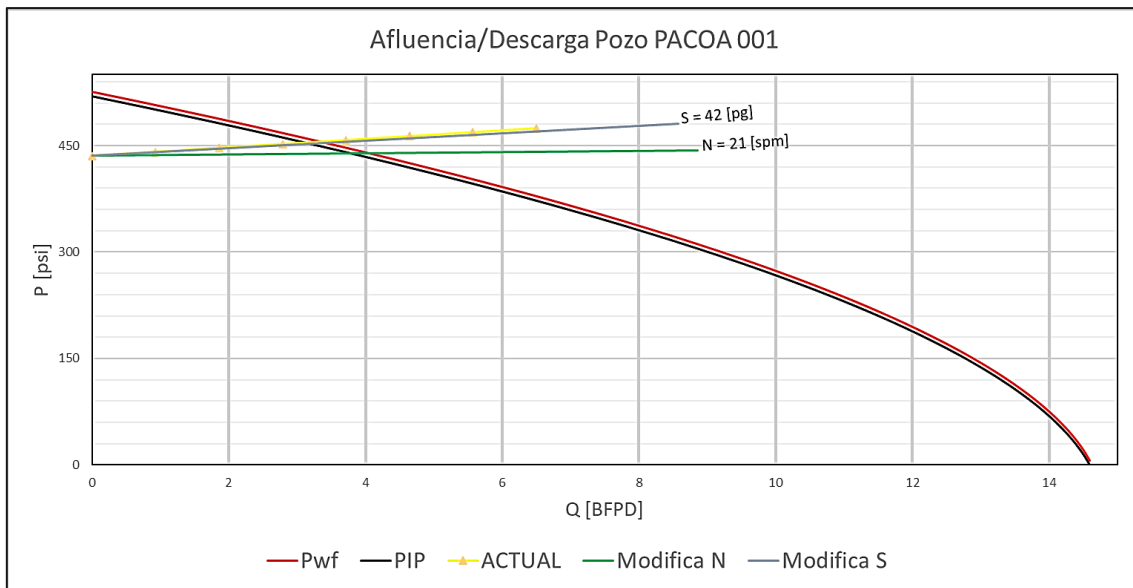
TABLA 3.1
INFORMACIÓN DEL POZO PACOA 001

PACOA 001			
Profundidad total [pies]	6 642	Tipo de levantamiento	Bombeo Mecánico
q _{t actual} [BFPD]	2,921	Tipo de Bomba	125-RWAC-8
BSW [%]	44%	Combinación de varillas	3/4"
GOR [SCF/STB]	111	Tipo de balancín	Churchill 50-84-48
°API	30,4	Tipo de Motor	Eléctrico
γ _o	0,874	Diámetro tubería de producción [pg]	2 7/8"
γ _g	0,770	Diámetro tubería de revestimiento [pg]	7"
γ _w	1,020	Profundidad de asentamiento de la bomba [pies]	2 047,5
P _{wh} [psig]	5	Profundidad de nivel del fluido [pies]	1 933,5
q _{máx} [BFPD]	14,6	Altura nivel estático [pies]	114,0
PIP [psig]	114	Tope arena [pies]	1 984,2
P _{wf} [psig]	120	Base arena [pies]	2 023,6
P _b [psig]	400	Espesor neto [pies]	39,4
P _r [psig]	520	Tope arena [pies]	2 226,4
T _{wh} [°F]	77	Base arena [pies]	2 260,0
T _m [°F]	80	Espesor neto [pies]	33,6
T _r [°F]	85	Grado API Varilla	D
Arenas productoras	C , D	Factor de Servicio	0,90
k [md]	Arena D	114	c / p, relación manivela / biela
μ [cp]	Arena D	6,058	T, Esfuerzo de tensión mínimo
k [md]	Arena C	286	Velocidad de bombeo [spm]
μ [cp]	Arena C	8,94	Longitud de carrera actual [pg]

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH, 2020

Elaborado: Carreño, 2020

Con la información detallada en la tabla 3.1 y su posterior evaluación en las hojas de cálculo Excel, se generó la curva del IPR Compuesto de la figura 3.1, donde se obtuvo 14,6 BFPD con índice de productividad del 0,07 BFPD/psi, lo que se evidencia que con la tasa de producción actual de 2,92 BFPD se está aprovechando el 20% del potencial total de la formación, cabe recalcar que su potencial real también depende de la óptima selección de los componentes en subsuelo, la unidad en superficie, la longitud de carrera, la velocidad de bombeo y además la altura eficiente en la operación del sistema interno del barril.

FIGURA 3.1 Curva afluencia y de descarga del pozo PACOA 001

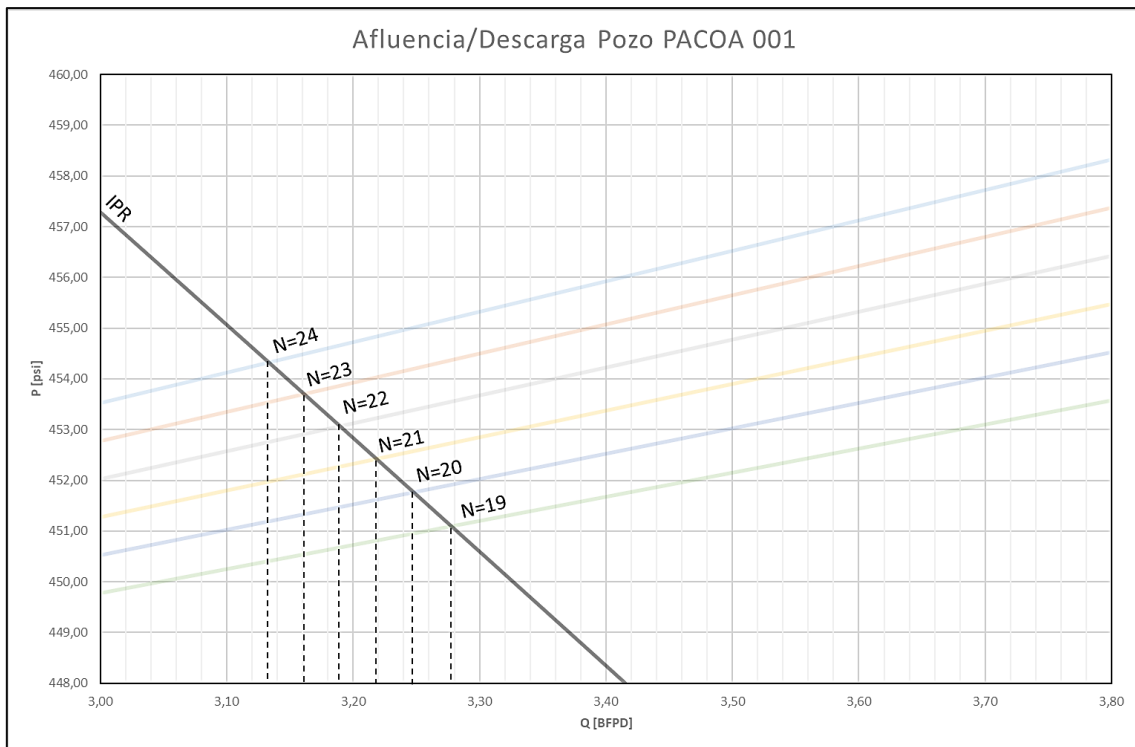
Elaborado: Carreño, 2020

Se procedió a realizar el análisis de la gráfica haciendo una lectura de las tasas de producción que muestran como posibles opciones al realizar un cambio en la longitud de carrera del sistema. Con la finalidad de indicar diferentes opciones de velocidad de bombeo entre 19 y 24 spm en la figura 3.2 a continuación se presenta en forma ampliada la gráfica de afluencia y de descarga correspondiente al pozo PACOA 001.

Adicional, se realiza una tabla donde se muestran los resultados del proceso para elaborar una gráfica que muestra los valores posibles de la tasa de producción en función de la longitud de carrera S y la velocidad de bombeo N. La tabla se muestra en el anexo 2 de este trabajo. Y adicional, en la figura 3.3 se indica la variación de la tasa de producción en función de N y S.

A continuación, se presenta la gráfica donde muestran los resultados posibles al variar cualquiera de los dos parámetros del sistema de bombeo mecánico.

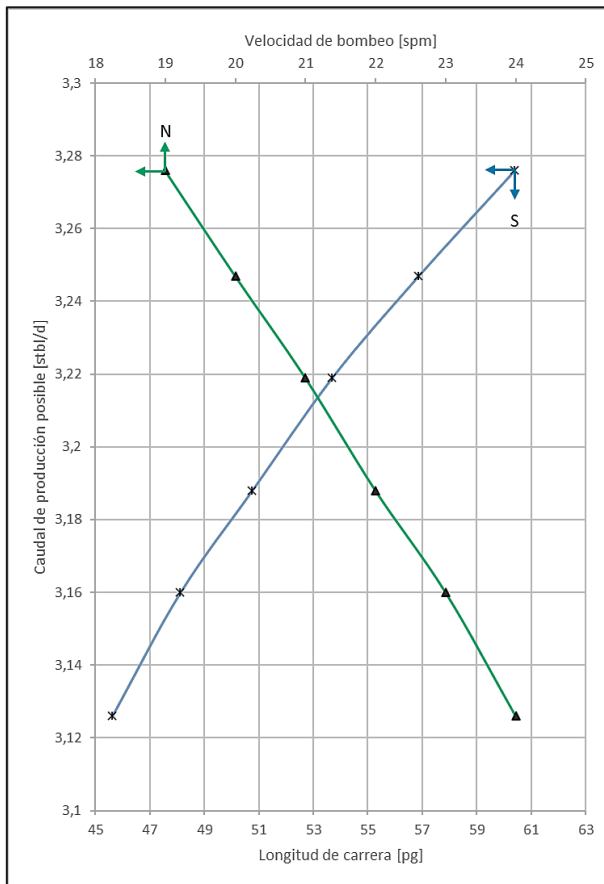
FIGURA 3.2 Lectura de la gráfica del análisis nodal PACOA 001



Elaborado: Carreño, 2020

La velocidad de bombeo que se escoge para este pozo es de $N = 19$ [spm] dando un aumento de la tasa de producción hasta 3,276 [STBL/D], que representa un aumento del 12% de recuperación de crudo. La longitud de carrera correspondiente para esta variación se fija en $S = 60,39$ [pg], resultado calculado según la metodología empleada. En la tabla 3.2 se muestran los resultados de la tasa de producción con los parámetros de operación propuestos.

FIGURA 3.3 VARIACIÓN DE TASA DE PRODUCCIÓN EN FUNCIÓN DE N Y S DEL POZO PACOA 001



Elaborado: Carreño, 2020

TABLA 3.2 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN PACOA 001

Datos Actuales				Producción propuesta				Incremento
N [spm]	S [pg]	BFPD	BPPD	N [spm]	S [pg]	BFPD	BPPD	BPPD
9	36,1	2,921	1,635	19	60,39	3,276	1,835	0,2

Elaborado: Carreño, 2020

3.2.2. ANÁLISIS POZO PACOA 005

El pozo PACOA 005 es un pozo vertical con una profundidad de 2 870 pies en TVD. Se perforó en el año 1 992 siendo su completación desarrollada en los meses posteriores, iniciando su vida productiva en el mes de octubre del mismo año con la arena Nivel D como primera opción de 4 arenas, desde el año de 1 994 se incorporó al aporte de producción las arenas del Nivel C, B y E, de modo que aportan conjuntamente hasta la actualidad el total de recuperación.

El último reacondicionamiento a este pozo fue realizado en el mes de diciembre de 2019, mismo que tenía como objetivo revisar un embastonamiento de la bomba por presentar carbonatos.

En la tabla 3.3 se detalla la información con la cual el pozo opera, información que se empleó en el análisis respectivo.

TABLA 3.3
INFORMACIÓN DEL POZO PACOA 005

PACOA 005			
Profundidad total [pies]	2 870	Tipo de levantamiento	Bombeo Mecánico
q _{t actual} [BFPD]	4,845	Tipo de Bomba	125-RWAC-10-3
BSW [%]	15%	Combinación de varillas	3/4"
GOR [SCF/STB]	105	Tipo de balancín	Churchill 50-84-42
°API	39,9	Tipo de Motor	C-46
γ _o	0,8256	Diámetro tubería de producción [pg]	2 3/8"
γ _g	0,7750	Diámetro tubería de revestimiento [pg]	7"
γ _w	1,02	Profundidad de asentamiento de la bomba [pies]	1 995,00
P _{wh} [psig]	12	Profundidad de nivel del fluido [pies]	1 893,12
q _{máx} [BFPD]	22,8	Altura nivel estático [pies]	113,79
PIP [psig]	114	Tope arena [pies]	Arena D 1 984,20
P _{wf} [psig]	120	Base arena [pies]	
P _b [psig]	400	Espesor neto [pies]	
P _r [psig]	520	Tope arena [pies]	Arena C 2 226,40
T _{wh} [°F]	78	Base arena [pies]	
T _m [°F]	81	Espesor neto [pies]	
T _r [°F]	86	Grado API Varilla	D
Arenas productoras	C, B, D, E	Factor de Servicio	0,9
k [md]	114	c / p, relación manivela / biela	0,33

PACOA 005				
μ [cp]	Arena D	6,058	T, Esfuerzo de tensión mínimo	115 000
k [md]	Arena C	286	Velocidad de bombeo [spm]	6
μ [cp]		8,94	Longitud de carrera actual [pg]	21

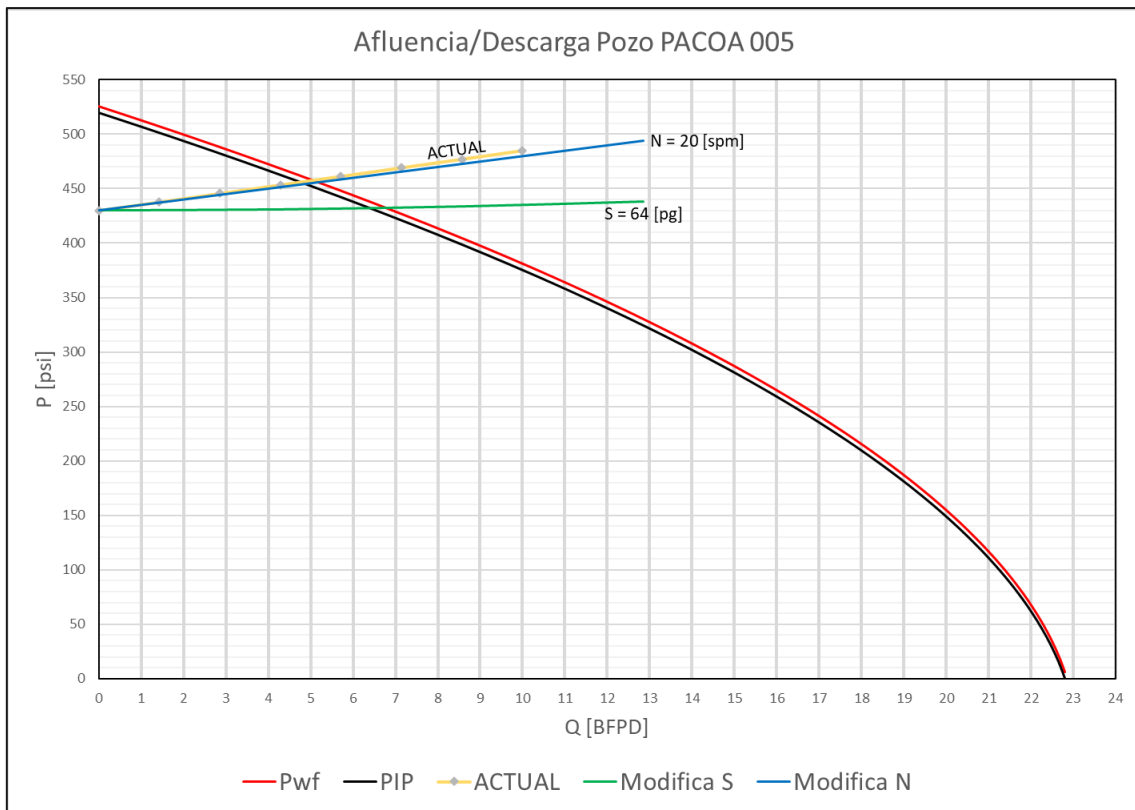
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH, 2020

Elaborado: Carreño, 2020

Con la información detallada en la tabla 3.3 y su posterior evaluación en las hojas de cálculo Excel, se generó la curva del IPR Compuesto de la figura 3.4, donde se obtuvo 22,8 BFPD con índice de productividad del 0,09 BFPD/psi, lo que se evidencia que con la tasa de producción actual de 4,84 BFPD se está aprovechando el 21,23% del potencial total de la formación, cabe recalcar que su potencial real también depende de la óptima selección de los componentes en subsuelo, la unidad en superficie, la longitud de carrera, la velocidad de bombeo y además la altura eficiente en la operación del sistema interno del barril. La lectura de los valores se realiza de la figura 3.5 que muestra de mejor manera en una ampliación.

Se procede a realizar el análisis de la gráfica haciendo una lectura de los caudales de la misma forma que se realizó en el primer pozo. Se muestra posibles tasas de producción al realizar un cambio en la velocidad de bombeo. Se presenta una ampliación y ejemplo de la lectura de la gráfica.

FIGURA 3.4 CURVA AFLUENCIA Y DESCARGA DEL POZO PACOA 005

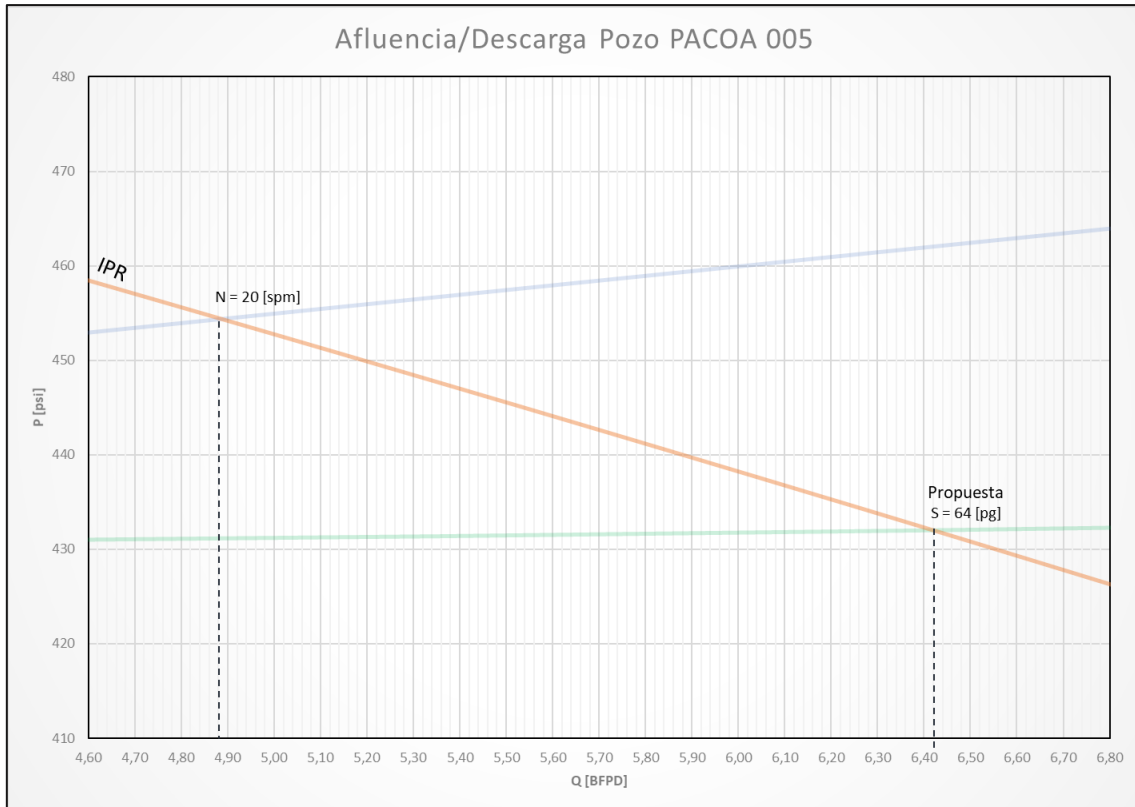


Elaborado: Carreño, 2020

Adicional, se realiza una tabla donde se muestra los resultados del método con los valores posibles de tasa de producción en función de la longitud de carrera S y la velocidad de bombeo N calculadas. La tabla se muestra en el anexo 2 de este trabajo.

A continuación, en la figura 3.6 se muestra los resultados posibles al cambiar cualquiera de los dos parámetros del sistema de bombeo mecánico.

FIGURA 3.5 LECTURA DE LA GRÁFICA DEL ANÁLISIS NODAL PACOA 005

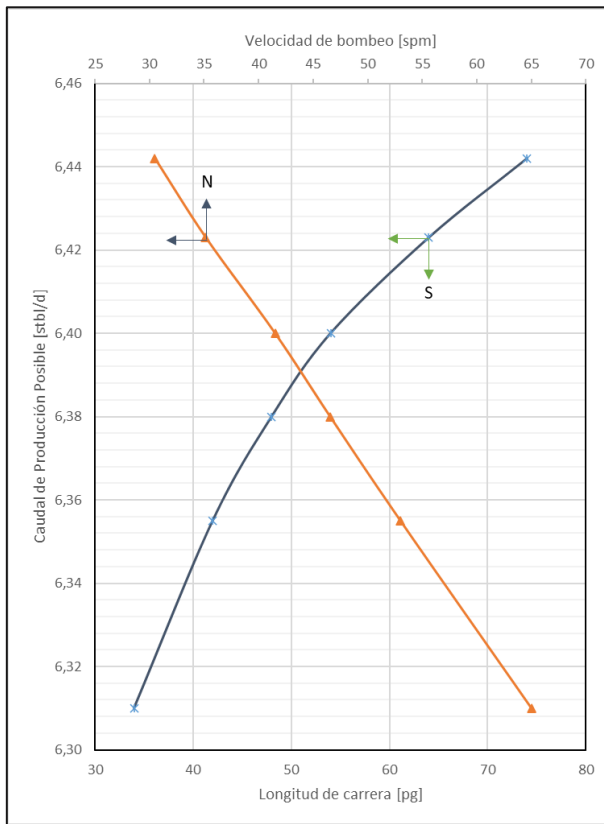


Elaborado: Carreño, 2020

La longitud de carrera que se elige para este pozo es de $S = 64$ [pg] dando un aumento de la tasa de producción de hasta $Q = 6,423$ [STBL/D], que representa un 32,6% más de recuperación de crudo. Para la operación del sistema de bombeo mecánico de este pozo se determina un valor de velocidad de bombeo correspondiente en $N = 35$ [spm], valor obtenido del resultado de los cálculos del método empleado.

En la tabla 3.4 se muestran los resultados de la tasa de producción con los parámetros de operación propuestos.

FIGURA 3.6 VARIACIÓN DE LA TASA DE PRODUCCIÓN EN FUNCIÓN DE N Y S EN EL POZO PACOA 005



Elaborado: Carreño, 2020

TABLA 3.4 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN PACOA 005

Datos Actuales				Producción propuesta				Incremento
S [pg]	N [spm]	BFPD	BPPD	S [pg]	N [spm]	BFPD	BPPD	BPPD
21	6	4,845	4,118	64	35,15	6,423	5,460	1,342

Elaborado: Carreño, 2020

3.2.3. ANÁLISIS POZO PACOA 009

El pozo PACOA 009 es un pozo vertical con una profundidad de 2 655 pies en TVD. Se perforó en el año 1994 siendo su completación desarrollada en los meses posteriores, iniciando su vida productiva en el mes de marzo del mismo año con la arena Nivel D como primera opción de 2 arenas, su par igual es la arena del Nivel E, de modo que aportan conjuntamente hasta la actualidad el total de recuperación.

El último reacondicionamiento a este pozo fue realizado en el mes de enero de 2019, presentaba la válvula fija y la válvula viajera desgaste, además tenía su cilindro con presencia de escalas.

En la tabla 3.5 se detalla la información con la cual el pozo opera, información que se empleó en el análisis respectivo.

TABLA 3.5
INFORMACIÓN DEL POZO PACOA 009

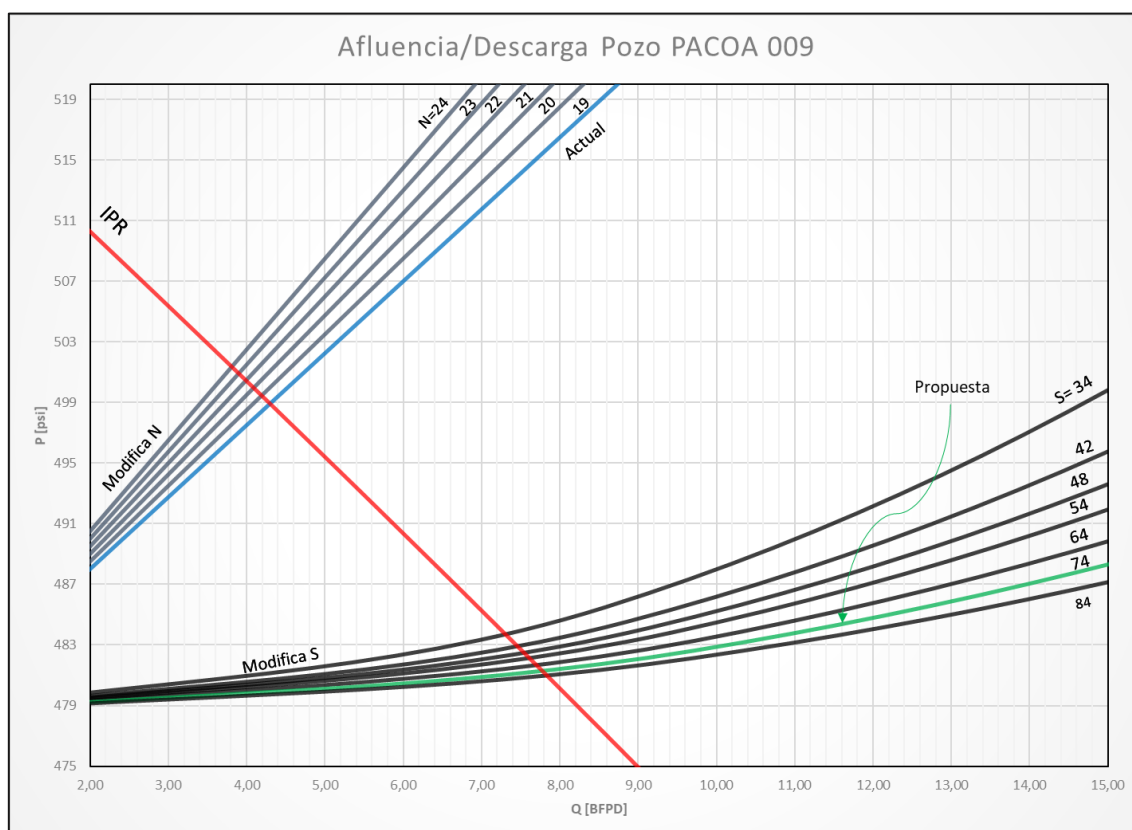
PACOA 009			
Profundidad total [pies]	2 655	Tipo de levantamiento	Bombeo Mecánico
q _{t actual} [BFPD]	4,561	Tipo de Bomba	125-RWAC-8
BSW [%]	20%	Combinación de varillas	¾"
GOR [SCF/STB]	105	Tipo de balancín	Churchill 40-76-48
°API	38	Tipo de Motor	C-46
γ _o	0,8256	Diámetro tubería de producción [pg]	2 ⅞"
γ _g	0,7750	Diámetro tubería de revestimiento [pg]	5,5"
γ _w	1,02	Profundidad de asentamiento de la bomba [pies]	2 441,00
P _{wh} [psig]	8	Profundidad de nivel del fluido [pies]	2 363,42
q _{máx} [BFPD]	12,24	Altura nivel estático [pies]	77,58
PIP [psig]	114	Tope arena [pies]	Arena D 1 470,00
P _{wf} [psig]	162	Base arena [pies]	
P _b [psig]	400	Espesor neto [pies]	
P _r [psig]	520	Tope arena [pies]	Arena E 1 825,00
T _{wh} [°F]	79	Base arena [pies]	
T _m [°F]	82	Espesor neto [pies]	
T _r [°F]	87	Grado API Varilla	D
Arenas productoras	D, E	Factor de Servicio	0,9
k [md]	Arena D	114	c / p, relación manivela / biela
μ [cp]		6,128	T, Esfuerzo de tensión mínimo
k [md]		155	Velocidad de bombeo [spm]
			6

PACOA 009				
μ [cp]	Arena E	8,92	Longitud de carrera actual [pg]	37

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH, 2020
Elaborado: Carreño, 2020

Con la información detallada en la tabla 3.5 y su posterior evaluación en las hojas de cálculo Excel, se generó la curva del IPR Compuesto de la figura 3.7, donde se obtuvo 12,24 BFPD con índice de productividad del 0,055 BFPD/psi, lo que se evidencia que con la tasa de producción actual de 4,56 BFPD se está aprovechando el 37,2% del potencial total de la formación, cabe recalcar que su potencial real también depende de la óptima selección de los componentes en subsuelo, la unidad en superficie, la longitud de carrera, la velocidad de bombeo y además la altura eficiente en la operación del sistema interno del barril.

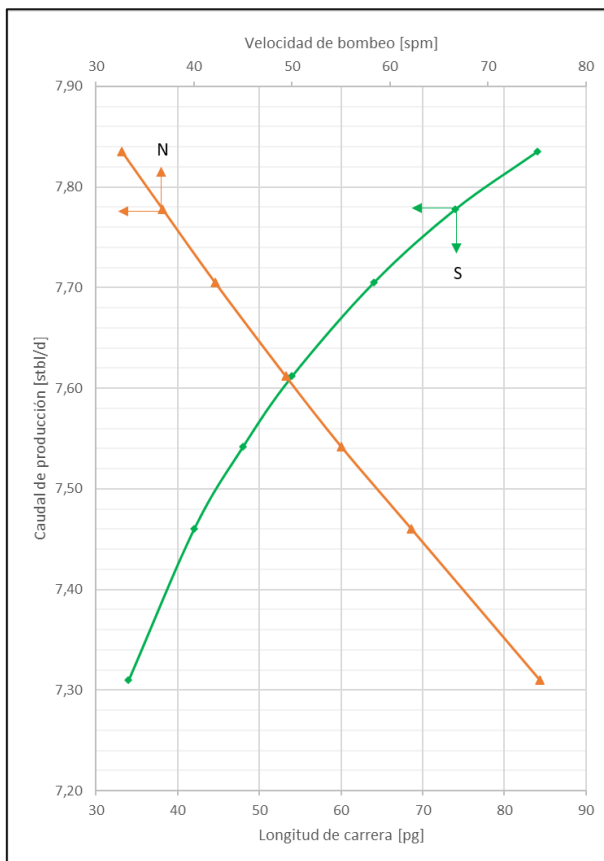
FIGURA 3.7 CURVA AFLUENCIA Y DESCARGA DEL POZO PACOA 009



Elaborado: Carreño, 2020

La longitud de carrera que se elige para este pozo es de $S = 74$ [pg] dando un aumento de la tasa de producción de hasta $Q = 7,778$ [STBL/D], que representa un 70,5% más de recuperación de crudo. Para la operación del sistema de bombeo mecánico de este pozo se determina un valor de velocidad de bombeo correspondiente en $N = 36,81$ [spm], valor obtenido del resultado de los cálculos del método empleado. A continuación, la figura 3.8 que muestra estos resultados de la tasa de producción en función de N y S . En la tabla 3.6 se muestran los resultados de la tasa de producción con los parámetros de operación propuestos.

FIGURA 3.8 VARIACIÓN DE TASA DE PRODUCCIÓN EN FUNCIÓN DE N Y S DEL POZO PACOA 009



Elaborado: Carreño, 2020

TABLA 3.6
PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN PACOA 009

Datos Actuales				Producción propuesta				Incremento
S [pg]	N [spm]	BFPD	BPPD	S [pg]	N [spm]	BFPD	BPPD	BPPD
37	6	4,561	3,630	74	36,81	7,778	6,190	2,560

Elaborado: Carreño, 2020

3.2.4. ANÁLISIS POZO PACOA 010

El pozo PACOA 010 es un pozo vertical con una profundidad de 2 241 pies en TVD. Se perforó en el mes de septiembre del año 1992 siendo su completación desarrollada en los meses posteriores, iniciando su vida productiva en el mes de noviembre del mismo año con la arena Nivel B como primera opción de 2 arenas, su par igual es la arena del Nivel C, de modo que aportan conjuntamente hasta la actualidad el total de recuperación.

El último reacondicionamiento a este pozo fue realizado en el mes de octubre de 2019, presentaba la bomba condición de embastonamiento debido a la presencia de carbonatos.

En la tabla 3.7 se detalla la información con la cual el pozo opera, información que se empleó en el análisis respectivo.

TABLA 3.7
INFORMACIÓN DEL POZO PACOA 010

PACOA 010			
Profundidad total [pies]	2 241	Tipo de levantamiento	Bombeo Mecánico
q _t actual [BFPD]	7,808	Tipo de Bomba	125-RWAC-8
BSW [%]	4%	Combinación de varillas	3/4"
GOR [SCF/STB]	111	Tipo de balancín	Churchill 50-84-42
°API	36,5	Tipo de Motor	C-46
γ _o	0,8423	Diámetro tubería de producción [pg]	2 7/8"
γ _g	0,7700	Diámetro tubería de revestimiento [pg]	7"
γ _w	1,02	Profundidad de asentamiento de la bomba [pies]	2 059,00

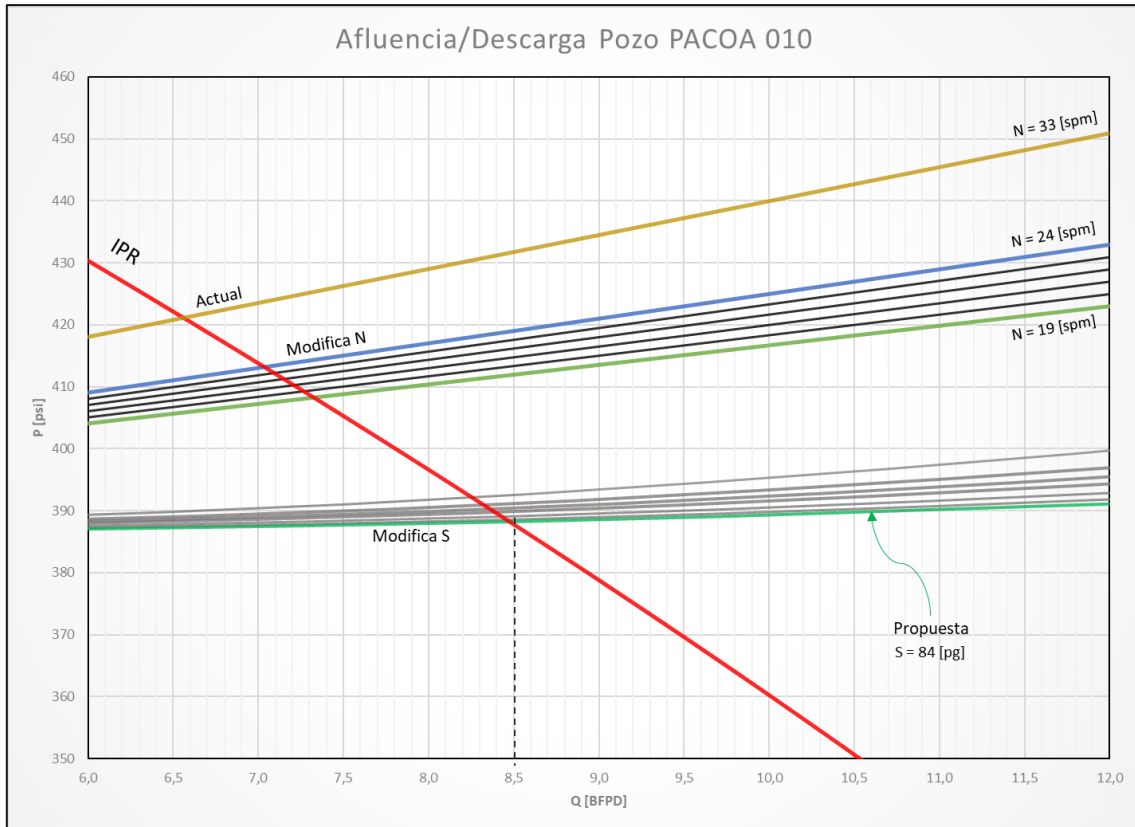
PACOA 010				
P_{wh} [psig]	9	Profundidad de nivel del fluido [pies]	1 918,21	
q_{máx} [BFPD]	20,94	Altura nivel estático [pies]	140,79	
PIP [psig]	114	Tope arena [pies]	Arena C 1 388,00	
P_{wf} [psig]	250	Base arena [pies]		1 414,00
P_b [psig]	400	Espesor neto [pies]		26,00
P_r [psig]	520	Tope arena [pies]	Arena B 1 618,00	
T_{wh} [°F]	77	Base arena [pies]		1 713,00
T_m [°F]	79	Espesor neto [pies]		95,00
T_r [°F]	85	Grado API Varilla	D	
Arenas productoras	C, B	Factor de Servicio	0,9	
k [md]	Arena C	114	c / p, relación manivela / biela	
μ [cp]		6,128	T, Esfuerzo de tensión mínimo	
k [md]	Arena B	155	Velocidad de bombeo [spm]	
μ [cp]		8,92	Longitud de carrera actual [pg]	

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH, 2020

Elaborado: Carreño, 2020

Con la información detallada en la tabla 3.7 y su posterior evaluación en las hojas de cálculo Excel, se generó la curva del IPR Compuesto de la figura 3.9, donde se obtuvo 20,94 BFPD con índice de productividad del 0,09424 BFPD/psi, lo que se evidencia que con la tasa de producción actual de 7,81 BFPD se está aprovechando el 37,3% del potencial total de la formación, cabe recalcar que su potencial real también depende de la óptima selección de los componentes en subsuelo, la unidad en superficie, la longitud de carrera, la velocidad de bombeo y además la altura eficiente en la operación del sistema interno del barril.

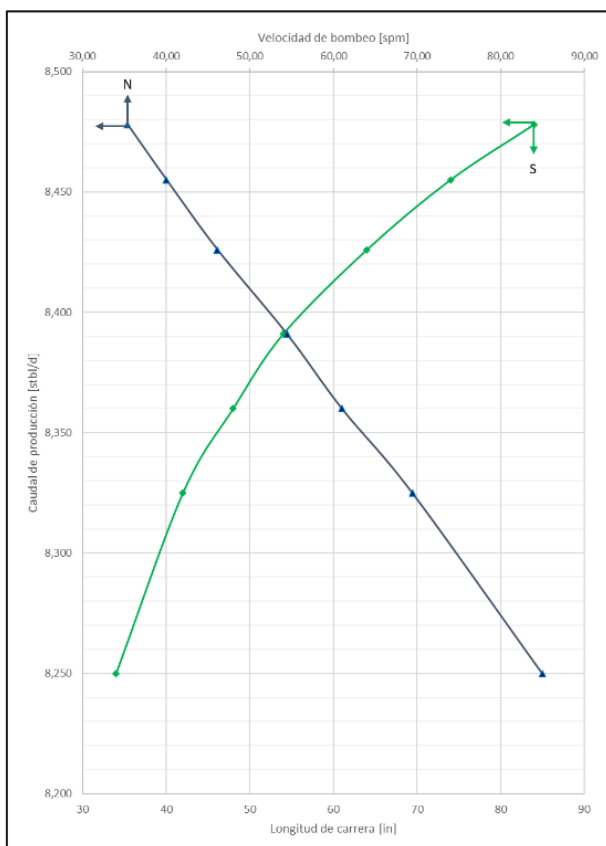
FIGURA 3.9 CURVA AFLUENCIA Y DESCARGA DEL POZO PACOA 010



Elaborado: Carreño, 2020

La longitud de carrera que se escoge para este pozo es de $S = 84$ [pg] dando un aumento del caudal de producción hasta $Q = 8,478$ [STBL/D], que representa un 8,59% más de recuperación de crudo. Para la operación del sistema de bombeo mecánico de este pozo se determina un valor de velocidad de bombeo correspondiente en $N = 35,35$ [spm], valor obtenido del resultado de los cálculos del método empleado. A continuación, la figura 3.10 que muestra estos resultados y una tabla donde se resume la variación propuesta para la optimización.

FIGURA 3.10 VARIACIÓN DE TASA DE PRODUCCIÓN EN FUNCIÓN DE N Y S DEL POZO PACOA 010



Elaborado: Carreño, 2020

En la tabla 3.8 se muestran los resultados de la tasa de producción con los parámetros de operación propuestos.

**TABLA 3.8
PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN PACOA 010**

Datos Actuales				Producción propuesta				Incremento
S [pg]	N [spm]	BFPD	BPPD	S [pg]	N [spm]	BFPD	BPPD	BPPD
33	6	7,808	7,506	84	35,35	8,478	8,151	0,644

Elaborado: Carreño, 2020

3.2.5. ANÁLISIS POZO PACOA 012

El pozo PACOA 012 es un pozo vertical con una profundidad de 2 212 pies en TVD. Se perforó en el año 1994 siendo su completación desarrollada semanas después. Inició su vida productiva en el mes de noviembre del mismo año con la arena Nivel B como primera opción de 2 arenas, su par igual es la arena del Nivel C, de modo que aportan conjuntamente hasta la actualidad el total de recuperación. Adicional el pozo no presenta registro de reacondicionamiento en los últimos 2 años.

En la tabla 3.9 se detalla la información con la cual el pozo opera, información que se empleó en el análisis respectivo.

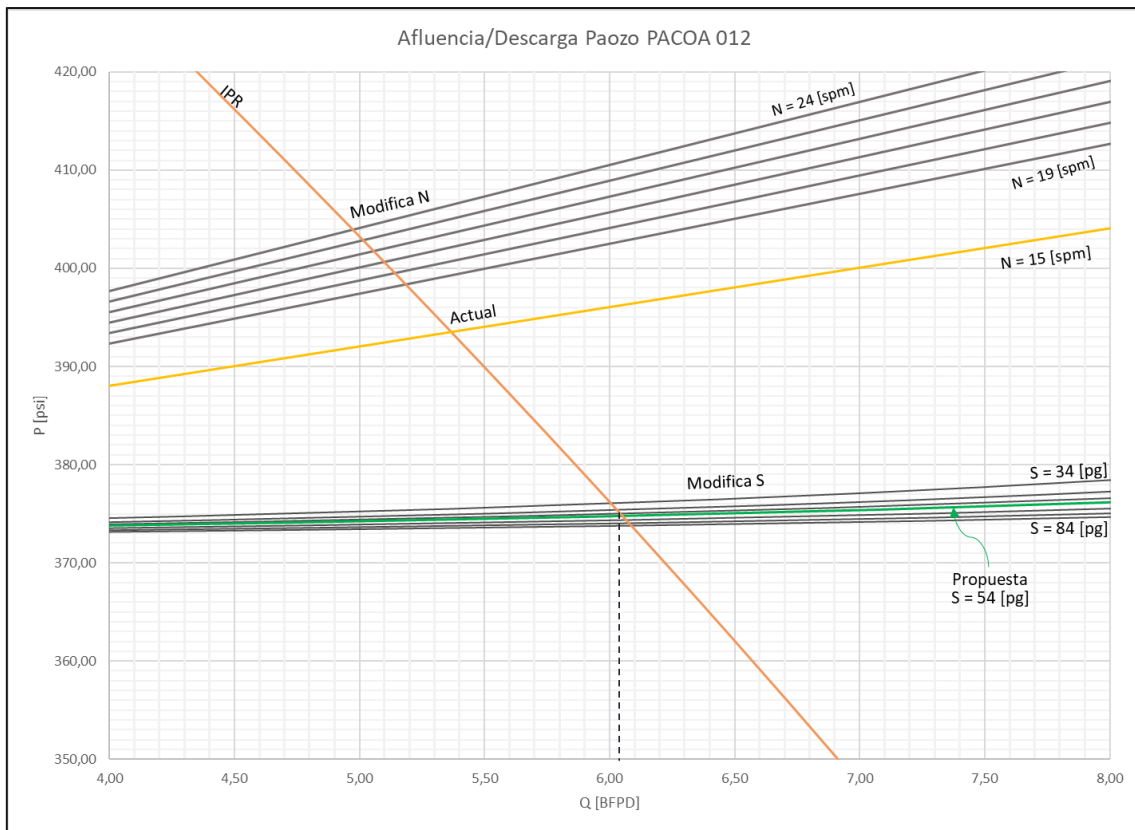
TABLA 3.9
INFORMACIÓN DEL POZO PACOA 012

PACOA 012			
Profundidad total [pies]	2 092	Tipo de levantamiento	Bombeo Mecánico
q_t actual [BFPD]	5,125	Tipo de Bomba	125-RWAC-8
BSW [%]	13%	Combinación de varillas	3/4"
GOR [SCF/STB]	111	Tipo de balancín	Churchill 40-89-42
°API	28,7	Tipo de Motor	C-46
γ_o	0,8833	Diámetro tubería de producción [pg]	2 7/8"
γ_g	0,7720	Diámetro tubería de revestimiento [pg]	7"
γ_w	1,02	Profundidad de asentamiento de la bomba [pies]	2 092,00
P_{wh} [psig]	12	Profundidad de nivel del fluido [pies]	1 953,40
q_{máx} [BFPD]	13,75	Altura nivel estático [pies]	138,60
PIP [psig]	114	Tope arena [pies]	1 355,00
P_{wf} [psig]	234	Base arena [pies]	1 384,00
P_b [psig]	400	Espesor neto [pies]	29,00
P_r [psig]	520	Tope arena [pies]	1 655,00
T_{wh} [°F]	78	Base arena [pies]	1 703,00
T_m [°F]	80	Espesor neto [pies]	48,00
T_r [°F]	86	Grado API Varilla	D
Arenas productoras	C, B	Factor de Servicio	0,9
k [md]	Arena C	114	c / p, relación manivela / biela
μ [cp]		6,126	T, Esfuerzo de tensión mínimo
k [md]	Arena B	155	Velocidad de bombeo [spm]
μ [cp]		8,615	Longitud de carrera actual [pg]

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH, 2020
Elaborado: Carreño, 2020

Con la información detallada en la tabla 3.9 y su posterior evaluación en las hojas de cálculo Excel, se generó la curva del IPR Compuesto de la figura 3.11, donde se obtuvo 13,75 BFPD con índice de productividad del 0,0618 BFPD/psi, lo que se evidencia que con la tasa de producción actual de 5,13 BFPD se está aprovechando el 37,3% del potencial total de la formación, cabe recalcar que su potencial real también depende de la óptima selección de los componentes en subsuelo, la unidad en superficie, la longitud de carrera, la velocidad de bombeo y además la altura eficiente en la operación del sistema interno del barril.

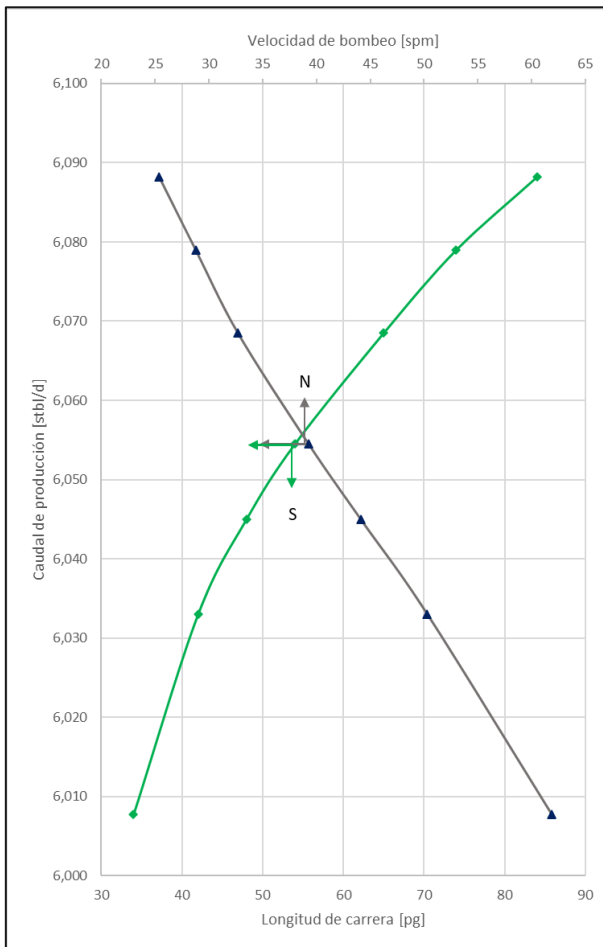
FIGURA 3.11 CURVA AFLUENCIA Y DESCARGA DEL POZO PACOA 012



Elaborado: Carreño, 2020

En la figura 3.12 se muestra la variación de la tasa de producción con la propuesta de operación a diferentes valores de N y S.

FIGURA 3.12 VARIACIÓN DE TASA DE PRODUCCIÓN EN FUNCIÓN DE N Y S DEL POZO PACOA 012



Elaborado: Carreño, 2020

La longitud de carrera que se elige para este pozo es de $S = 54$ [pg] dando un aumento del caudal de producción hasta $Q = 6,055$ [STBL/D], que representa un 18,13% más de recuperación de crudo. Para la operación del sistema de bombeo mecánico de este pozo se determina un valor de velocidad de bombeo correspondiente en $N = 39,3$ [spm], valor obtenido del resultado de los cálculos del método empleado. En la tabla 3.10 se muestran los resultados de la tasa de producción con los parámetros de operación propuestos.

TABLA 3.10
PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN PACOA 012

Datos Actuales				Producción propuesta				Incremento
S [pg]	N [spm]	BFPD	BPPD	S [pg]	N [spm]	BFPD	BPPD	BPPD
42	15	5,125	4,453	54	39,27	6,055	5,261	0,807

Elaborado: Carreño, 2020

3.2.6. ANÁLISIS POZO PACOA 022

El pozo PACOA 022 es un pozo vertical con una profundidad de 2 292 pies en TVD. Se perforó en el mes de septiembre del año 1992 siendo su completación desarrollada en los días posteriores, iniciando su vida productiva en el mes de diciembre del mismo año con la arena Nivel D como primera opción de 2 arenas, su par igual es la arena del Nivel B, de modo que aportan conjuntamente hasta la actualidad el total de recuperación.

Registra un reacondicionamiento durante el mes de junio de 2018.

En la tabla 3.11 se detalla la información con la cual el pozo opera, información que se empleó en el análisis respectivo.

TABLA 3.11
INFORMACIÓN DEL POZO PACOA 022

PACOA 022			
Profundidad total [pies]	2 292	Tipo de levantamiento	Bombeo Mecánico
q _t actual [BFPD]	2,432	Tipo de Bomba	125-RWAC-8
BSW [%]	34%	Combinación de varillas	¾"
GOR [SCF/STB]	111	Tipo de balancín	Churchill 40-76-42
°API	28,7	Tipo de Motor	C-46
γ _o	0,8745	Diámetro tubería de producción [pg]	2 7/8"
γ _g	0,7710	Diámetro tubería de revestimiento [pg]	7"
γ _w	1,02	Profundidad de asentamiento de la bomba [pies]	1 986,00
P _{wh} [psig]	8	Profundidad de nivel del fluido [pies]	1 870,88
q _{máx} [BFPD]	6,52	Altura nivel estático [pies]	115,12
PIP [psig]	114	Tope arena [pies]	Arena D 1 458,00

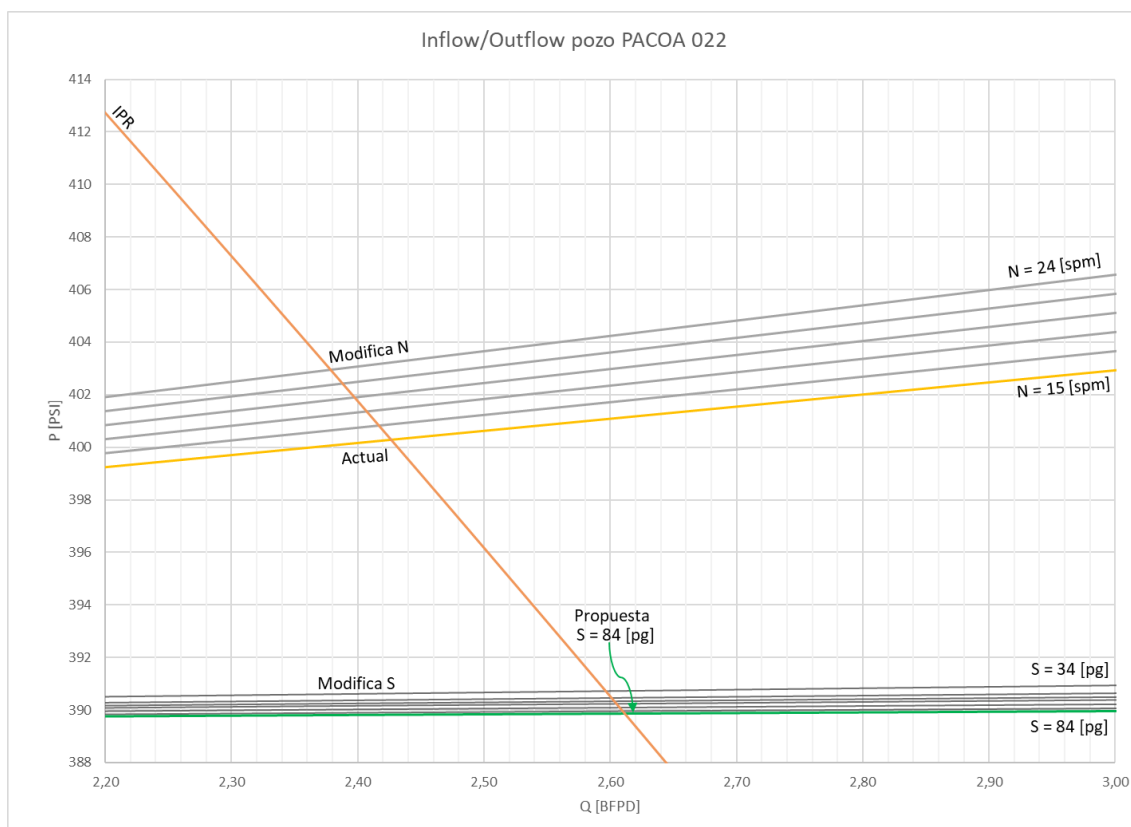
PACOA 022					
P_{wf} [psig]		234	Base arena [pies]		1 502,00
P_b [psig]		400	Espesor neto [pies]		44,00
P_r [psig]		520	Tope arena [pies]	Arena B	1 782,00
T_{wh} [°F]		76	Base arena [pies]		1 815,00
T_m [°F]		78	Espesor neto [pies]		33,00
T_r [°F]		84	Grado API Varilla		D
Arenas productoras		D, B	Factor de Servicio		0,9
k [md]	Arena D	114	c / p, relación manivela / biela		0,33
μ [cp]		6,126	T, Esfuerzo de tensión mínimo		115 000
k [md]	Arena B	155	Velocidad de bombeo [spm]		15
μ [cp]		8,615	Longitud de carrera actual [pg]		33

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH, 2020

Elaborado: Carreño, 2020

Con la información detallada en la tabla 3.11 y su posterior evaluación en las hojas de cálculo Excel, se generó la curva del IPR Compuesto de la figura 3.13, donde se obtuvo 6,52 BFPD con índice de productividad del 0,0294 BFPD/psi, lo que se evidencia que con la tasa de producción actual de 2,43 BFPD se está aprovechando el 37,27% del potencial total de la formación, cabe recalcar que su potencial real también depende de la óptima selección de los componentes en subsuelo, la unidad en superficie, la longitud de carrera, la velocidad de bombeo y además la altura eficiente en la operación del sistema interno del barril.

FIGURA 3.13 CURVA AFLUENCIA Y DESCARGA DEL POZO PACOA 022

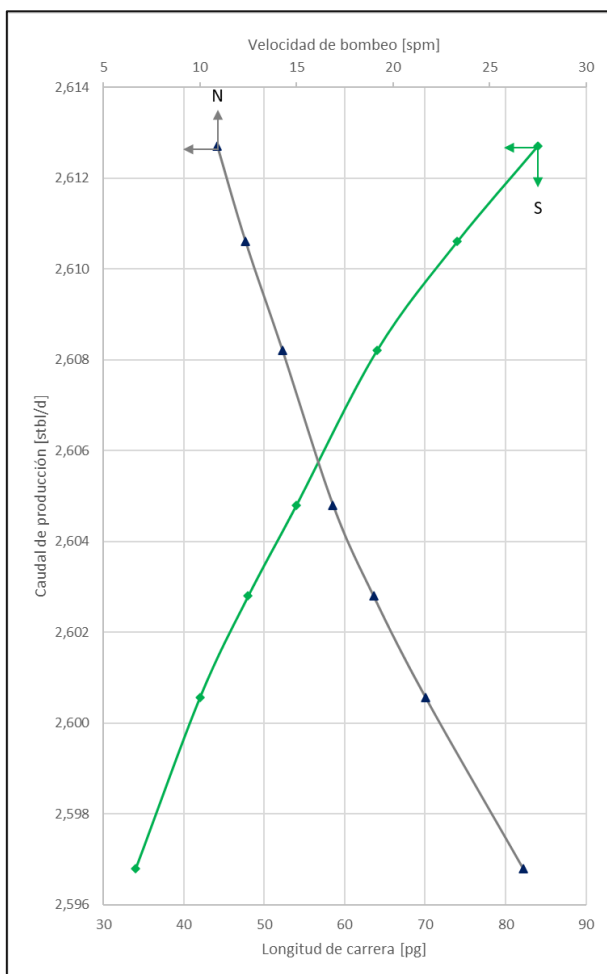


Elaborado: Carreño, 2020

La longitud de carrera que se elige para este pozo es de $S = 84$ [pg] dando un aumento del caudal de producción hasta $Q = 2,6127$ [STBL/D], que representa un 7,45% más de recuperación de crudo. Para la operación del sistema de bombeo mecánico de este pozo se determina un valor de velocidad de bombeo correspondiente en $N = 10,89$ [spm], valor obtenido del resultado de los cálculos del método empleado. En la tabla 3.12 se muestran los resultados de la tasa de producción con los parámetros de operación propuestos.

En la figura 3.14 se muestra la tasa de producción en función de la variación de los parámetros N y S.

FIGURA 3.14 VARIACIÓN DE TASA DE PRODUCCIÓN EN FUNCIÓN DE N Y S DEL POZO PACOA 022



Elaborado: Carreño, 2020

TABLA 3.12 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN PACOA 022

Datos Actuales				Producción propuesta				Incremento
S [pg]	N [spm]	BFPD	BPPD	S [pg]	N [spm]	BFPD	BPPD	BPPD
33	15	2,432	1,369	84	10,89	2,6127	1,471	0,102

Elaborado: Carreño, 2020

3.2.7. ANÁLISIS POZO PACOA 024

El pozo PACOA 024 es un pozo vertical con una profundidad de 2 760 pies en TVD. Se perforó en el mes de diciembre del año 1992 siendo su completación desarrollada en los días posteriores, iniciando su vida productiva en enero del 1993 con la arena Nivel B como primera opción de 3 arenas, sus pares iguales son las arenas del Nivel C y D, de modo que aportan conjuntamente hasta la actualidad el total de recuperación.

Se registra el último reacondicionamiento a este pozo en el año 2018 por un atascamiento de la bomba en el asiento.

En la tabla 3.13 se detalla la información con la cual el pozo opera, información que se empleó en el análisis respectivo.

TABLA 3.13
INFORMACIÓN DEL POZO PACOA 024

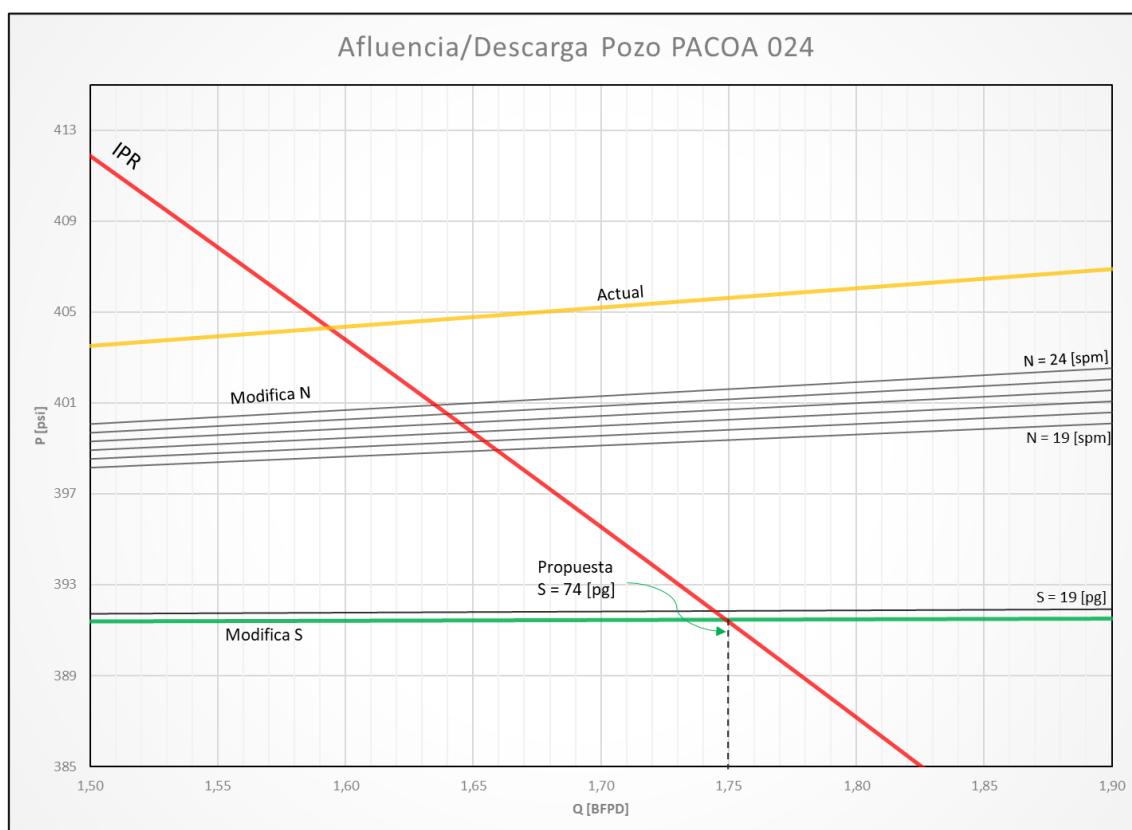
PACOA 024			
Profundidad total [pies]	2 760	Tipo de levantamiento	Bombeo Mecánico
q _t actual [BFPD]	1,646	Tipo de Bomba	125-RWAC-8
BSW [%]	44%	Combinación de varillas	¾"
GOR [SCF/STB]	111	Tipo de balancín	Churchill 40-89-42
°API	28,2	Tipo de Motor	C-46
γ _o	0,8860	Diámetro tubería de producción [pg]	2 ¾"
γ _g	0,7710	Diámetro tubería de revestimiento [pg]	7"
γ _w	1,02	Profundidad de asentamiento de la bomba [pies]	2 459,00
P _{wh} [psig]	9	Profundidad de nivel del fluido [pies]	2 330,26
q _{máx} [BFPD]	4,42	Altura nivel estático [pies]	128,74
PIP [psig]	114	Tope arena [pies]	Arena D 1 458,00
P _{wf} [psig]	170	Base arena [pies]	
P _b [psig]	400	Espesor neto [pies]	
P _r [psig]	520	Tope arena [pies]	Arena B 1 782,00
T _{wh} [°F]	79	Base arena [pies]	
T _m [°F]	82	Espesor neto [pies]	
T _r [°F]	87	Grado API Varilla	D
Arenas productoras	C, B, D	Factor de Servicio	0,9
k [md]	Arena D	114	c / p, relación manivela / biela
μ [cp]		6,641	T, Esfuerzo de tensión mínimo
k [md]		26	Velocidad de bombeo [spm]
			18

PACOA 024				
μ [cp]	Arena B	8,113	Longitud de carrera actual [pg]	33

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH, 2020
Elaborado: Carreño, 2020

Con la información detallada en la tabla 3.13 y su posterior evaluación en las hojas de cálculo Excel, se generó la curva IPR Compuesta de la figura 3.15, donde se obtuvo 4,42 BFPD con índice de productividad del 0,0199 BFPD/psi, lo que se evidencia que con la tasa de producción actual de 1,65 BFPD se está aprovechando el 37,3% del potencial total de la formación, cabe recalcar que su potencial real también depende de la óptima selección de los componentes en subsuelo, la unidad en superficie, la longitud de carrera, la velocidad de bombeo y además la altura eficiente en la operación del sistema interno del barril.

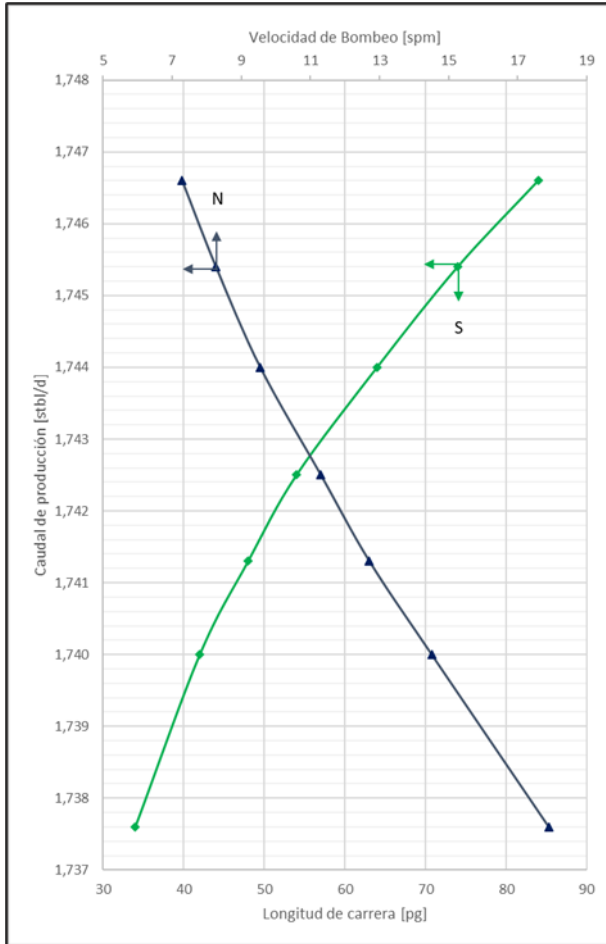
FIGURA 3.15 CURVA AFLUENCIA Y DESCARGA DEL POZO PACOA 024



Elaborado: Carreño, 2020

A continuación, la figura 3.16 donde se muestra la tasa de producción en función de la variación de los parámetros de N y S.

FIGURA 3.16 VARIACIÓN DE TASA DE PRODUCCIÓN EN FUNCIÓN DE N Y S DEL POZO PACOA 024



Elaborado: Carreño, 2020

La longitud de carrera que se elige para este pozo es de $S = 74$ [pg] dando un aumento del caudal de producción hasta $Q = 1,745$ [STBL/D], que representa un 6,02% más de recuperación de crudo. Para la operación del sistema de bombeo mecánico de este pozo se determina un valor de velocidad de bombeo correspondiente en $N = 8,26$ [spm], valor obtenido del resultado de los cálculos del método empleado. En la tabla 3.14 se muestran los resultados de la tasa de producción con los parámetros de operación propuestos.

TABLA 3.14
PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN PACOA 024

Datos Actuales				Producción propuesta				Incremento
S [pg]	N [spm]	BFPD	BPPD	S [pg]	N [spm]	BFPD	BPPD	BPPD
33	18	1,646	0,927	74	8,26	1,745	0,983	0,056

Elaborado: Carreño, 2020

3.2.8. ANÁLISIS POZO PACOA 031

El pozo PACOA 031 es un pozo vertical con una profundidad de 3 078 pies en TVD. Se perforó en el año 1992 siendo su completación desarrollada a continuación inmediatamente, iniciando su vida productiva en enero del 1993 con la arena Nivel C como primera opción de 3 arenas, sus pares iguales son las arenas del Nivel B y D, de modo que aportan conjuntamente hasta la actualidad el total de recuperación.

Se registra el último reacondicionamiento en el año 2019 por presencia de carbonatos en la bomba y adicional las válvulas con desgaste.

En la tabla 3.15 se detalla la información con la cual el pozo opera, información que se empleó en el análisis respectivo.

TABLA 3.15
INFORMACIÓN DEL POZO PACOA 031

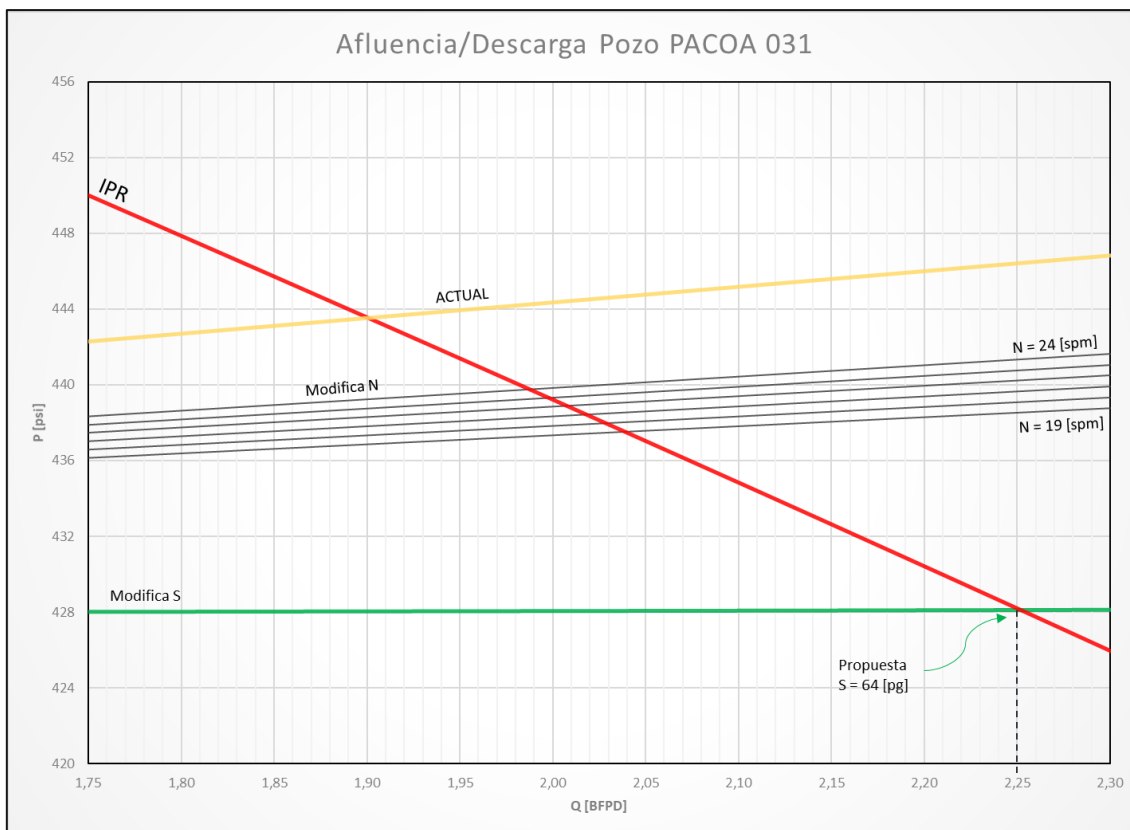
PACOA 031			
Profundidad total [pies]	3 078	Tipo de levantamiento	Bombeo Mecánico
q _t actual [BFPD]	1,633	Tipo de Bomba	125-RWAC-8
BSW [%]	40%	Combinación de varillas	¾"
GOR [SCF/STB]	111	Tipo de balancín	Churchill 40-89-42
°API	27,5	Tipo de Motor	Eléctrico
γ _o	0,8899	Diámetro tubería de producción [pg]	2 7/8"
γ _g	0,7710	Diámetro tubería de revestimiento [pg]	5,5"
γ _w	1,02	Profundidad de asentamiento de la bomba [pies]	1 460,00
P _{wh} [psig]	15	Profundidad de nivel del fluido [pies]	1 372,10
q _{máx} [BFPD]	7,68	Altura nivel estático [pies]	87,90
PIP [psig]	114	Tope arena [pies]	Arena D 1 760,00

PACOA 031				
P_{wf} [psig]		386	Base arena [pies]	1 830,00
P_b [psig]		455	Espesor neto [pies]	
P_r [psig]		520	Tope arena [pies]	Arena C
T_{wh} [°F]		63	Base arena [pies]	
T_m [°F]		76	Espesor neto [pies]	
T_r [°F]		89	Grado API Varilla	D
Arenas productoras		C, B, D	Factor de Servicio	0,9
k [md]	Arena D	71	c / p, relación manivela / biela	0,33
μ [cp]		31,35	T, Esfuerzo de tensión mínimo	115 000
k [md]	Arena C	605	Velocidad de bombeo [spm]	18
μ [cp]		31,42	Longitud de carrera actual [pg]	33

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH, 2020
 Elaborado: Carreño, 2020

Con la información detallada en la tabla 3.15 y su posterior evaluación en las hojas de cálculo Excel, se generó la curva IPR Compuesta de la figura 3.17, donde se obtuvo 7,68 BFPD con índice de productividad del 0,0304 BFPD/psi, lo que se evidencia que con la tasa de producción actual de 1,63 BFPD se está aprovechando el 21,2% del potencial total de la formación, cabe recalcar que su potencial real también depende de la óptima selección de los componentes en subsuelo, la unidad en superficie, la longitud de carrera, la velocidad de bombeo y además la altura eficiente en la operación del sistema interno del barril.

FIGURA 3.17 CURVA AFLUENCIA Y DESCARGA DEL POZO PACOA 031

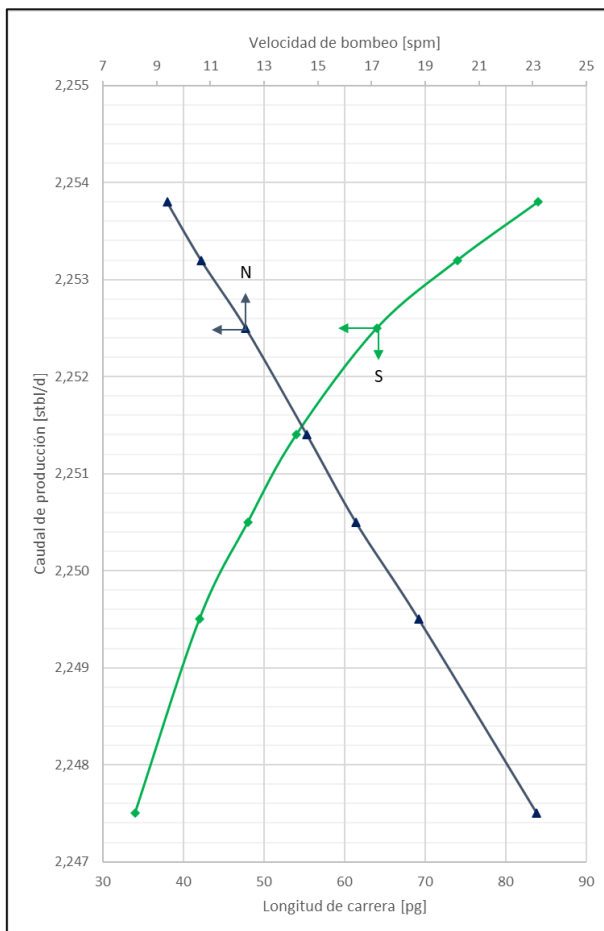


Elaborado: Carreño, 2020

La longitud de carrera que se elige para este pozo es de $S = 64$ [pg] dando un aumento de la tasa de producción hasta $Q = 2,253$ [STBL/D], que representa un 37,95% más de recuperación de crudo. Para la operación del sistema de bombeo mecánico de este pozo se determina un valor de velocidad de bombeo correspondiente en $N = 12,33$ [spm], valor obtenido del resultado de los cálculos del método empleado. En la tabla 3.16 se muestran los resultados de la tasa de producción con los parámetros de operación propuestos.

En la figura 3.18 se muestra la tasa de producción en función de la variación de los parámetros de operación N y S .

FIGURA 3.18 VARIACIÓN DE TASA DE PRODUCCIÓN EN FUNCIÓN DE N Y S DEL POZO PACOA 031



Elaborado: Carreño, 2020

TABLA 3.16 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN PACOA 031

Datos Actuales				Producción propuesta				Incremento
N [spm]	S [pg]	BFPD	BPPD	N [spm]	S [pg]	BFPD	BPPD	BPPD
18	33	1,633	0,919	12,33	64	2,253	1,268	0,349

Elaborado: Carreño, 2020

3.2.9. ANÁLISIS POZO PACOA 034

El pozo PACOA 034 es un pozo vertical con una profundidad de 2 225 pies en TVD. Se perforó en el mes de febrero del año 1994 siendo su completación desarrollada a continuación en el mismo mes, iniciando su vida productiva en marzo del 1994 con la arena Nivel C como primera opción de 2 arenas, su par igual es la arena del Nivel D, de modo que aportan conjuntamente hasta la actualidad el total de recuperación.

Se registra un último reacondicionamiento a este pozo en el año 2019 por presentar perforaciones en la tubería de producción.

En la tabla 3.17 se detalla la información con la cual el pozo opera, información que se empleó en el análisis respectivo.

TABLA 3.17
INFORMACIÓN DEL POZO PACOA 034

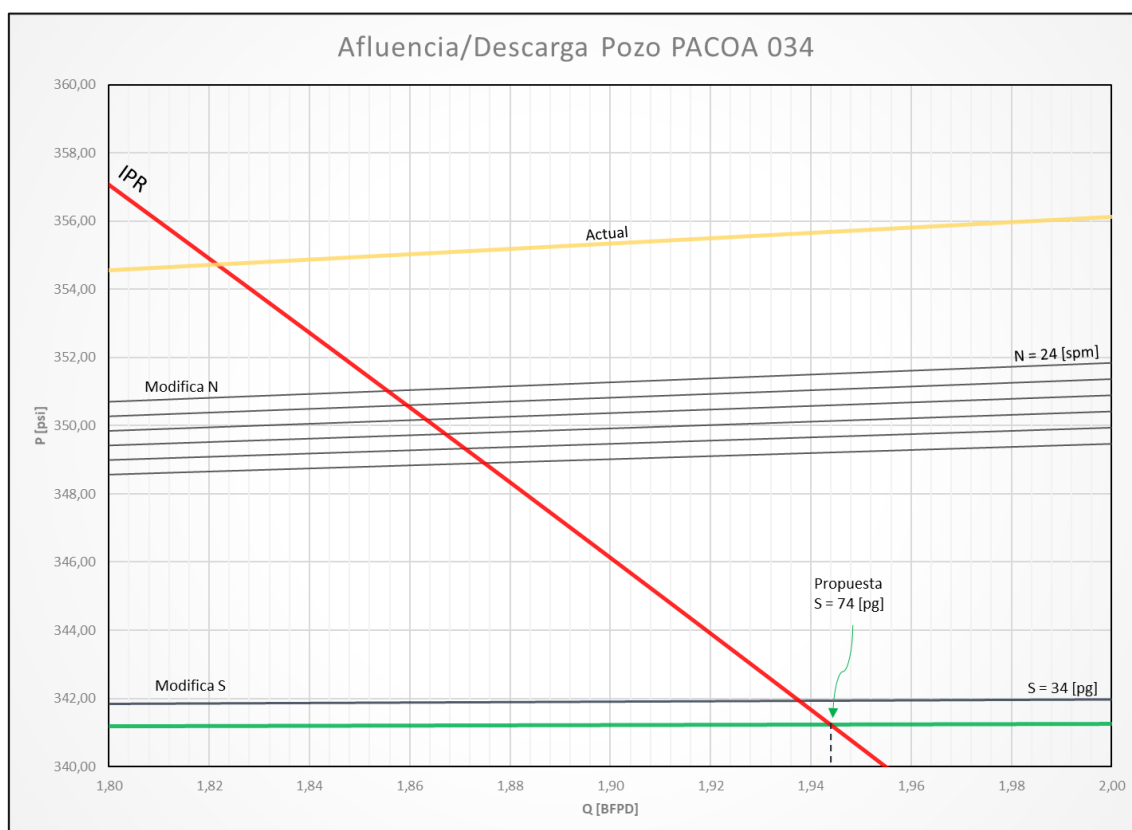
PACOA 034				
Profundidad total [pies]	2 225	Tipo de levantamiento	Bombeo Mecánico	
q _{t actual} [BFPD]	1,382	Tipo de Bomba	125-RWAC-8	
BSW [%]	44%	Combinación de varillas	¾"	
GOR [SCF/STB]	111	Tipo de balancín	Churchill 50-84-48	
°API	26,2	Tipo de Motor	C-46	
γ _o	0,8973	Diámetro tubería de producción [pg]	2 ⅞"	
γ _g	0,7730	Diámetro tubería de revestimiento [pg]	7"	
γ _w	1,02	Profundidad de asentamiento de la bomba [pies]	1 795,00	
P _{wh} [psig]	18	Profundidad de nivel del fluido [pies]	1 677,55	
q _{máx} [BFPD]	3,71	Altura nivel estático [pies]	118,45	
PIP [psig]	114	Tope arena [pies]	Arena C 1 188,00	
P _{wf} [psig]	325	Base arena [pies]		1 202,00
P _b [psig]	400	Espesor neto [pies]		14,00
P _r [psig]	520	Tope arena [pies]	Arena D 1 685,00	
T _{wh} [°F]	66	Base arena [pies]		1 717,00
T _m [°F]	79	Espesor neto [pies]		32,00
T _r [°F]	91	Grado API Varilla	D	
Arenas productoras	C, D	Factor de Servicio	0,9	
k [md]	Arena C	141	c / p, relación manivela / biela	0,33
μ [cp]		4,53	T, Esfuerzo de tensión mínimo	115 000
k [md]		71	Velocidad de bombeo [spm]	18

PACOA 034			
μ [cp]	Arena D	4,53	Longitud de carrera actual [pg]
			36

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH, 2020
Elaborado: Carreño, 2020

Con la información detallada en la tabla 3.17 y su posterior evaluación en las hojas de cálculo Excel, se generó la curva IPR Compuesta de la figura 3.19, donde se obtuvo 3,71 BFPD con índice de productividad del 0,0167 BFPD/psi, lo que se evidencia que con la tasa de producción actual de 1,38 BFPD se está aprovechando el 37,19% del potencial total de la formación, cabe recalcar que su potencial real también depende de la óptima selección de los componentes en subsuelo, la unidad en superficie, la longitud de carrera, la velocidad de bombeo y además la altura eficiente en la operación del sistema interno del barril.

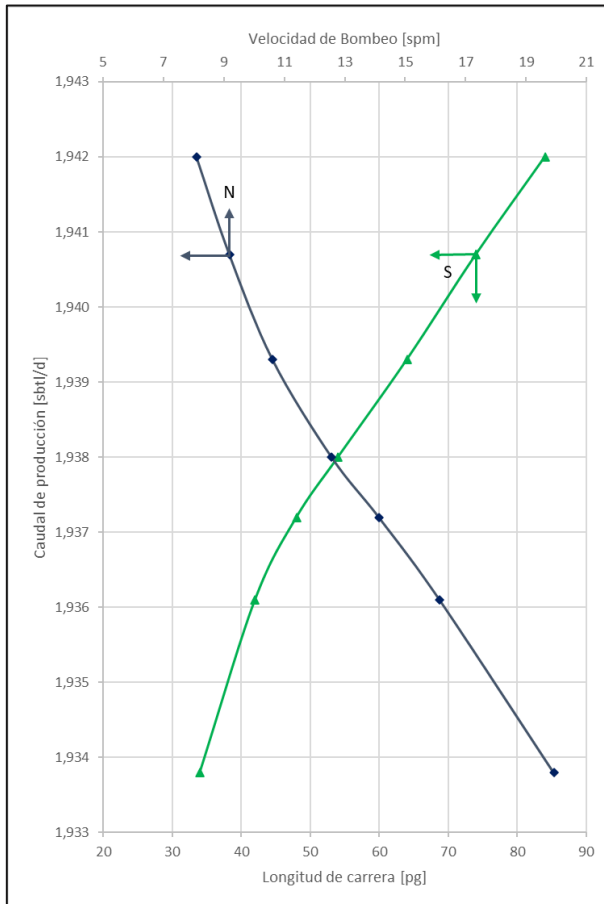
FIGURA 3.19 CURVA AFLUENCIA Y DESCARGA DEL POZO PACOA 034



Elaborado: Carreño, 2020

A continuación, en la figura 3.20 se muestra la tasa de producción en función de la variación de los parámetros de operación N y S.

FIGURA 3.20 VARIACIÓN DE TASA DE PRODUCCIÓN EN FUNCIÓN DE N Y S DEL POZO PACOA 034



Elaborado: Carreño, 2020

La longitud de carrera que se elige para este pozo es de $S = 74$ [pg] dando un aumento de la tasa de producción hasta $Q = 1,941$ [STBL/D], que representa un 40,41% más de recuperación de crudo. Para la operación del sistema de bombeo mecánico de este pozo se determina un valor de velocidad de bombeo correspondiente en $N = 9,19$ [spm], valor obtenido del resultado de los cálculos del método empleado. En la tabla 3.18 se muestran los resultados de la tasa de producción con los parámetros de operación propuestos.

TABLA 3.18
PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN PACOA 034

Datos Actuales				Producción propuesta				Incremento
N [spm]	S [pg]	BFPD	BPPD	N [spm]	S [pg]	BFPD	BPPD	BPPD
18	36	1,382	0,778	9,19	74	1,941	1,093	0,314

Elaborado: Carreño, 2020

3.2.10. ANÁLISIS POZO PACOA 036

El pozo PACOA 036 es un pozo vertical con una profundidad de 3 500 pies en TVD. Se perforó en julio del año 1994 siendo su completación desarrollada a continuación, iniciando su vida productiva en agosto del 1994 con la arena Nivel C como primera opción de 2 arenas, su par igual es la arena del Nivel D, de modo que aportan conjuntamente hasta la actualidad el total de recuperación. El último reacondicionamiento a este pozo fue realizado en el año 2018 por presentar válvulas desgastadas.

En la tabla 3.19 se detalla la información con la cual el pozo opera, información que se empleó en el análisis respectivo.

TABLA 3.19
INFORMACIÓN DEL POZO PACOA 036

PACOA 036			
Profundidad total [pies]	3 500	Tipo de levantamiento	Bombeo Mecánico
q _t actual [BFPD]	3,504	Tipo de Bomba	125-RWAC-8
BSW [%]	33%	Combinación de varillas	¾"
GOR [SCF/STB]	110	Tipo de balancín	Churchill 40-76-48
°API	28,51	Tipo de Motor	Eléctrico
γ _o	0,8843	Diámetro tubería de producción [pg]	2 ¾"
γ _g	0,7700	Diámetro tubería de revestimiento [pg]	5,5"
γ _w	1,02	Profundidad de asentamiento de la bomba [pies]	2 932,00
P _{wh} [psig]	12	Profundidad de nivel del fluido [pies]	2 826,22
q _{máx} [BFPD]	16,48	Altura nivel estático [pies]	105,78
PIP [psig]	111	Tope arena [pies]	Arena D
P _{wf} [psig]	305	Base arena [pies]	
			2 612,00

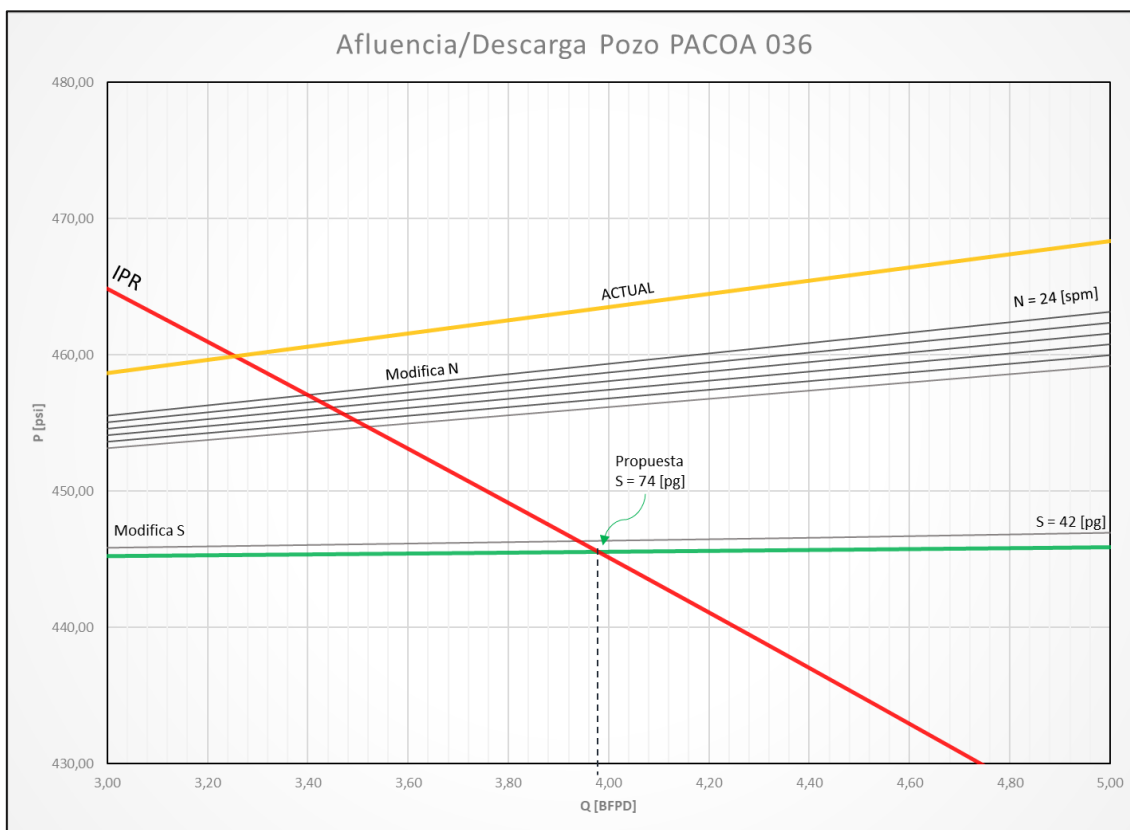
PACOA 036				
P_b [psig]		455	Espesor neto [pies]	64,00
P_r [psig]		520	Tope arena [pies]	2 730,00
T_{wh} [°F]		71	Base arena [pies]	2 778,00
T_m [°F]		85	Espesor neto [pies]	48,00
T_r [°F]		98	Grado API Varilla	D
Arenas productoras		C, D	Factor de Servicio	0,9
k [md]	Arena D	71	c / p, relación manivela / biela	0,33
μ [cp]		4,532	T, Esfuerzo de tensión mínimo	115 000
k [md]	Arena C	114	Velocidad de bombeo [spm]	10
μ [cp]		4,513	Longitud de carrera actual [pg]	30,50

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2020

Elaborado: Carreño, 2020

Con la información detallada en la tabla 3.19 y su posterior evaluación en las hojas de cálculo Excel, se generó la curva del IPR Compuesto de la figura 3.21, donde se obtuvo 16,48 BFPD con índice de productividad del 0,0652 BFPD/psi, lo que se evidencia que con la tasa de producción actual de 3,504 BFPD se está aprovechando el 21,2% del potencial total de la formación, cabe recalcar que su potencial real también depende de la óptima selección de los componentes en subsuelo, la unidad en superficie, la longitud de carrera, la velocidad de bombeo y además la altura eficiente en la operación del sistema interno del barril.

FIGURA 3.21 CURVA AFLUENCIA Y DESCARGA DEL POZO NODAL PACOA 036

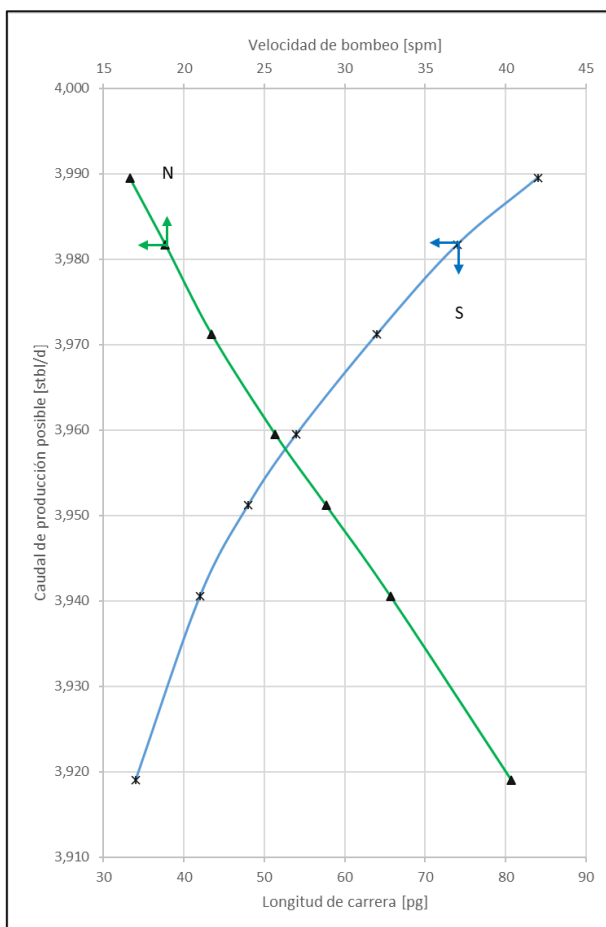


Elaborado: Carreño, 2020

La longitud de carrera que se elige para este pozo es de $S = 74$ [pg] dando un aumento de la tasa de producción hasta $Q = 3,982$ [STBL/D], que representa un 13,64% más de recuperación de crudo. Para la operación del sistema de bombeo mecánico de este pozo se determina un valor de velocidad de bombeo correspondiente en $N = 18,85$ [spm], valor obtenido del resultado de los cálculos del método empleado. En la tabla 3.20 se muestran los resultados de la tasa de producción con los parámetros de operación propuestos.

En la figura 3.22 se muestra la tasa de producción en función de la variación de los parámetros N y S.

FIGURA 3.22 VARIACIÓN DE TASA DE PRODUCCIÓN EN FUNCIÓN DE N Y S DEL POZO PACOA 036



Elaborado: Carreño, 2020

**TABLA 3.20
PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN PACOA 036**

Datos Actuales				Producción propuesta				Incremento
N [spm]	S [pg]	BFPD	BPPD	N [spm]	S [pg]	BFPD	BPPD	BPPD
10	30,50	3,504	2,336	18,85	74	3,982	2,654	0,319

Elaborado: Carreño, 2020

3.3. TABULACIÓN DE LOS RESULTADOS

La tabla 3.21 reúne los resultados del cálculo de la tasa de producción de cada uno de los 10 pozos con la variación de los parámetros de operación que se consideran

en el estudio, además se incluye el porcentaje de incremento en comparación a los datos actuales de producción.

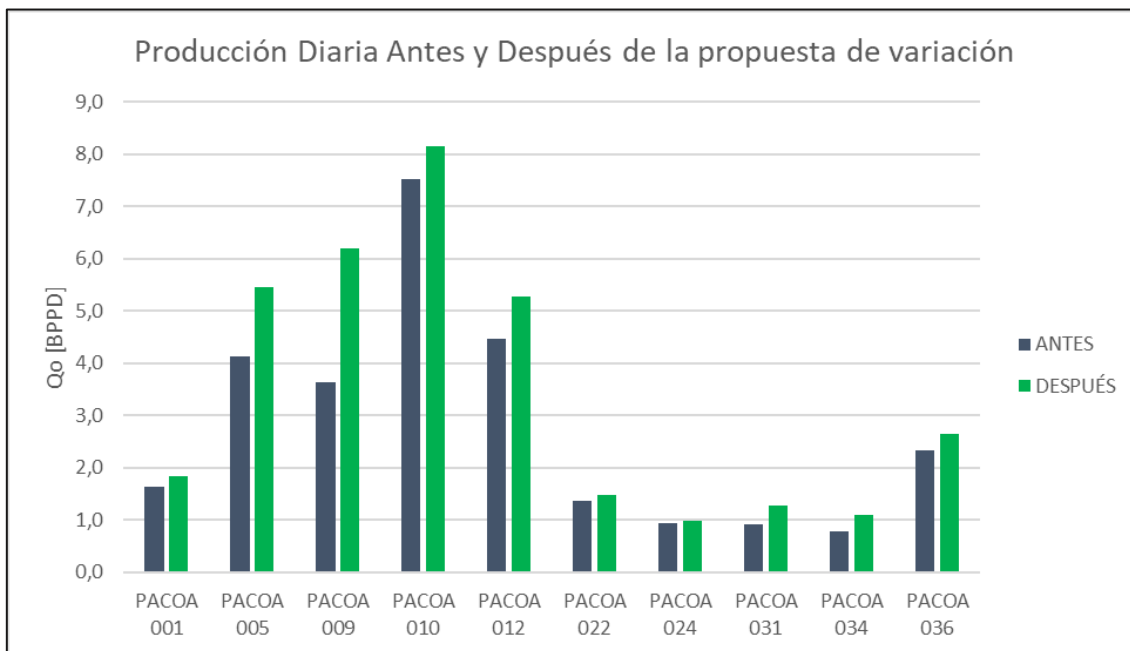
TABLA 3.21
RESULTADOS DE PROPUESTAS DE OPTIMIZACIÓN DE OPERACIÓN

INCREMENTO EN PORCENTAJE DE LA TASA DE PRODUCCIÓN			
POZO	PRODUCCIÓN ACTUAL, [BPPD]	PRODUCCIÓN PROPUESTA, [BPPD]	INCREMENTO, [%]
PACOA 001	1,644	1,844	12,16%
PACOA 005	4,118	5,460	32,58%
PACOA 009	3,630	6,190	70,52%
PACOA 010	7,506	8,151	8,59%
PACOA 012	4,453	5,261	18,13%
PACOA 022	1,369	1,471	7,45%
PACOA 024	0,927	0,983	6,02%
PACOA 031	0,919	1,268	37,95%
PACOA 034	0,778	1,093	40,41%
PACOA 036	2,336	2,654	13,64%

Elaborado: Carreño, 2020

En la figura 3.23 se presenta un esquema comparativo del incremento en las tasas de producción de cada pozo al implementar los parámetros operativos propuestos de longitud de carrera y velocidad de bombeo, gráfica que tiene como fin el análisis general y particular de los resultados del estudio.

FIGURA 3.23 GRÁFICA COMPARATIVA DE LA TASA DE PRODUCCIÓN ANTES Y DESPUÉS DE LA PROPUESTA DE VARIACIÓN DE PARÁMETROS DE OPERACIÓN



Elaborado: Carreño, 2020

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO

DE LAS ALTERNATIVAS DE OPTIMIZACIÓN

4.1. ANÁLISIS TÉCNICO

Para analizar las propuestas de sustitución de parámetros operativos y su posible aplicación a los 10 pozos de producción del Campo Pacoa operado por la empresa pública Petroamazonas EP y en cooperación contractual con la petrolera Santa Elena Petroleum desde 2016, se procede a estudiar varios escenarios que grafican una variante en la operatividad con objetivo a optimizar la recuperación de petróleo conforme la aplicación de las alternativas del Sistema de Bombeo Mecánico que se presentan en este trabajo de titulación.

Este análisis refleja el proceso metodológico aplicado para la ejecución y obtención de resultados de optimización en la recuperación de crudo. Los parámetros evaluados durante el proceso de cálculo muestran la obtención de resultados realizando las pruebas teóricas de variación.

4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico se basa en la evaluación de inversiones, ingresos, egresos, valor actual neto , tasa interna de retorno, relación beneficio/costo; estas herramientas nos proporcionan la información necesaria para determinar la factibilidad de la implementación de la optimización del presente trabajo y su rentabilidad con la proyección a mediano plazo.

La evaluación económica se direcciona para definir en qué medida el proyecto que se propone aporta al desarrollo de la economía relacionando la verificación del aporte que justifica el uso de recursos necesarios para su establecimiento.

4.2.1. MÉTODOS DE VALORACIÓN DE PROYECTOS

Se calcula los diferentes indicadores financieros que muestran de manera cuantitativa la factibilidad de ejecución del proyecto. La rentabilidad se determina si el análisis económico cumple con estos requisitos:

- El valor actual neto (VAN) es mayor que cero.
- La tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización.
- La relación Beneficio/Costo (B/C) es mayor a 1.

Además, se calcula período de recuperación de la inversión (PRI) para tener una proyección del retorno de la inversión inicial.

El ingreso de la data disponible para efectuar el análisis económico es el pilar fundamental para obtener los escenarios posibles de manera más realista. Una adecuada estimación de ingresos se basa en la producción y el valor de comercialización del petróleo; es decir, la proyección del precio del barril al plazo estimado de elaboración de la optimización en el presente estudio.

Al evaluar económicamente la optimización se muestra una oportunidad real de implementación de las recomendaciones expuestas en este estudio, de tal forma que se muestra la viabilidad en aspectos financieros de la ejecución del proyecto.

La información requerida para el análisis económico se compiló en base a la data proporcionada por la Agencia ARCH / Petroamazonas EP; información extraída de forma actualizada de los últimos egresos en el campo del reacondicionamiento y mantenimiento del sistema de bombeo mecánico.

4.2.1.1. Valor Actual Neto (VAN)

Proceso que permite obtener el valor presente del determinado número de flujos de caja futuros producidos desde una inversión. Reside en descontar al momento actual todos los flujos de caja futuros del proyecto y a ese valor sustraer la cantidad de la inversión inicial, de modo que, el resultado muestra el valor actual neto del proyecto (Pacific Rubiales Energy, 2014).

Los ingresos y egresos futuros esperados son actualizados a la fecha de inicio del proyecto por ser un método que mantiene el valor del dinero en el tiempo.

La tasa de descuento es la tasa de interés que se utiliza para actualizar los valores. Se fija una tasa de descuento impuesto al 12%, valor porcentual común en la implementación del análisis económico de proyectos de la industria petrolera.

La siguiente definición calcula el valor actual neto (VAN):

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{FCN}{1+i^n} - F_0 = -F_0 + \frac{F_1}{(1+i)^1} + \frac{F_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad (4.1)$$

Dónde:

FCN = Flujos de caja de cada período n .

F_0 = Monto de inversión inicial.

n = Número de períodos considerados.

i = tasa de descuento

Además, en la tabla 4.1 se muestran los valores correspondientes para determinar un criterio de factibilidad del proyecto.

TABLA 4.1
CRITERIO PARA EL ANÁLISIS DEL VALOR ACTUAL NETO

Valor	Resultado	Análisis
VAN > 0	Inversión produce ganancias por encima de la rentabilidad exigida.	Aceptación del proyecto
VAN < 0	Sin recuperación de la inversión inicial.	Rechazo del proyecto
VAN = 0	La inversión inicial se recupera al obtenerse la rentabilidad exigida.	Aceptación del proyecto

Fuente: Pacific Rubiales Energy, 2014

4.2.1.2. Flujo de Caja

El flujo de caja muestra los valores de ingresos y egresos en el flujo de efectivo que mantiene la empresa durante el plazo de tiempo determinado para el análisis de factibilidad. La amortización no está implícita en el flujo de caja al no representar un movimiento de efectivo (Pacific Rubiales Energy, 2014).

El flujo de caja se compone de los siguientes rubros:

- Ingresos: Tarifa que percibe la compañía en el Punto de Fiscalización por los barriles entregados.
- Costos: Valores relacionados a operación de optimización y mantenimiento.
- Impuestos: Impuesto a la renta, impuesto a los trabajadores y demás impuestos considerados en la legislación del proyecto.

4.2.1.3. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Indicador financiero que se conoce como la tasa de rentabilidad producto de la reinversión de los flujos netos de efectivo. Es la tasa de interés con la que el valor actual neto resulta ser 0. Es decir, la tasa de descuento da un resultado igual al valor de la tasa interna de retorno, siendo la rentabilidad máxima exigida al proyecto (Pacific Rubiales Energy, 2014).

La siguiente definición calcula la tasa interna de retorno (TIR):

$$VAN = 0 = -F_0 + \frac{F_1}{(1 + TIR)^1} + \frac{F_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} \quad (4.2)$$

Dónde:

F_0 = Inversión inicial.

$F_{1,2 \dots n}$ = Flujos de fondos netos.

n = Número de períodos considerados.

A continuación, en la tabla 4.2, se muestra el criterio referencial de aceptación de un proyecto en base al concepto de tasa interna de retorno:

TABLA 4.2
CRITERIO PARA EL ANÁLISIS DE LA TASA INTERNA DE RETORNO

Valor	Resultado	Análisis
$TIR \geq r$	Rentabilidad del proyecto mayor que rentabilidad mínima requerida (costo de oportunidad).	Aceptación del proyecto
$TIR < r$	Rentabilidad del proyecto menor que rentabilidad mínima requerida.	Rechazo del proyecto

Fuente: Pacific Rubiales Energy, 2014

Dónde:

r = Costo de oportunidad

4.2.1.4. Relación Beneficio / Costo (B/C)

Este cociente se conoce como el índice de rendimiento, se obtiene al dividir el valor actual neto generado por la inversión y el capital invertido. El capital invertido no debe de incluir la tasa de descuento hacia la presente fecha, por tanto, lo sustraemos para ingresar en la operación (Pacific Rubiales Energy, 2014). Este indicador muestra la cantidad de efectivo adicional en dólares que generará por cada dólar de inversión inicial. Es utilizado como indicador comparativo que se aplica al contrastar dos escenarios y resolver los beneficios que se mantiene con cada uno cuando la disponibilidad de capital de inversión es limitada.

La siguiente definición calcula la relación beneficio - costo (B/C):

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum V_p(+)}{|\sum V_p(-)|} \quad (4.3)$$

Dónde:

$V_p(+)$ = Valor presente de los ingresos.

$V_p(-)$ = Valor presente de los egresos.

Adicional, en la tabla 4.3 se muestran los valores correspondientes para determinar un criterio de factibilidad del proyecto.

TABLA 4.3
CRITERIO DE ANÁLISIS BENEFICIO / COSTO

Valor	Resultado	Análisis
$B/C > 1$	Costo de la Inversión por debajo del valor de retorno en beneficios.	Aceptación del proyecto
$B/C = 1$	Costo de la Inversión igual al valor de retorno en beneficios.	Proyecto irrelevante
$B/C < 1$	Costo de la Inversión por encima del valor de retorno de beneficios.	Rechazo del proyecto

Fuente: Pacific Rubiales Energy, 2014

4.2.1.5. Período de Recuperación de La Inversión (PRI)

Se relaciona con el punto de equilibrio que mantiene el proyecto al determinarse como el tiempo necesario esperado para recuperación de la inversión inicial. Los flujos de efectivo, de ingresos y egresos, son cuantitativamente iguales (Pacific Rubiales Energy, 2014).

El período de recuperación se calcula a partir del flujo de efectivo neto mediante dos métodos diferentes:

- El primer método implica el valor del flujo de efectivo neto negativo acumulado de cada período hasta el cambio a signo positivo; donde el tiempo acumulado desde el inicio hasta el flujo de caja positivo es el PRI.
- El segundo método consiste en graficar los flujos de caja neto como función dependiente del tiempo; el PRI será el dato en la intersección de la curva con la abscisa del tiempo, es decir, cuando el flujo de caja neto resulte ser 0.

4.2.2. COSTOS OPERACIONALES

El costo operacional se define como el costo que representa los trabajos a realizarse en objetivo a la optimización de la producción; en el presente trabajo en particular implica la variación o cambio de los componentes del bombeo mecánico y el mantenimiento correctivo a problemas suscitados durante la vida productiva de los pozos seleccionados.

La inclusión de una asistencia técnica se determina por valor de inversión en el recurso humano que realiza los trabajos de optimización y se indica la cantidad de incentivo a su labor promedio aproximada del tiempo empleado en las operaciones de variación y el registro de resultados de optimización obtenidos para una retroalimentación al proyecto.

La inversión en repuestos ha sido evaluada por criterios propios del personal operativo con experiencia que menciona los valores que se invierte en una

operación de optimización con las características propias del presente trabajo de titulación.

4.2.3. FLUJO DE CAJA DE LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN

En la tabla 4.4 se desarrolla los cálculos del Flujo de Caja Neto para implementación del proyecto en 4 meses de duración. Adicional, en la tabla 4.5 se procede a registrar los resultados de los indicadores económicos para evaluar la factibilidad del proyecto.

TABLA 4.4
FLUJO NETO DE CAJA

MESES	0	1	2	3	4
INGRESOS					
PRODUCCIÓN [BPPD]	0	34,37	32,66	31,02	29,47
PRODUCCIÓN [BPPM]	0	1 031,22	979,66	930,67	884,14
PRECIOS EXPORTACIÓN	\$ -	\$40,32	\$40,32	\$40,32	\$40,32
INGRESOS PROPIOS	\$ -	\$41 578,72	\$39 499,78	\$37 524,79	\$35 648,55
INGRESOS TOTALES	\$ -	\$41 578,72	\$39 499,78	\$37 524,79	\$35 648,55
EGRESOS					
COSTOS FIJOS					
COSTOS INTERNOS [USD]	\$ -	\$20 000,00	\$20 000,00	\$20 000,00	\$20 000,00
COSTOS FIJOS TOTALES [USD]	\$ -	\$20 000,00	\$20 000,00	\$20 000,00	\$20 000,00
COSTOS VARIABLES					
COSTO POR BARRIL [USD]	\$ -	\$10,50	\$10,71	\$10,92	\$11,14
COSTOS VARIABLES TOTALES [USD]	\$ -	\$10 827,79	\$10 492,13	\$10 166,87	\$9 851,70
COSTOS TOTALES [USD]	\$ -	\$30 827,79	\$30 492,13	\$30 166,87	\$29 851,70
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS [USD]	\$ -	\$10 750,93	\$9 007,65	\$7 357,92	\$5 796,85
IMPUESTOS [22%]	\$ -	\$2 365,20	\$1 981,68	\$1 618,74	\$1 275,31
UTILIDADES DESPUÉS DE IMPUESTOS [USD]	\$ -	\$8 385,72	\$7 025,97	\$5 739,18	\$4 521,54
INVERSIONES					
ASISTENCIAS TÉCNICAS	\$10 000,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
REPUESTOS [USD]	\$8 000,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
FLUJO NETO DE CAJA	\$-18 000,00	\$ 8 385,72	\$ 7 025,97	\$ 5 739,18	\$ 4 521,54

Elaborado: Carreño, 2020

TABLA 4.5
RESULTADO DE INDICADORES ECONÓMICOS

VAN	\$2 043,87	
TIR	18%	
B/C	1,34	
PRI	2	Mes
	11	días

Elaborado: Carreño, 2020

Con los resultados obtenidos en la tabla 4.5, se puede observar que el proyecto es rentable para la empresa, tenemos un VAN de \$ 2 043,87 USD, se tiene un TIR del 18%, lo que se traduce en una inversión positiva ya que el proyecto generará ganancias. El indicador de Beneficio / Costo muestra un resultado de 1,34, que en base al criterio de análisis $B/C > 1$ se indica que tiene aceptación el proyecto. El período de recuperación de inversión refleja que en un tiempo estimado de 2 mes y 11 días se recupera la totalidad de inversión en los trabajos de optimización.

4.3. CONCLUSIONES

- Con el método propuesto por Brown en 1984, donde se relaciona la carga máxima de varilla pulida, con una determinada velocidad de bombeo y una longitud de carrera, como parámetros para el cálculo de la ecuación que grafica el caudal de producción a diferentes valores, se obtuvo una idea más clara de la variación de los parámetros anteriormente mencionados que influyen directamente en la tasa de producción de crudo, y así evaluar los diferentes escenarios para cada pozo.
- Las correcciones propuestas por el método descrito hacen que su producción aumente en un nivel responsable para no incurrir en sobrecarga en las varillas del sistema siendo un análisis con resultados de incremento de caudal prudentes donde la unidad superficial opera en cantidades dentro del rango normal.
- El sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico constituye el trabajo de la unidad de superficie con los componentes de fondo, en este sistema, se deben realizar propuestas de variación de operación de su sistema optimizando de manera integral, siguiendo estrictamente los rangos correctos de operación que recomienda el fabricante de los equipos, y es así que se logró optimizar la producción de petróleo del campo, alcanzando un nivel de recuperación de 27,68 barriles de petróleo por día a 34,37 barriles de petróleo por día, que corresponde al 24,18% de incremento de tasa de producción.
- La gráfica final de resultados muestra que para pozos con un aumento de producción sobre el 30% la optimización es significativa y se puede considerar una opción a implementar a corto tiempo.
- La percepción de ser un proyecto rentable se define en la etapa del análisis económico, donde se muestra esta condición mediante los indicadores, que asisten cuantitativamente para tener resultados exitosos de acuerdo con la propuesta de nuevos parámetros.

4.4. RECOMENDACIONES

- Continuar con los registros de producción de cada pozo con mediciones de los parámetros de velocidad bombeo y longitud de carrera para evitar la disminución del caudal de recobro y realizar los ajustes oportunos en futuras operaciones de optimización.
- Diversificar la implementación del método de optimización del presente trabajo hacia los demás pozos no considerados en este estudio y que se perfilen como candidatos para una optimización rentable.
- Realizar un estudio adicional que indique niveles de líquido en el barril, como componente del sistema, para ser correlacionado con la eficiencia de cada bomba y de esta forma tener la iniciativa de una optimización a más detalle de los pozos con potencial importante de todo el campo en general.
- Aumentar el alcance de la ingeniería en los procesos mecánicos que comprende el sistema de bombeo en particular, incluyendo tecnologías de vanguardia de análisis de datos para reproducir un software de simulación de producción, con las características propias del campo de estudio.

REFERENCIAS

- Alemán, A., Montenegro, G., Palencia, A., & Lenzema, E. (2019). Comentario al artículo "Correlación geoquímica entre crudos y rocas del sistema petrolero de la península de Santa Elena y el golfo de Guayaquil" por Lorenzo et al. *Boletín de Geología*, pp.151 - 157.
- Beckwith, R. (2014). Pumping Oil: 155 Years of Artificial Lift. *JPT Special Section*, pp. 101-107.
- Beggs, H. D. (2002). *Gas Production Operations*. Oil & Gas Consultants International.
- Benitez, S. (Diciembre de 2010). Évolution géodynamique de la province côtière sud-équatorienne au Crétacé supérieur-Tertiaire. *Géologie appliquée*. Université Joseph-Fourier - Grenoble I,.
- Boyun, G., Xinghui, L., & Xuehao, T. (2017). *Petroleum Production Engineering 2nd Edition*. Gulf Professional Publishing.
- Brown, K. (1984). *The Technology of Artificial Lift Methods. Volume 4. Production Optimization of Oil and Gas Wells by Nodal System Analysis*. PennWell Books.
- Brown, K. E. (1980). *The Technology of Artificial Lift Methods. Volume 2a. Introduction of Artificial Lift Systems Beam Pumping: Design and Analysis*. PennWell Publishing Company.
- Chiluiza, W. E., & Rosales, J. A. (2013). Rediseño del Sistema de Levantamiento por Bombeo Mecánico, mediante el estudio de factores mecánicos y petrofísicos para el incremento de la producción en el campo Pacoa Bloque 1 operado por EP Petroamazonas. Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Cuadros, V. (Marzo de 2018). Caracterización geológica de la Formación Socorro en el Campo Pacoa. Universidad Central del Ecuador.
- Freire, J. (2013). Reporte mensual de producción de petróleo y agua en el Campo Pacoa. Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero | ARCH.
- Golan, M., & Whitson, C. (1996). *Well Performance Second Edition*. Prentice-Hall, Inc.

- Gott, C. I., & Shell Oil Co. (1986). Successful Rod Pumping at 14,500 Feet. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (págs. 493-485). SPE Society Petroleum Engineers.
- Guo, B., Liu, X., & Tan, X. (2017). *Petroleum Production Engineering* (Second Edition). Elsevier Inc.
- Henderson, L. J., & Exxon Co. (1984). Deep Sucker Rod Pumping for Gas Well Unloading. *59th Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers of AIME.
- Jaillard, E., Ordoñez, M., Benitez, S., Berrones, G., Jiménez, N., Montenegro, G., & Zambrano, I. (1995). Basin Development in an Accretionary, Oceanic-Floored Fore-Arc Setting: Southern Coastal Ecuador. *Petroleum basins of South America*, 615 - 631.
- Lopez, T. (2005). *Curso de Completación en el Campo Pacoa*. Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Melo, V. (2014). *Levantamiento Artificial*. Escuela Politécnica Nacional.
- Pacific Rubiales Energy. (2014). *Evaluación Económica de Proyectos Petroleros* (#1 ed.). HIPERGRAPH.
- PDVSA, Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED). (2001). *Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico*. Petróleos de Venezuela S.A.
- Peralta, F., & Dumani, M. (2013). *Estudio Técnico de Pozos No Productivos para seleccionar potenciales reinyectores, diseño y costos de facilidades de superficie en el Campo Pacoa, provincia de Santa Elena*. Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Petroamazonas EP. (2019). *Petroamazonas*. Obtenido de https://www.petroamazonas.gob_ec/?p=9442
- Quijano, M. (2011). *Informe Ejecutivo Campo Pacoa*. EP Petroecuador.
- Rivero S., J. L. (2007). *Análisis Nodal y Explotación de Petróleo*. Pacific Rubiales Energy.
- Schmidt, Z., Doty, D. R., & SPE. (Mayo de 1989). *System Analysis for Sucker-Rod Pumping*. *SPE Production Engineering*. University of Tulsa.
- Secretaría de Hidrocarburos. (2018). *Mapa de los Bloques Petroleros*. Obtenido de Subsecretaría de Estudios y Patrimonio:

<http://www.historico.secretariahidrocarburos.gob.ec/mapa-de-bloques-petroleros/>

Takacs, G. (2015). Sucker-Rod Pumping Handbook. Elsevier Inc.

Uguña, G., Zea, L., Carrión, J., Barrones, G., Montenegro, G., Torres, R., & Román, H. (Junio de 2011). Plan de Desarrollo del Campo Pacoa. Gerencia de Exploración y Producción. EP Petroecuador.

Yagual, I. (2014). Obtención de parámetros petrofísicos y propiedades de fluidos a partir de datos de campo y correlaciones numéricas para predecir el comportamiento del yacimiento: estimación del factor recobro en el campo Pacoa. Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Zumba, V. (2005). Interpretación Sísmica Geológica 2D, en el área de San Vicente Morillo del Bloque ESPOL. Escuela Superior Politécnica del Litoral.

ANEXOS

ANEXO 1

TABLA DE DATOS DEL DISEÑO DE SARTA DE VARILLAS EN PORCENTAJES SEGÚN EL DIÁMETRO DEL ÉMBOLO DE LA BOMBA

N°	Diámetro del émbolo,	Peso de la varilla,	Constante Elástica,	Factor de Frecuencia,	Sarta de varillas, % de cada diámetro						
#	pg	lb/pie	pg/lb - pie E _r	F _c	1 ¼	1 ½	1	¾	¾	⅝	½
44	Todos	0,726	1,990	1,000							100
54	1,06	0,908	1,668	1,138						44,6	55,4
54	1,25	0,929	1,633	1,140						49,5	50,5
54	1,50	0,957	1,584	1,370						55,4	43,6
54	1,75	0,990	1,525	1,122						64,6	35,4
54	2,00	1,027	1,460	1,095						73,7	26,3
54	2,25	1,067	1,391	1,061						83,4	16,6
54	2,50	1,108	1,318	1,023						93,5	6,5
55	Todos	1,135	1,270	1,000						100,0	
64	1,06	1,164	1,382	1,229					33,3	33,1	33,5
64	1,25	1,211	1,319	1,215					37,2	35,9	26,9
64	1,50	1,275	1,232	1,184					42,3	40,4	17,3
64	1,75	1,341	1,121	1,145					47,4	45,2	7,4
65	1,06	1,307	1,138	1,098					34,4	65,6	
65	1,25	1,321	1,127	1,104					37,3	62,7	
65	1,50	1,343	1,110	1,110					41,8	58,2	
65	1,75	1,369	1,090	1,114					46,9	53,1	
65	2,00	1,394	1,070	1,114					52,0	48,0	
65	2,25	1,426	1,045	1,110					58,4	41,6	
65	2,50	1,460	1,018	1,099					65,2	34,8	
65	2,75	1,497	0,990	1,082					72,5	27,5	
65	3,25	1,574	0,930	1,037					88,1	11,9	
66	Todos	1,634	0,883	1,000					100,0		
75	1,06	1,566	0,997	1,191				27,00	27,4	45,6	
75	1,25	1,604	0,973	1,193				29,40	29,8	40,8	
75	1,50	1,664	0,935	1,189				33,30	33,3	33,3	
75	1,75	1,732	0,892	1,174				37,80	37,0	25,1	
75	2,00	1,803	0,847	1,151				42,40	1,3	16,3	
75	2,25	1,875	0,801	1,121				46,90	45,8	7,2	
76	1,06	1,802	0,816	1,072				28,50	71,5		
76	1,25	1,814	0,812	1,077				30,60	69,4		
76	1,50	1,833	0,804	1,082				33,80	66,2		
76	1,75	1,855	0,795	1,088				37,50	62,5		
76	2,00	1,880	0,785	1,093				41,70	58,3		

N°	Diámetro del émbolo,	Peso de la varilla,	Constante Elástica,	Factor de Frecuencia,	Sarta de varillas, % de cada diámetro						
#	pg	lb/pie	pg/lb - pie E.	F _c	1 ¼	1 ½	1	¾	¾	5/8	½
76	2,25	1,908	0,774	1,096				46,50	53,5		
76	2,50	1,934	0,764	1,097				50,80	49,2		
76	2,75	1,967	0,751	1,094				56,50	43,5		
76	3,75	2,039	0,722	1,078				68,70	31,3		
76	3,75	2,119	0,690	1,047				82,30	17,7		
77	Todos	2,224	0,649	1,000				100,00			
85	1,06	1,883	0,873	1,261			22,00	22,40	22,4	33,00	
85	1,25	1,943	0,841	1,253			23,90	24,20	24,3	27,60	
85	1,50	2,039	0,791	1,232			26,70	27,40	26,8	19,20	
85	1,75	2,138	0,738	1,201			29,60	30,40	29,5	10,50	
86	1,06	2,058	0,742	1,151			22,60	23,00	54,3		
86	1,25	2,087	0,732	1,156			24,30	24,50	51,2		
86	1,50	2,133	0,717	1,162			26,80	27,00	46,3		
86	1,75	2,185	0,699	1,164			29,40	30,00	40,6		
86	2,00	2,247	0,679	1,161			32,80	33,20	34,0		
86	2,25	2,315	0,656	1,153			36,90	36,00	27,1		
86	2,50	2,385	0,633	1,138			40,60	39,70	19,7		
86	2,75	2,455	0,610	1,119			44,50	43,30	12,2		
87	1,06	2,390	0,612	1,055			24,30	75,70			
87	1,25	2,399	0,610	1,058			25,70	74,30			
87	1,50	2,413	0,607	1,062			27,70	72,30			
87	1,75	2,430	0,603	1,066			30,30	69,70			
87	2,00	2,450	0,598	1,071			33,20	66,80			
87	2,25	2,472	0,594	1,075			36,40	63,60			
87	2,50	2,496	0,588	1,079			39,90	30,10			
87	2,75	2,523	0,582	1,085			43,90	56,10			
87	3,25	2,575	0,570	1,084			51,60	48,40			
87	3,75	2,641	0,556	1,075			61,20	38,80			
87	4,75	2,793	0,522	1,038			83,60	16,40			
88	Todos	2,904	0,497	1,000			100,00				
96	1,06	2,382	0,670	1,222		19,1	19,20	19,50	42,3		
96	1,25	2,435	0,655	1,224		20,5	20,50	20,70	38,3		
96	1,50	2,511	0,633	1,223		22,4	22,50	22,80	32,3		
96	1,75	2,607	0,606	1,213		24,8	25,10	25,10	25,1		
96	2,00	2,703	0,578	1,196		27,1	27,90	27,40	17,6		
96	2,25	2,806	0,549	1,172		29,60	30,70	29,80	9,8		
97	1,06	2,645	0,568	1,120		19,6	20,00	60,30			
97	1,25	2,670	0,563	1,124		20,8	21,20	58,00			
97	1,50	2,707	0,556	1,131		22,5	23,00	54,50			
97	1,75	2,751	0,548	1,137		24,5	25,00	50,40			
97	2,00	2,801	0,536	1,141		26,8	27,40	45,70			

N°	Diámetro del émbolo,	Peso de la varilla,	Constante Elástica,	Factor de Frecuencia,	Sarta de varillas, % de cada diámetro								
					#	pg	lb/pie	pg/lb - pie E.	F _c	1 ¼	1 ½	1	¾
97	2,25	2,856	0,528	1,143				29,4	30,20	40,40			
97	2,50	2,921	0,515	1,141				32,5	33,10	34,40			
97	2,75	2,989	0,503	1,135				36,1	35,30	28,60			
97	3,25	3,132	0,475	1,111				42,9	41,90	15,20			
98	1,06	3,068	0,475	1,043				21,2	78,80				
98	1,25	3,076	0,474	1,045				22,2	77,80				
98	1,50	3,089	0,472	1,048				23,8	76,20				
98	1,75	3,103	0,470	1,051				25,7	74,30				
98	2,00	3,118	0,468	1,055				27,7	72,30				
98	2,25	3,137	0,465	1,058				30,1	69,90				
98	2,50	3,157	0,463	1,062				32,7	67,30				
98	2,75	3,180	0,460	1,066				35,6	64,40				
98	3,25	3,231	0,453	1,071				42,2	57,80				
98	3,75	3,289	0,445	1,074				49,7	50,30				
98	4,75	3,412	0,428	1,064				65,7	34,30				
99	Todos	3,676	0,393	1,000				100					
107	1,06	2,977	0,524	1,184	16,9	16,8	17,10	49,10					
107	1,25	3,019	0,517	1,189	17,9	17,8	18,00	46,30					
107	1,50	3,085	0,506	1,195	19,4	19,2	19,50	41,90					
107	1,75	3,158	0,494	1,197	21	21	21,20	36,90					
107	2,00	3,238	0,480	1,195	22,7	22,8	23,10	31,40					
107	2,25	3,336	0,464	1,187	25	25	25,00	25,00					
107	2,50	3,435	0,447	1,174	26,9	27,7	27,10	18,20					
107	2,75	3,537	0,430	1,156	29,1	30,2	29,30	11,30					
108	1,06	3,325	0,447	1,097	17,3	17,8	64,90						
108	1,25	3,345	0,445	1,101	18,1	18,6	63,20						
108	1,50	3,376	0,441	1,106	19,4	19,9	60,70						
108	1,75	3,411	0,437	1,111	20,9	21,4	57,70						
108	2,00	3,452	0,432	1,117	22,6	23	54,30						
108	2,25	3,498	0,427	1,121	24,5	25	50,50						
108	2,50	3,548	0,421	1,124	26,5	27,2	46,30						
108	2,75	3,603	0,415	1,126	28,7	29,6	41,60						
108	3,25	3,731	0,400	1,123	34,6	33,9	31,60						
108	3,75	3,873	0,383	1,106	40,6	39,5	19,90						
109	1,06	3,839	0,378	1,035	18,9	81,1							
109	1,25	3,845	0,378	1,036	19,6	80,4							
109	1,50	3,855	0,377	1,039	20,7	79,3							
109	1,75	3,867	0,376	1,040	22,1	77,9							
109	2,00	3,880	0,375	1,043	23,7	76,3							
109	2,25	3,896	0,374	1,046	25,4	74,6							
109	2,50	3,911	0,372	1,048	27,2	72,8							

N°	Diámetro del émbolo,	Peso de la varilla,	Constante Elástica,	Factor de Frecuencia,	Sarta de varillas, % de cada diámetro									
					#	pg	lb/pie	pg/lb - pie E _r	F _c	1 ¼	1 ½	1	7/8	¾
109	2,75	3,930	0,371	1,051		29,4	70,6							
109	3,25	3,971	0,367	1,057		34,2	65,8							
109	3,75	4,020	0,363	1,063		39,9	60,1							
109	4,75	4,120	0,354	1,066		51,5	48,5							

Fuente: Brown, 1980

ANEXO 2
TABLAS DE DATOS DEL CÁLCULO DE N Y S DE CADA POZO APLICANDO LA METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

Longitud de carrera y velocidad de bombeo propuestas para tasa de producción		
PACOA 001		
N	Q	S
24	3,126	45,62
23	3,160	48,12
22	3,188	50,75
21	3,219	53,69
20	3,247	56,86
19	3,276	60,39

Elaborado: Carreño, 2020

Longitud de carrera y velocidad de bombeo propuestas para tasa de producción		
PACOA 005		
S	Q	N
34	6,310	65,00
42	6,355	52,99
48	6,380	46,55
54	6,400	41,51
64	6,423	35,15
74	6,442	30,49

Elaborado: Carreño, 2020

Longitud de carrera y velocidad de bombeo propuestas para tasa de producción		
PACOA 009		
S	Q	N
34	7,31	75,30
42	7,46	62,21
48	7,54	55,03
54	7,61	49,37
64	7,71	42,17
74	7,78	36,81
84	7,84	32,67

Elaborado: Carreño, 2020

Longitud de carrera y velocidad de bombeo propuestas para tasa de producción		
PACOA 010		
S	Q	N
34	8,250	84,98
42	8,325	69,42
48	8,360	61,00
54	8,391	54,42
64	8,426	46,11
74	8,455	40,02
84	8,478	35,35

Elaborado: Carreño, 2020

Longitud de carrera y velocidad de bombeo propuestas para tasa de producción		
PACOA 012		
S	Q	N
34	6,008	61,89
42	6,033	50,31
48	6,045	44,11
54	6,055	39,27
65	6,069	32,70
74	6,079	28,77
84	6,088	25,38

Elaborado: Carreño, 2020

Longitud de carrera y velocidad de bombeo propuestas para tasa de producción		
PACOA 022		
S	Q	N
34	2,597	26,75
42	2,601	21,69
48	2,603	18,99
54	2,605	16,89
64	2,608	14,27
74	2,611	12,36
84	2,613	10,89

Elaborado: Carreño, 2020

Longitud de carrera y velocidad de bombeo propuestas para tasa de producción		
PACOA 024		
S	Q	N
34	1,738	17,90
42	1,740	14,51
48	1,741	12,71
54	1,743	11,30
64	1,744	9,54
74	1,745	8,26
84	1,747	7,28

Elaborado: Carreño, 2020

Longitud de carrera y velocidad de bombeo propuestas para tasa de producción		
PACOA 031		
S	Q	N
34	2,248	23,15
42	2,250	18,76
48	2,251	16,42
54	2,251	14,60
64	2,253	12,33
74	2,253	10,66
84	2,254	9,40

Elaborado: Carreño, 2020

Longitud de carrera y velocidad de bombeo propuestas para tasa de producción		
PACOA 034		
S	Q	N
34	1,934	19,92
42	1,936	16,15
48	1,937	14,14
54	1,938	12,57
64	1,939	10,61
74	1,941	9,19
84	1,942	8,10

Elaborado: Carreño, 2020

Longitud de carrera y velocidad de bombeo propuestas para tasa de producción		
PACOA 036		
S	Q	N
34	3,919	40,37
42	3,941	32,86
48	3,951	28,83
54	3,960	25,68
64	3,971	21,73
74	3,982	18,85
84	3,990	16,63

Elaborado: Carreño, 2020

ANEXO 3
ESQUEMA COMPILADO DE OPCIONES PARA DIFERENTES PARÁMETROS DE OPERACIÓN

DATOS DE DISEÑO PARA SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO				
Profundidad de Asentamiento de la Bomba [pies]	Diámetro del émbolo [pg]	Diámetro de la tubería de producción [pg]	Tamaño de varillas [pg]	Velocidad de bombeo [spm]
(a) Unidad de tamaño 40 con 34 pg de longitud de carrera				
1 000 - 1 100	2 ³ / ₄	3	⁷ / ₈	24 - 19
1 100 - 1 250	2 ¹ / ₂	3	⁷ / ₈	24 - 19
1 250 - 1 650	2 ¹ / ₄	2 ¹ / ₂	³ / ₄	24 - 19
1 650 - 1 900	2	2 ¹ / ₂	³ / ₄	24 - 19
1 900 - 2 150	1 ³ / ₄	2 ¹ / ₂	³ / ₄	24 - 19
2 150 - 3 000	1 ¹ / ₂	2	⁵ / ₈ - ³ / ₄	24 - 19
3 000 - 3 700	1 ¹ / ₄	2	⁵ / ₈ - ³ / ₅	22 - 18
3 700 - 4 000	1	2	⁵ / ₈ - ³ / ₈	21 - 18
(b) Unidad de tamaño 57 con 42 pg de longitud de carrera				
1 150 - 1 300	2 ³ / ₄	3	⁷ / ₈	24 - 19
1 300 - 1 450	2 ¹ / ₂	3	⁷ / ₈	24 - 19
1 450 - 1 850	2 ¹ / ₄	2 ¹ / ₂	³ / ₄	24 - 19
1 850 - 2 200	2	2 ¹ / ₂	³ / ₄	24 - 19
2 200 - 2 500	1 ³ / ₄	2 ¹ / ₂	³ / ₄	24 - 19
2 500 - 3 400	1 ¹ / ₂	2	⁵ / ₈ - ³ / ₄	23 - 18
3 400 - 4 200	1 ¹ / ₄	2	⁵ / ₈ - ³ / ₅	22 - 17
4 200 - 5 000	1	2	⁵ / ₈ - ³ / ₈	21 - 17
(c) Unidad de tamaño 80 con 48 pg de longitud de carrera				
1 400 - 1 500	2 ³ / ₄	3	⁷ / ₈	24 - 19
1 550 - 1 700	2 ¹ / ₂	3	⁷ / ₈	24 - 19
1 700 - 2 200	2 ¹ / ₄	2 ¹ / ₂	³ / ₄	24 - 19
2 200 - 2 600	2	2 ¹ / ₂	³ / ₄	24 - 19
2 600 - 3 000	1 ³ / ₄	2 ¹ / ₂	³ / ₄	23 - 18
3 000 - 4 100	1 ¹ / ₂	2	⁵ / ₈ - ³ / ₄	23 - 19
4 100 - 5 000	1 ¹ / ₄	2	⁵ / ₈ - ³ / ₅	21 - 17
5 000 - 6 000	1	2	⁵ / ₈ - ³ / ₈	19 - 17
(d) Unidad de tamaño 114 con 54 pg de longitud de carrera				
1 700 - 1 900	2 ³ / ₄	3	⁷ / ₈	24 - 19
1 900 - 2 100	2 ¹ / ₂	3	⁷ / ₈	24 - 19
2 100 - 2 700	2 ¹ / ₄	2 ¹ / ₂	³ / ₄	24 - 19
2 700 - 3 300	2	2 ¹ / ₂	³ / ₄	23 - 18

DATOS DE DISEÑO PARA SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO				
Profundidad de Asentamiento de la Bomba [pies]	Diámetro del émbolo [pg]	Diámetro de la tubería de producción [pg]	Tamaño de varillas [pg]	Velocidad de bombeo [spm]
3 300 - 3 900	1 $\frac{3}{4}$	2 $\frac{1}{2}$	$\frac{3}{4}$	22 - 17
3 900 - 5 100	1 $\frac{1}{2}$	2	$\frac{5}{8}$ - $\frac{3}{4}$	21 - 17
5 100 - 6 300	1 $\frac{1}{4}$	2	$\frac{5}{8}$ - $\frac{3}{5}$	19 - 16
6 300 - 7 000	1	2	$\frac{5}{8}$ - $\frac{3}{8}$	17 - 16
(e) Unidad de tamaño 160 con 64 pg de longitud de carrera				
2 000 - 2 200	2 $\frac{3}{4}$	3	$\frac{7}{8}$	24 - 19
2 200 - 2 400	2 $\frac{1}{2}$	3	$\frac{7}{8}$	24 - 19
2 400 - 3 000	2 $\frac{1}{4}$	2 $\frac{1}{2}$	$\frac{3}{4}$	24 - 19
3 000 - 3 600	2	2 $\frac{1}{2}$	$\frac{3}{4}$	23 - 18
3 600 - 4 200	1 $\frac{3}{4}$	2 $\frac{1}{2}$	$\frac{3}{4}$	22 - 17
4 200 - 5 400	1 $\frac{1}{2}$	2	$\frac{5}{8}$ - $\frac{3}{4}$	21 - 17
5 400 - 6 700	1 $\frac{1}{4}$	2	$\frac{5}{8}$ - $\frac{3}{5}$	19 - 15
6 700 - 7 700	1	2	$\frac{5}{8}$ - $\frac{3}{8}$	17 - 15
(f) Unidad de tamaño 228 con 74 pg de longitud de carrera				
2 400 - 2 600	2 $\frac{3}{4}$	3	$\frac{7}{8}$	24 - 20
2 600 - 3 000	2 $\frac{1}{2}$	3	$\frac{7}{8}$	23 - 18
3 000 - 3 700	2 $\frac{1}{4}$	2 $\frac{1}{2}$	$\frac{3}{4}$	22 - 17
3 700 - 4 500	2	2 $\frac{1}{2}$	$\frac{3}{4}$	21 - 16
4 500 - 5 200	1 $\frac{3}{4}$	2 $\frac{1}{2}$	$\frac{3}{4}$	19 - 15
5 200 - 6 800	1 $\frac{1}{2}$	2	$\frac{5}{8}$ - $\frac{3}{4}$	18 - 14
6 800 - 8 000	1 $\frac{1}{4}$	2	$\frac{5}{8}$ - $\frac{3}{5}$	16 - 13
8 000 - 8 500	1	2	$\frac{5}{8}$ - $\frac{3}{8}$	14 - 13
(g) Unidad de tamaño 320 con 84 pg de longitud de carrera				
2 800 - 3 200	2 $\frac{3}{4}$	3	$\frac{7}{8}$	23 - 18
3 200 - 3 600	2 $\frac{1}{2}$	3	$\frac{7}{8}$	21 - 17
3 600 - 4 100	2 $\frac{1}{4}$	2 $\frac{1}{2}$	$\frac{3}{4}$	21 - 17
4 100 - 4 800	2	2 $\frac{1}{2}$	$\frac{3}{4}$	20 - 16
4 800 - 5 600	1 $\frac{3}{4}$	2 $\frac{1}{2}$	$\frac{3}{4}$	19 - 16
5 600 - 6 700	1 $\frac{1}{2}$	2	$\frac{5}{8}$ - $\frac{3}{4}$	18 - 15
6 700 - 8 000	1 $\frac{1}{4}$	2	$\frac{5}{8}$ - $\frac{3}{5}$	17 - 13
8 000 - 9 500	1	2	$\frac{5}{8}$ - $\frac{3}{8}$	14 - 11
(h) Unidad de tamaño 640 con 144 pg de longitud de carrera				
3 200 - 3 500	2 $\frac{3}{4}$	3	$\frac{7}{8}$	18 - 14
3 500 - 4 000	2 $\frac{1}{2}$	3	$\frac{7}{8}$	17 - 13
4 000 - 4 700	2 $\frac{1}{4}$	2 $\frac{1}{2}$	$\frac{3}{4}$	16 - 13

DATOS DE DISEÑO PARA SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO				
Profundidad de Asentamiento de la Bomba [pies]	Diámetro del émbolo [pg]	Diámetro de la tubería de producción [pg]	Tamaño de varillas [pg]	Velocidad de bombeo [spm]
4 700 - 5 700	2	2 ½	¾	15 - 12
5 700 - 6 600	1 ¾	2 ½	¾	14 - 12
6 600 - 8 000	1 ½	2	⅝ - ¾	14 - 11
8 000 - 9 600	1 ¼	2	⅝ - ⅔	13 - 10
9 600 – 11 000	1	2	⅝ - ⅔	12 - 10

Fuente: Guo, Boyun & Liu, Xinghui & Tan, Xuehao, 2017