

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
COMBINADO BOMBEO MECÁNICO E HIDRÁULICO PARA LA OBTENCIÓN DE
INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO POR MEDIO DE REGISTROS DE
PRODUCCIÓN EN UN POZO EN CAMPO PROVINCIA.

JAVIER ANDRÉS PORRAS TIRADO
JUAN FELIPE SUAREZ MEDINA

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2016

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
COMBINADO BOMBEO MECÁNICO E HIDRÁULICO PARA LA OBTENCIÓN DE
INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO POR MEDIO DE REGISTROS DE
PRODUCCIÓN EN UN POZO EN CAMPO PROVINCIA.

JAVIER ANDRÉS PORRAS TIRADO
JUAN FELIPE SUAREZ MEDINA

Proyecto integral de grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
ADRIÁN CARBONELL
Ingeniero de Petróleos

Asesor
JUAN CARLOS CASTRO ROJAS
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2016

Nota de aceptación:

Ingeniero Juan Carlos Castro Rojas
Orientador del proyecto

Ingeniero Iván Eduardo Peñaloza Cristancho
Jurado

Ingeniero Jaime Fernando Amariz Ortiz
Jurado

Bogotá D.C., 06 de Julio de 2016

DIRECTIVAS FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano General Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería de Petróleos (E)

Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

Se autoriza a los usuarios interesados para consultar y reproducir parcial o totalmente este trabajo de grado, con fines académicos y de investigación, siempre y cuando, se haga la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y sus autores.

Este gran logro se lo dedico a mis padres. A mi mamá Yolima, quien es la luz de mis ojos. A mi papá Francisco, quien es mi ejemplo a seguir tanto en mi vida profesional, como en mi vida personal.

A Dios, gracias por darme salud y vida para cumplir este logro y por rodearme de personas tan especiales durante toda mi vida. A mis hermanas Marra y Nana que me han escuchado y ayudado para salir adelante, muchas gracias. A los demás familiares y en especial mi Tío Rodrigo, muchas gracias porque siempre que he necesitado ayuda no me ha faltado. A todos mis compañeros y amigos con los que compartí durante esta etapa de mi vida, gracias por ayudarme a cumplir este gran sueño. A Catalina Contreras, gracias por acompañarme y apoyarme en mis decisiones. A todos muchas gracias por el apoyo que me dieron para cumplir mi sueño de ser ingeniero.

Javier Andrés Porras Jirado.

Al Dios por permitirme cumplir esta meta, por darme salud y sabiduría y por siempre rodearme de las mejores personas.

Al mi mamá por brindarme cada día un consejo, su cariño, su apoyo incondicional, su dedicación, por guiarme por el camino del bien y por compartir siempre sus experiencias de vida. Gracias mamá y sabes que siempre te he querido mucho y te amo.

Al mi papá por su esfuerzo y apoyo incondicional durante toda mi vida para que llegara y fuera alguien en la vida.

Al mi hermana, mi amiga fiel durante toda mi vida, gracias por sus consejos, por su apoyo incondicional, por motivarme y por ser un ejemplo a seguir siempre.

Al mi abuela Beatriz, quien es un ángel que desde el cielo me cuida y me protege, y guía mis pasos por el camino correcto. Al resto de mis familiares por su cariño y apoyo.

Al mis amigos y compañeros, por compartir momentos inolvidables, por su apoyo y su amistad a lo largo de esta gran etapa de mi vida.

Muchas gracias.

Juan Felipe Suarez Medina.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A nuestras familias, por brindarnos su apoyo incondicional, por motivarnos constantemente, por sus consejos, por ser pacientes y darnos la oportunidad de alcanzar la que probablemente sea, una de las metas más importantes de nuestras vidas.

A nuestros compañeros y amigos, por brindarnos su colaboración, compañía, apoyo y motivación durante el desarrollo del proyecto y los años de estudio.

A A.I.P S.A.S (Asesoría en Ingeniería de Petróleos), por brindarnos la oportunidad de desarrollar el proyecto con el cual obtendremos nuestro título profesional y por poner a nuestra disposición los recursos económicos, técnicos y humanos que permitieron culminarlo a feliz término.

A los Ingenieros de Petróleos: Adrián Carbonell, Ingeniero de Operaciones II de A.I.P S.A.S y director del proyecto, y Juan Mario Aguas, Gerente General de A.I.P S.A.S, por su paciencia, orientación, dedicación, apoyo, conocimiento y aportes durante todo el proceso.

A los Ingenieros: Wilson Alcaciega, Ingeniero de Petróleos y Coordinador de Operaciones de Sertecpet Colombia S.A., y Eduard Domínguez, Ingeniero Mecánico de Sertecpet Colombia S.A., por su orientación, tiempo, conocimientos y aportes.

A Juan Carlos Castro, Ingeniero de Petróleos y orientador del proyecto, por el tiempo y energía que dedicó a guiarnos en nuestro proyecto de grado, por compartir sus conocimientos y experiencias profesionales durante todo el proceso, por sus oportunos consejos y colaboración.

A la Universidad de América, por brindarnos la formación y herramientas necesarias para llevar a cabo este proyecto y para afrontar nuestro futuro profesional como Ingenieros de Petróleos íntegros.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	26
OBJETIVOS	27
1. GENERALIDADES DEL CAMPO PROVINCIA	28
1.1 UBICACIÓN	28
1.2 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO PROVINCIA	30
1.3 INFORMACIÓN GEOLÓGICA Y DE YACIMIENTOS	30
1.3.1 Estructura	30
1.3.2 Estratigrafía	32
1.3.2.1 Formación Girón	33
1.3.2.2 Formación Tambor	33
1.3.2.3 Formación Rosablanca	33
1.3.2.4 Formación Paja	33
1.3.2.5 Formación Tablazo	34
1.3.2.6 Formación Simití	34
1.3.2.7 Formación La Luna	34
1.3.2.8 Formación Umir	35
1.3.2.9 Formación Lisama	35
1.3.2.10 Formación La Paz	35
1.3.2.11 Formación Esmeralda	35
1.3.2.12 Formación Mugrosa	36
1.3.2.13 Formación Colorado	36
1.3.2.14 Grupo Real	36
1.3.3 Características del yacimiento	36
1.3.4 Geología del petróleo, Cuenca Valle Medio del Magdalena	37
1.3.4.1 Roca generadora	37
1.3.4.2 Roca reservorio	37
1.3.4.3 Roca sello	38
1.3.4.4 Trampa	38
1.3.4.5 Roca de sobrecarga	38
1.3.4.6 Sistemas petrolíferos	38
1.3.4.7 Migración	38
1.3.5 Historia de producción del Campo Provincia	39
1.3.5.1 Mecanismos de producción	39
1.3.5.2 Tiempo de producción	39
1.3.5.3 Numero de pozos	39
1.3.5.4 Producción acumulada	40

2. HERRAMIENTA DE REGISTROS DE PRODUCCIÓN PLT	41
2.1 TIPOS DE REGISTROS	41
2.1.1 Registros Rayos Gamma	41
2.1.2 Registros CCL	42
2.1.3 Medidores de Tasa de Flujo (Flowmeters)	42
2.1.4 Registros de Capacitancia	43
2.1.5 Registros de Temperatura	44
2.1.6 Registros de Presión	45
2.1.7 Registros de Cementación	46
3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO	48
3.1 BOMBEO MECÁNICO	48
3.1.1 Equipo	48
3.1.1.1 Equipo de superficie	49
3.1.1.2 Equipo de subsuelo	51
3.1.2 Ciclo de bombeo	57
3.1.3 Ventajas, desventajas y limitaciones	57
3.1.4 Tipos de unidades de bombeo	59
3.1.4.1 Unidades convencionales. Clase 1	60
3.1.4.2 Unidades balanceadas por aire. Clase 3	60
3.1.4.3 Unidades unitorque Mark 2. Clase 3	62
3.2 BOMBEO HIDRÁULICO	63
3.2.1 Equipo	64
3.2.1.1 Equipo de superficie	64
3.2.1.2 Equipo de subsuelo	66
3.2.2 Sistemas de inyección de fluido motriz	67
3.2.2.1 Sistema de inyección de fluido motriz abierto	68
3.2.2.2 Sistema de inyección de fluido motriz cerrado	69
3.2.3 Ventajas, desventajas y limitaciones	70
3.2.4 Tipos de completaciones	71
3.2.4.1 Bomba libre	71
3.2.4.2 Bomba fija	72
3.2.5 Bombeo hidráulico tipo jet	73
3.2.5.1 Funcionamiento	75
3.2.5.2 Ventajas, desventajas y limitaciones	75
3.2.5.3 Tipos de bomba jet	76
3.2.5.4 Bomba jet de A.I.P S.A.S.	78
4. DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO COMBINADO BOMBEO MECÁNICO E HIDRÁULICO	81
4.1 DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	81
4.1.1 Procedimiento manual para el diseño del sistema de Bombeo Hidráulico Jet	81
4.1.1.1 Descripción del modelo de Petrie et. al	82

4.1.1.2 Ecuaciones del modelo de Petrie et. al	82
4.1.1.3 Aplicación del modelo de Petrie et. al	87
4.1.2 Descripción del programa computacional para el diseño del sistema de Bombeo Hidráulico Jet	95
4.1.2.1 Datos de entrada requeridos para el diseño	96
4.1.2.2 Desarrollo paso a paso del diseño	96
4.1.3 Estado mecánico del Pozo Santos 106 con bombeo hidráulico	115
4.2 DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO	117
5. ANÁLISIS NODAL	122
5.1 CONCEPTO DE ANÁLISIS NODAL	122
5.2 COMPONENTES DEL ANÁLISIS NODAL	123
5.3 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA	125
5.4 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE FORMACIONES PRODUCTORAS	133
5.4.1 Flujo no continuo o transitorio	133
5.4.2 Flujo continuo o estacionario	133
5.4.3 Flujo semicontinuo	134
5.4.4 Curvas de comportamiento de afluencia (IPR)	135
5.4.4.1 Índice de productividad	136
5.4.4.2 Trabajo de Vogel	137
5.5 DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO MANUAL DE ANÁLISIS NODAL	139
5.5.1 Selección del nodo	139
5.5.2 Construir la curva IPR	139
5.5.3 Construir la curva VLP	139
5.5.4 Relación de las curvas IPR y VLP	139
5.6 DESCRIPCIÓN DE LOS PROGRAMAS COMPUTACIONALES DE ANÁLISIS NODAL	140
5.6.1 Análisis nodal del pozo con bombeo mecánico	140
5.6.1.1 Aplicación del programa de análisis nodal	140
5.6.2 Análisis nodal del pozo con bombeo hidráulico	147
5.6.2.1 Aplicación del programa de análisis nodal	148
5.6.3 Análisis de las simulaciones nodales	150
5.6.3.1 Análisis de la curva IPR del pozo	150
5.6.3.2 Análisis nodal del pozo con bombeo mecánico	151
5.6.3.3 Análisis nodal del pozo con bombeo hidráulico	152
5.6.3.4 Análisis comparativo	153
6. ESTADOS MECÁNICOS DEL POZO SANTOS 106	155
6.1 ESTADO MECÁNICO DEL POZO SANTOS 106 CON EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO COMBINADO	155
6.2 ESTADO MECÁNICO DEL POZO SANTOS 106 CON EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO COMBINADO USANDO LA HERRAMIENTA PLT	157

7. EVALUACIÓN FINANCIERA	159
7.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN (CAPEX)	159
7.2 ANÁLISIS DE COSTOS (OPEX)	160
7.3 EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO	161
7.3.1 Margen de rentabilidad del proyecto	161
7.4 CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	161
8. CONCLUSIONES	163
9. RECOMENDACIONES	165
BIBLIOGRAFÍA	166
ANEXOS	168

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Gasto de la boquilla, Diseño Bomba Jet	82
Ecuación 2. Relación adimensional de área, Diseño Bomba Jet	83
Ecuación 3. Relación adimensional de flujo másico, Diseño Bomba Jet	83
Ecuación 4. Relación adimensional de presión, Diseño Bomba Jet	84
Ecuación 5. Eficiencia de la bomba, Diseño Bomba Jet	84
Ecuación 6. Área de cavitación, Diseño Bomba Jet	85
Ecuación 7. Corrección por gas para la relación adimensional de flujo másico, Diseño Bomba Jet	86
Ecuación 8. Área adicional requerida para el paso de gas, Diseño Bomba Jet	86
Ecuación 9. Área mínima para evitar cavitación corregida por presencia por gas, Diseño Bomba Jet	87
Ecuación 10. Gradiente de succión de la garganta, Diseño Bomba Jet	87
Ecuación 11. Presión en la boquilla, Diseño Bomba Jet	88
Ecuación 12. Presión de fricción del fluido de potencia, Diseño Bomba Jet	88
Ecuación 13. Gasto total de retorno, Diseño Bomba Jet	89
Ecuación 14. Gradiente del gasto de retorno, Diseño Bomba Jet	90
Ecuación 15. Corte de agua del fluido de retorno, Fluido de potencia aceite	90
Ecuación 16. Corte de agua del fluido de retorno, Fluido de potencia agua	91
Ecuación 17. Relación gas líquido del flujo de retorno, Diseño Bomba Jet	91
Ecuación 18. Viscosidad del fluido de retorno, Diseño Bomba Jet	91
Ecuación 19. Gasto de succión nuevo, Diseño Bomba Jet	94
Ecuación 20. Gasto límite de cavitación, Diseño Bomba Jet	94
Ecuación 21. Tamaño de garganta, Diseño Bomba Jet	95
Ecuación 22. Potencia hidráulica bomba triplex, Diseño Bomba Jet	95
Ecuación 23. Correlación De Ghetto para Pb	101
Ecuación 24. Correlación De Ghetto para Rs	103
Ecuación 25. Gravedad del gas corregida, Correlación De Ghetto para Rs	103
Ecuación 26. Correlación de Lee para μ_g	104
Ecuación 27. Constante K, Correlación de Lee	105
Ecuación 28. Constante X, Correlación de Lee	105
Ecuación 29. Constante Y, Correlación de Lee	105
Ecuación 30. Densidad del gas, Correlación de Lee	105
Ecuación 31. Correlación de Van Wingen para μ_w	106
Ecuación 32. Correlación de Beggs y Robinson para μ_{ob}	106
Ecuación 33. Constante a, Correlación de Beggs y Robinson	107
Ecuación 34. Constante b, Correlación de Beggs y Robinson	107
Ecuación 35. Viscosidad del petróleo muerto, Correlación de Beggs y Robinson	107
Ecuación 36. Balance de energía, Análisis Nodal	125

Ecuación 37. Caída de presión en el yacimiento, Análisis Nodal	126
Ecuación 38. Caída de presión en la completación, Análisis Nodal	126
Ecuación 39. Caída de presión en el pozo, Análisis Nodal	127
Ecuación 40. Caída de presión en la línea de flujo, Análisis Nodal	127
Ecuación 41. Presión de entrada al nodo, Nodo en el fondo del pozo	129
Ecuación 42. Presión de salida del nodo, Nodo en el fondo del pozo	130
Ecuación 43. Presión de entrada al nodo, Nodo en el cabezal del pozo	130
Ecuación 44. Presión de salida del nodo, Nodo en el cabezal del pozo	131
Ecuación 45. Ecuación de Darcy para flujo continuo	134
Ecuación 46. Ecuación de Darcy para flujo semicontinuo	135
Ecuación 47. Índice de productividad para flujo continuo	136
Ecuación 48. Índice de productividad para flujo semicontinuo	137
Ecuación 49. Vogel para yacimientos saturados y flujo bifásico	138
Ecuación 50. Vogel para yacimientos subsaturados y flujo bifásico	138

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación Campo Provincia, Cuenca Valle Medio del Magdalena, Colombia	29
Figura 2. Estructura del área de Provincia	31
Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Valle Medio del Magdalena	32
Figura 4. Carta de eventos, Cuenca del Valle Medio del Magdalena	39
Figura 5. Tipos de medidores de Tasa de Flujo (Flowmeters)	43
Figura 6. Registros de Capacitancia	44
Figura 7. Registro de Temperatura	45
Figura 8. Gradiente de presión. Registro de Presión	46
Figura 9. Registro de Cementación	47
Figura 10. Instalación típica del Bombeo Mecánico	49
Figura 11. Equipo de superficie, Bombeo Mecánico	51
Figura 12. Bomba de subsuelo, Bombeo Mecánico	52
Figura 13. Bomba de tubería de producción	55
Figura 14. Bomba insertable o de varillas	56
Figura 15. Ciclo de bombeo, Bombeo Mecánico	58
Figura 16. Unidad de bombeo convencional, Bombeo Mecánico	60
Figura 17. Unidad balanceada por aire, Bombeo Mecánico	62
Figura 18. Unidad Unitorque Mark 2, Bombeo Mecánico	63
Figura 19. Instalación típica del sistema de Bombeo Hidráulico	65
Figura 20. Sistema de inyección de fluido motriz abierto, Bombeo Hidráulico	69
Figura 21. Sistema de inyección de fluido motriz cerrado, Bombeo Hidráulico	70
Figura 22. Instalación y desinstalación de la bomba hidráulica con completación de bomba libre, Bombeo Mecánico	73
Figura 23. Esquema de la bomba jet, Bombeo Hidráulico	74
Figura 24. Tipos de bomba jet, Bombeo Hidráulico	78
Figura 25. Bomba jet usando la herramienta de registros de producción PLT	79
Figura 26. Bomba jet de A.I.P S.A.S con tapón (plug)	80
Figura 27. Pozo y flujo, Programa SYAL	97
Figura 28. Características del pozo, Programa SYAL	97
Figura 29. Continuación, características del pozo, Programa SYAL	98
Figura 30. Sección PVT, datos del reservorio, Programa SYAL	99
Figura 31. Continuación sección PVT, datos del reservorio, Programa SYAL	99
Figura 32. Propiedades PVT de los fluidos, Programa SYAL	100
Figura 33. Análisis PVT, Programa SYAL	100
Figura 34. Selección de reportes de resultados, Programa SYAL	101
Figura 35. Análisis mecánico del pozo, Programa SYAL	109
Figura 36. Trayectoria del pozo, Programa SYAL	109

Figura 37. Intervalos de disparo, Programa SYAL	110
Figura 38. Ensamblaje de fondo, Programa SYAL	110
Figura 39. Componentes del pozo, Programa SYAL	111
Figura 40. Reportes, Programa SYAL	111
Figura 41. Calculo y ajuste IPR, Programa SYAL	112
Figura 42. Resultados IPR, Programa SYAL	112
Figura 43. Diseño hidráulico jet, Programa SYAL	113
Figura 44. Continuación diseño hidráulico jet, Programa SYAL	113
Figura 45. Estado mecánico del Pozo Santos 106 con bombeo hidráulico jet diseñado	116
Figura 46. Estado mecánico del Pozo Santos 106 con el sistema de levantamiento actual	118
Figura 47. Estado mecánico del Pozo Santos 106 con el sistema de bombeo mecánico del sistema de levantamiento combinado	121
Figura 48. Localización de nodos en el pozo, Análisis Nodal	124
Figura 49. Ubicación del nodo en el fondo del pozo, Análisis Nodal	128
Figura 50. Ubicación del nodo en la cabeza del pozo, Análisis Nodal	129
Figura 51. Relación de curvas IPR y VLP en el fondo del pozo	139
Figura 52. Ventana inicial del programa de análisis nodal PIPESIM	142
Figura 53. Sección de características del pozo, Programa PIPESIM	142
Figura 54. Datos de tubería y revestimiento del pozo, Programa PIPESIM	143
Figura 55. Elementos dentro del pozo, Programa PIPESIM	143
Figura 56. Tipo de bomba cargada en el simulador, Programa PIPESIM	144
Figura 57. Curva del índice de productividad, Programa PIPESIM	144
Figura 58. Propiedades del fluido, Programa PIPESIM	145
Figura 59. Esquema del completamiento del Pozo Santos 106 con bombeo mecánico, Programa PIPESIM	145
Figura 60. Información requerida para realizar el análisis nodal, Programa PIPESIM	146
Figura 61. Estado mecánico del Pozo Santos 106 con el sistema de levantamiento combinado	156
Figura 62. Estado mecánico del Pozo Santos 106 con el sistema de levantamiento combinado usando la herramienta PLT	158

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción acumulada de agua y petróleo del Campo Provincia	40
Gráfica 2. Producción acumulada de gas y comportamiento del GOR del Campo Provincia	40
Gráfica 3. Comportamiento de la producción en instalación de BHJ	93
Gráfica 4. Curva de oferta y demanda del pozo, Análisis Nodal	132
Gráfica 5. Representación gráfica de las curvas de afluencia IPR	136
Gráfica 6. Gráfica de oferta y demanda de producción del pozo con sistema de bombeo mecánico	147
Gráfica 7. Curva IPR del Pozo Santos 106, Programa SYAL	149
Gráfica 8. Gráfica de oferta y demanda de producción del pozo con sistema de bombeo hidráulico jet	150
Gráfica 9. Curva IPR del Pozo Santos 106	151
Gráfica 10. Análisis nodal del Pozo Santos 106 con bombeo mecánico	152
Gráfica 11. Análisis nodal del Pozo Santos 106 con bombeo hidráulico	153
Gráfica 12. Comparación entre sistemas de levantamiento	154

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Características del yacimiento, Campo Provincia	37
Tabla 2. Datos de entrada, Programa SYAL	96
Tabla 3. Rangos de aplicabilidad y porcentaje de error, Correlación De Ghetto para Pb	102
Tabla 4. Rangos de aplicabilidad y porcentaje de error, Correlación De Ghetto para Rs	104
Tabla 5. Rangos de aplicabilidad y porcentaje de error, Correlación de Beggs y Robinson para μ_{ob}	108
Tabla 6. Tabla de resultados, Programa SYAL	114
Tabla 7. Nomenclatura boquilla y garganta, Bomba jet	115
Tabla 8. Descripción del estado mecánico del Pozo Santos 106 con el sistema de bombeo hidráulico	117
Tabla 9. Diseño de producción del sistema de levantamiento actual	119
Tabla 10. Composición de la sarta de varillas del sistema de levantamiento actual	119
Tabla 11. Diseño de producción del bombeo mecánico del sistema de levantamiento combinado	120
Tabla 12. Datos a cargar en el simulador	141
Tabla 13. Resultado análisis nodal del Pozo Santos 106, Programa SYAL	150
Tabla 14. Diseño del estado mecánico del pozo con el sistema de levantamiento combinado	157
Tabla 15. Costos de inversión de capital para la instalación de la bomba jet y la tubería de inyección de fluido motriz. (Cifras en USD)	160
Tabla 16. Costos equipo de workover para la instalación de la bomba jet. (Cifras en USD)	160
Tabla 17. Costos de la instalación de la línea de inyección del fluido motriz. (Cifras en USD)	161
Tabla 18. Margen de rentabilidad del proyecto. (Cifras en USD)	161

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Esquema mecánico del Pozo Santos 106	169
Anexo B. Cotización equipo de workover	170
Anexo C. Cotización tubería flexible para pozos productores	171

ABREVIATURAS

°F:	Grados Fahrenheit (Medida de temperatura).
ANH:	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
Bls:	Barriles.
BOPD:	Barriles de Aceite por Día.
BPD:	Barriles por día.
BSW:	Porcentaje agua y sedimento.
Fm:	Formación
ft:	Pies.
GOR:	Relación gas petróleo.
Hp:	Caballos de fuerza.
IPR:	Inflow Performance Relationships.
K:	Permeabilidad.
km:	Kilómetro.
km ² :	Kilómetro cuadrado.
Lpc:	Libra por pulgada cuadrada.
m ² :	Metros cuadrados.
MBls:	Miles de Barriles.
MBPD:	Miles de barriles por día.
MD:	Profundidad medida.
mm:	Milímetros.
MMcfd:	Millones de pies cúbicos de gas por día
MMSCFD:	Millones de pies cúbicos estándar día.
Pb:	Presión de burbuja.
PLT:	Production Logging Tool (Registros de Producción).
Psep:	Presión del separador.
Psi:	Pound square inch (libra por pulgada cuadrada).
PVT:	Presión, volumen y temperatura.
Pwf:	Presión de fondo fluyente.
Pwh:	Presión en cabeza de pozo.
Pws:	Presión estática del yacimiento.
STB:	Barriles estándar.
TVD:	True Vertical Depth (Profundidad verdadera).
USD:	Dólar estadounidense.
VLP:	Vertical Lift Performance.
Vs:	Versus.
WOC:	Contacto agua petróleo

GLOSARIO

ARENISCA: rocas sedimentaria consolidada, cuya textura es detrítica, sus granos poseen un diámetro entre 0.062 a 2 mm y se trata de arenas cementadas en una matriz que, aunque puede ser de naturaleza muy variada, es generalmente silícea además se distingue por contener cuarzo, feldespato y otros fragmentos de minerales.

BUZAMIENTO: ángulo que forma la superficie de un estrato con la horizontal, medido en el plano que contiene la línea de máxima pendiente.

CALIZA: roca sedimentaria carbonatada, cuya textura es densa afanítica donde los granos varían de finos a gruesos, su composición generalmente contiene en más de un 50% calcita y en ocasiones pequeñas cantidades de arcilla, hematita, siderita, cuarzo, aragonita, óxido de hierro, entre otros.

CAMPO: área consistente de uno o múltiples yacimientos, todos ellos agrupados o relacionados de acuerdo a los mismos aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratigráficas.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es la sucesión vertical de rocas sedimentarias existentes en una determinada área.

CONCORDANTE: relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas en las que existe paralelismo entre los materiales infra y suprayacentes.

CONTACTO DISCORDANTE: secuencias que presentan interrupción en la depositación y se presenta un hiato (tiempo geológico durante el cual no hay sedimentos o estratos) entre las dos unidades y que representa el contacto.

CUENCA: receptáculo donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común.

DENSIDAD API: medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado a partir de su densidad relativa, se expresa en grados

DEPOSITACIÓN: proceso geológico por el cual el material se agrega a un accidente geográfico o masa de tierra.

EOCENO: segunda época del periodo Paleógeno, que abarca desde 53 hasta 33,7 millones de años.

ESPESOR: forma en capas horizontales de potencia uniforme generando estratos.

ESTRATIFICACIÓN CRUZADA: serie de planos de estratificación inclinados que guardan alguna relación con la dirección del flujo de la corriente, con el ángulo de apoyo del sedimento y con la proporción de provisión del mismo.

ESTRATIGRAFÍA: parte de la geología que estudia el origen, composición, distribución y sucesión de estratos rocosos.

FALLA NORMAL: es el resultado de los esfuerzos distensivos, en donde el plano de falla buza hacia el bloque hundido.

FALLA: superficie de ruptura de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial.

FLUVIAL: se refiere a todo aquello relacionado con ríos.

FORMACIÓN: unidad litoestratigráfica fundamental. Cuerpo de rocas identificado por sus características litológicas y su posición estratigráfica.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: aplicación especializada de la geología que estudia todos los aspectos relacionados con la formación de yacimientos petrolíferos y su prospección.

GOR: relación del volumen de gas que está disuelto en el aceite comparado con el volumen de aceite que lo contiene. Esta relación puede ser original (R_{si}) o instantánea (R_s).

GRUPO: unidad litoestratigráfica formal de rango inmediatamente superior al de una formación, que está conformada, en general, por una sucesión de dos o más formaciones asociadas contiguas con rasgos litológicos importantes en común.

INFRAYACENTE: indica que es un formación o unidad de roca que se encuentra cubierta por otra.

KERÓGENO: materia orgánica insoluble dispersa en las rocas sedimentarias que producen hidrocarburos cuando se somete a un proceso de destilación.

LIMOLITA: roca sedimentaria, cuya textura es clástica, por su grano fino, el tamaño de este se encuentra entre 1/16 y 1/256 mm y está compuesta tanto por material detrítico fino como minerales de las arcillas (clástico y/o diagenético) que forman parte del cemento.

LODOLITA: roca sedimentaria detrítica, cuya textura es clástica, el tamaño de sus granos varían entre 1/16 y 1/500 mm y está compuesta de partículas de arcilla, pero que carecen de la estructura estratificada que es característico de un esquisto. Es rica en feldespato, arenisca arkósica y conglomerado de guijarros de cuarzo.

LUTITA: roca sedimentaria detrítica, cuya textura es clástica, el tamaño de grano es menor a 1/256 y está compuesta por minerales de las arcillas, que son el producto de alteración de otros minerales como los feldespatos, o el producto de procesos diagenéticos.

MEANDRO: cada una de las curvas o revueltas que presentan algunas corrientes fluviales en su recorrido.

MIEMBRO: unidad litoestratigráfica de rango inferior a la formación y que siempre es parte de una formación.

MIOCENO: primera época del periodo Neógeno, que abarca desde 23,5 hasta hace 5,3 millones de años.

NEÓGENO: unidad del tiempo geológico que pertenece a la era Cenozoica, abarca un periodo de 23 millones de años.

NERÍTICO: describe el ambiente y las condiciones de la zona marina existente entre la marea baja y el borde de la plataforma continental con una profundidad de 656 ft.

OOLITO: granos esféricos de las rocas carbonatadas, cuya textura es no clástica, el tamaño es pequeño entre de 0,5 a 2 mm como promedio, cuyo centro (núcleo) es un fragmento y la envoltura (córTEX) está formado por un núcleo que puede ser cualquier corpúsculo detrítico sobre el cual han acrecido gránulos de concentrados de calcita (CaCO₃) microcristalina.

PALEOCENO: primera época del periodo Paleógeno, que se extiende desde 65 hasta hace 53 millones de años.

PETRÓLEO: mezcla de hidrocarburos compuesta de combinaciones de átomos de carbono e hidrógeno y que se encuentra en los espacios porosos de la roca. El petróleo crudo puede contener otros elementos de origen no metálico como azufre, oxígeno y nitrógeno, así como trazas de metales como constituyentes menores. Los compuestos que forman el petróleo pueden estar en estado gaseoso, líquido o sólido, dependiendo de su naturaleza y de las condiciones de presión y temperatura existentes.

PLIEGUE: deformación resultante de la flexión o torsión de rocas.

POROSIDAD: relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.

POZO: agujero, excavación o túnel vertical que perfora la tierra, hasta una profundidad suficiente para alcanzar lo que se busca, sea la reserva de agua subterránea o fluidos como el petróleo.

ROCA GENERADORA: una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, genera petróleo o gas. Normalmente son lutitas o calizas, que contienen un 1% de materia orgánica y al menos 0.5% de carbono orgánico total.

ROCA RESERVORIO: roca almacén, que debe poseer excelentes condiciones de porosidad y permeabilidad para permitir que el petróleo fluya libremente a través de ella. Las mejores rocas reservorios son las calizas fracturadas y las areniscas.

SISTEMA PETROLÍFERO: es un sistema geológico que abarca las rocas generadoras de hidrocarburos relacionadas e incluye a todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para la existencia de una acumulación de hidrocarburo.

SUPRAYACENTE: que se extiende por encima de una superficie.

TRAMPA: estructura geológica que hace posible la acumulación y concentración del petróleo, manteniéndolo atrapado y sin posibilidad de escapar de los poros de una roca permeable subterránea.

YACIMIENTO: cuerpo rocoso con características de porosidad, permeabilidad, temperatura, presión, etc., donde se encuentra acumulado un volumen de hidrocarburo.

RESUMEN

El presente trabajo de grado, permitió evaluar técnico financieramente un sistema de levantamiento combinado bombeo mecánico e hidráulico para un pozo, con el fin de obtener información del yacimiento por medio de la herramienta de registros de producción PLT en el Campo Provincia.

Primero se describieron las generalidades del Campo Provincia, posteriormente se explicaron de manera teórica, las características y funcionamiento de cada uno de los sistemas de levantamiento que componen el sistema combinado, además de la herramienta de registros de producción PLT.

Luego se diseñaron para el pozo en estudio, los sistemas de levantamiento (bombeo mecánico y bombeo hidráulico) que componen el sistema de levantamiento combinado, para que después fueran evaluados por medio de análisis nodal y conocer el comportamiento de cada uno en la producción del pozo.

Posteriormente se realizó la presentación del estado mecánico final del pozo, el cual incluye además del sistema de levantamiento combinado, la herramienta de registros de producción PLT, verificando de manera detallada que dicha herramienta lograra llegar hasta el fondo del pozo para realizar la corrida del registro de producción.

Finalmente se determinaron los costos de implementación y el margen de rentabilidad del proyecto

Palabras claves: Bombeo mecánico, bombeo hidráulico, registros producción, herramienta PLT, Campo Provincia.

INTRODUCCIÓN

El Campo Provincia, situado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el Municipio de Sabana de Torres, Departamento de Santander, es uno de los principales campos productores de gas del país, con una producción de 911 MMSCFD, sin embargo, muestra también una producción de crudo de alrededor de 206 MBPD.

Los pozos del Campo Provincia a lo largo del tiempo, han sido producidos por medio de diferentes sistemas de levantamiento artificial, como son: Gas Lift, Bombeo Mecánico y Cavidades progresivas. Como mecanismo de control en el comportamiento de los parámetros de producción del yacimiento, se requiere el uso de la herramienta de registros de producción PLT, la cual permite conocer parámetros en tiempo real tales como: caudal de agua, gas y petróleo, cambios en la presión y temperatura y problemas en la integridad del pozo.

En dicho campo se ha detectado, que en los pozos con bombeo mecánico, se dificulta la toma de los registros de producción, dadas las restricciones, tanto mecánicas como de flujo, inherentes al sistema de levantamiento artificial anteriormente mencionado, teniendo en cuenta, que la herramienta PLT requiere para su funcionamiento, de un flujo continuo y ser ubicada en fondo de pozo.

Este trabajo de grado evalúa técnico financieramente una alternativa de sistema de levantamiento combinado bombeo mecánico e hidráulico, que permite en su configuración, la instalación de la herramienta PLT en el fondo de pozo, asegurando la toma de datos de producción una vez entra en funcionamiento el sistema de bombeo hidráulico.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico financieramente un sistema de levantamiento combinado bombeo mecánico e hidráulico para la obtención de información del yacimiento por medio de registros de producción en un pozo en Campo Provincia.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir las generalidades del Campo Provincia.
- Describir las generalidades de la herramienta de registros de producción.
- Describir las características y el funcionamiento del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico y por bombeo hidráulico.
- Realizar el diseño del sistema de levantamiento combinado bombeo mecánico e hidráulico para un pozo por medio de modelo matemático.
- Realizar un análisis nodal del pozo con el sistema de levantamiento actual y con el sistema de levantamiento combinado bombeo mecánico e hidráulico con base en el diseño realizado.
- Comparar el análisis nodal del pozo con el sistema de levantamiento actual y con el sistema de levantamiento combinado bombeo mecánico e hidráulico.
- Presentar el estado mecánico del pozo con el sistema de levantamiento combinado bombeo mecánico e hidráulico incluyendo la herramienta de registros de producción.
- Determinar los costos de implementación y el margen de rentabilidad del proyecto.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO PROVINCIA

En este capítulo se presenta la ubicación, la historia, el marco geológico y la historia de producción del campo en estudio.

1.1 UBICACIÓN

El Campo Provincia se encuentra localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en su flanco oriental, entre los ríos Lebrija y Sogamoso, en el Municipio de Sabana de Torres, Departamento de Santander.

El Campo Provincia tiene una extensión de 11 km por 2 km de ancho para una área aproximada de 22 km², dentro de la cual, se encuentran las antiguas áreas de concesión, “El Limón” (actualmente área de Suerte), “El Roble” (actualmente área de Santos, Sabana y el Campo Bonanza) y “El Conchal” (actualmente área de Conde).¹

El Pozo Santos 106 se localiza en la parte oeste del Campo Provincia ubicado en el noreste de la Cuenca Valle Medio del Magdalena, la cual está situada en la parte oriental de Colombia y con base en el Mapa de Tierras de Colombia², abarca una extensión de 3´294,941.89 hectáreas. Limita hacia el oriente con la Cordillera Oriental y hacia el occidente con la Cordillera Central de los Andes.

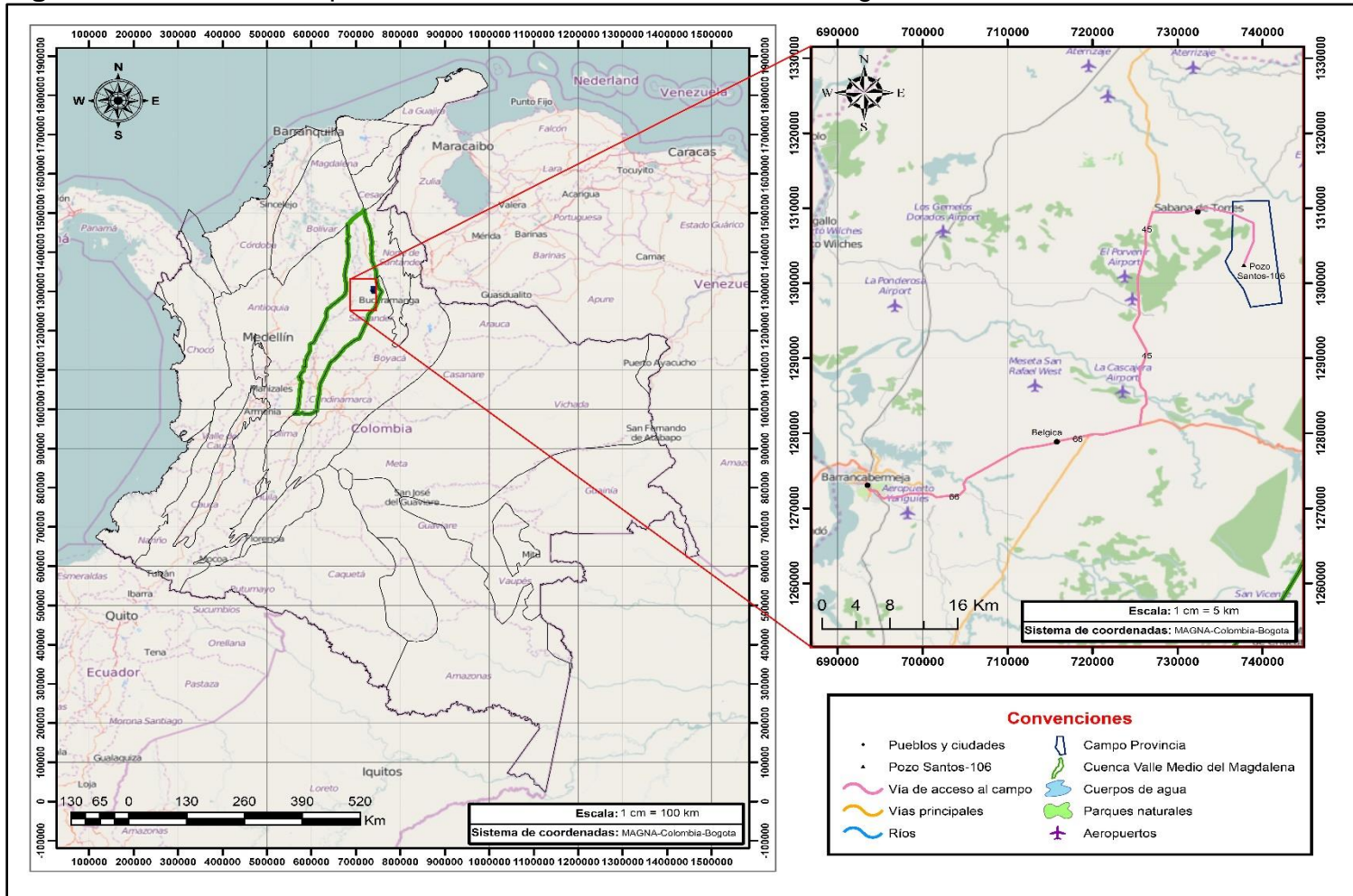
El Pozo Santos 106 del Campo Provincia, hace parte del Departamento de Santander, bajo la jurisdicción del Municipio Sabana de Torres y el acceso al pozo por vía terrestre partiendo desde Barrancabermeja es:

Se toma la ruta 66 en sentido oeste-este recorriendo aproximadamente 38 kilómetros pasando por el Municipio Bélgica hasta llegar a la ruta 45 (Troncal del Magdalena Medio), a partir de la cual, se desplaza alrededor de 31 kilómetros en una trayectoria hacia el norte hasta la entrada del Municipio Sabana de Torres, posteriormente se recorren 3 kilómetros en sentido este por medio de una vía secundaria pasando por Sabana de Torres hasta llegar al Campo Provincia, dentro del campo, se transitan 3 kilómetros hacia el sur hasta el Pozo Santos 106. Como se puede observar en la **Figura 1**.

¹ SÁNCHEZ PICÓN, Andrea Camila, *et al.* Selección de pozos para operaciones de Workover mediante análisis avanzados de producción en el Campo Provincia. [En Línea], Colombia. 2011. p. 18. [Consultado 10, Marzo 2016]. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/>.

² Agencia Nacional de Hidrocarburos. Selección y Entrega de Datos. Disponible en <http://www.anh.gov.co/Banco%20de%20informacion%20petrolera/EPIS/Paginas/Seleccion-de-datos.aspx>. [Con acceso el 26/03/2016]

Figura 1. Ubicación Campo Provincia, Cuenca Valle Medio del Magdalena, Colombia.



Fuente: ArcGIS for Desktop. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en: <http://www.esri.com>.

1.2 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO PROVINCIA

Fue en el año de 1955, cuando INTERCOL (International Petroleum Limited) inicio las perforaciones de los pozos en los terrenos del Valle del Magdalena Medio, a unos 100 km de Bucaramanga. Ese mismo año se firmaron con el gobierno Colombiano, tres contratos de concesión para la exploración y la producción del crudo en jurisdicción de los municipios de Sabana de Torres, Lebrija y Rionegro, en el Departamento de Santander. Dichas concesiones son conocidas como: “El Piñal”, “El Conchal” y “El Roble” que comprendían 46.902, 37.034 y 49.999 hectáreas respectivamente. El Campo Provincia, también lo conformaban el contrato de asociación llamado “Sabana”.

El 10 de noviembre de 1962, se declara como la fecha inicial para el periodo de producción de las dos concesiones “El Roble y El Conchal”. Así mismo se fija la fecha de expiración de estos contratos para el día 9 de noviembre de 1992 y para el Contrato de Asociación Sabana el 9 de noviembre de 1993.

Las primeras perforaciones a finales de los años cincuenta y principio de los setenta no fueron exitosas. Los pozos Provincia-1 y Rosa-1 resultaron secos. En 1960 INTERCOL asociada con la Compañía Sinclair de Colombia y la British Petroleum Company Limited, continuaron la exploración dando como resultado el hallazgo del pozo petrolero Santos-1. Los trabajos de perforación del Pozo Santos-1 se iniciaron el 6 de abril de 1960 y finalizaron el 4 de agosto del mismo año, con una producción inicial de 2500 barriles de petróleo por día (BOPD) y 10 millones de pies cúbicos de gas por día (MSCFD).

En esta primera fase exploratoria se perforaron 15 pozos, de los cuales 10 resultaron productores, procediendo a instalar las facilidades de superficie para el recibimiento y tratamiento del crudo y gas producido, dando origen de esta forma a las estaciones de recolección y tratamiento denominadas: Santos, Suerte y Bonanza.

Finalmente las áreas de concesión revirtieron a la nación el 10 de noviembre de 1992 Santos, Bonanza y Conde, y en abril de 1993 Suerte; tomando la administración de los mismos, La Empresa Colombiana de Petróleos “ECOPETROL S.A.”.

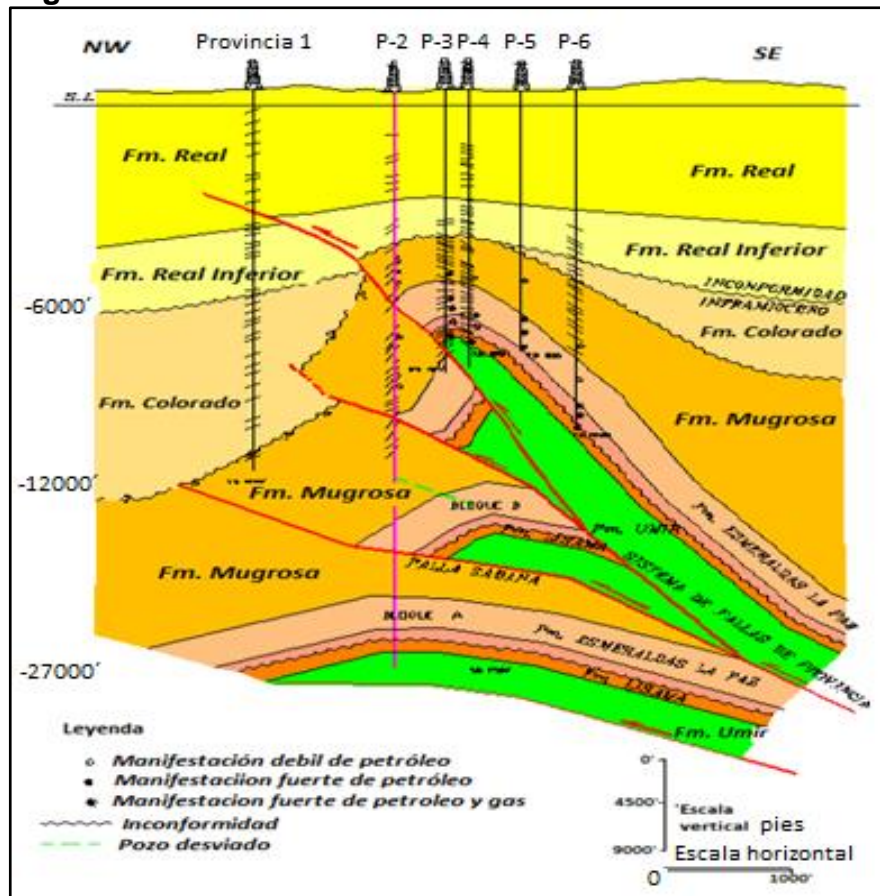
1.3 INFORMACIÓN GEOLÓGICA Y DE YACIMIENTOS

1.3.1 Estructura. Estructuralmente al Campo Provincia ubicado en la Cuenca Valle Medio del Magdalena se le denomina como una Cuenca Intracordillerana, la cual está conformada por los campos: Conde , Santos, Sabana y Suerte, corresponde a un anticlinal con dirección Norte-Sur, este modelo estructural es de tipo compresional asimétrico, fallado a lo largo de su cresta por la Falla de Provincia, la cual forma el límite oriental del campo; al occidente, el campo está

delimitado por una falla tipo inversa en la parte norte y por el contacto agua-aceite (WOC) en la parte sur, el cual se estimó inicialmente a una profundidad de 10.500 pies. Los límites norte y sur están formados por el cierre de los ejes del anticlinal en ambas direcciones. Las formaciones productoras presentes en Provincia pertenecen al Terciario.

Se encuentran fallas tipo normal en sentido oeste-este con saltos muy pequeños (5 a 8 pies), localizadas principalmente en la cresta de la estructura. Asociados a la estructura principal se encuentran pliegues imbricados y fallados seccionados en bloques que muestran la complejidad estructural del sector (Véase **Figura 2**).³

Figura 2. Estructura del área de Provincia.

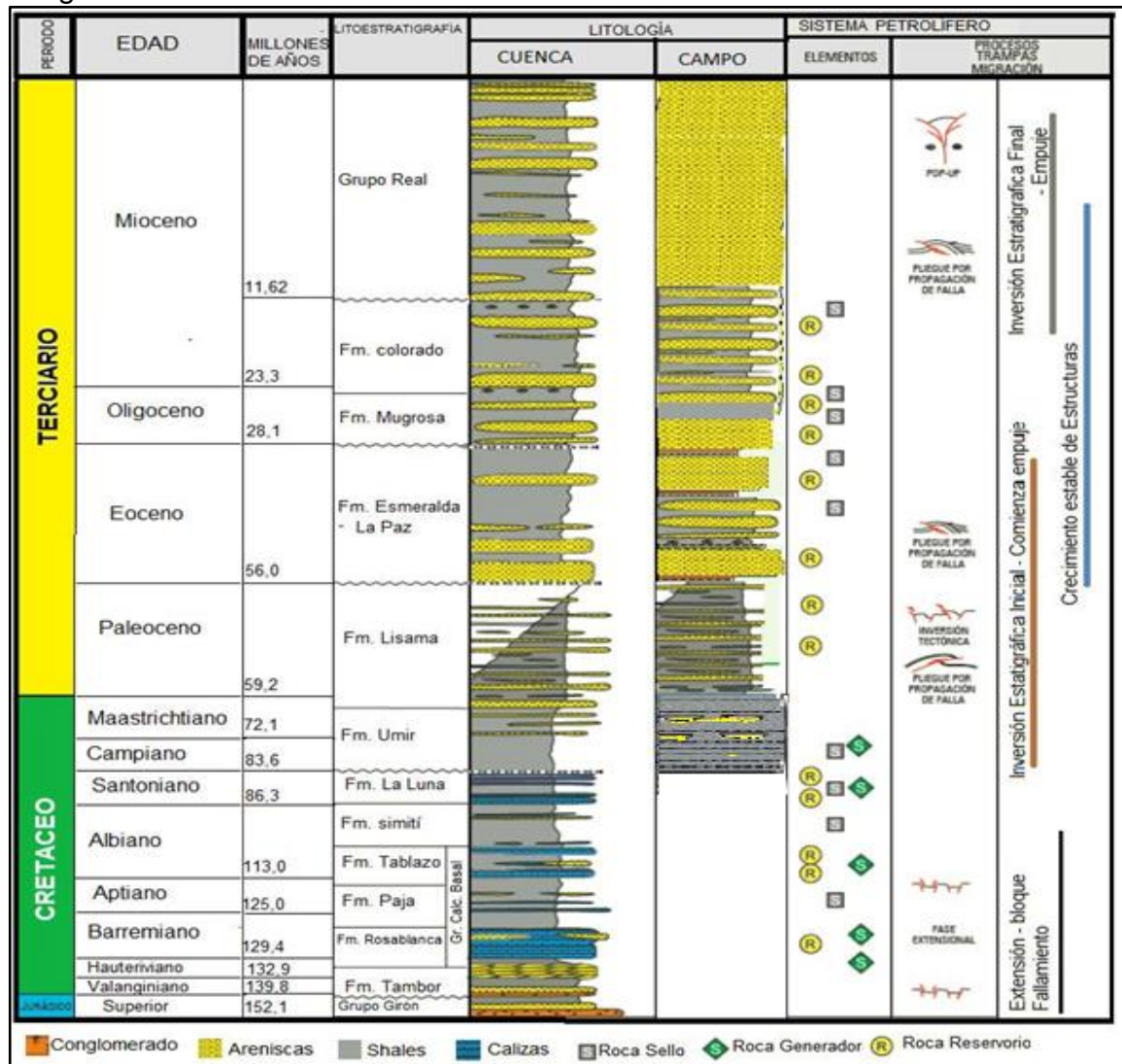


Fuente: SANTAMARÍA RODRÍGUEZ, *et al.* Evaluación técnica y económica de las operaciones Rigless con Wireline de registros y cañoneo en el Campo Provincia de Ecopetrol S.A. [En Línea], Colombia. 2015. p. 25. [Consultado 10, Marzo 2016]. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/>.

³ SANTAMARÍA RODRÍGUEZ, Leidy Paola, *et al.* Evaluación técnica y económica de las operaciones Rigless con Wireline de registros y cañoneo en el Campo Provincia de Ecopetrol S.A. [En Línea], Colombia. 2015. p. 25. [Consultado 10, Marzo 2016]. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/>.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación se describe la estratigrafía generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, de acuerdo a la columna estratigráfica presentada en la **Figura 3**, de la formación más antigua a la más reciente. Sin embargo, la secuencia sedimentaria atravesada por los pozos perforados en el área del Campo Provincia, corresponde a sedimentos que van desde el Cretáceo (Fm Umir) al Terciario (Fm Real).

Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, Cuenca Valle Medio del Magdalena. Bogotá, Colombia, 2012. Modificada por los Autores.

1.3.2.1 Formación Girón. Esta formación se ubica en una edad de Jurásico Superior a Cretáceo Inferior (HETTNER, 1892)⁴. Tiene un espesor promedio de 15000 pies, aunque este varía considerablemente de un punto a otro, y su ambiente de depósito se considera continental fluvial a lacustre-fluvial.

Esta formación está compuesta por areniscas de grano medio a grueso a ligeramente conglomeráticas, de color rojo violáceo, rojo grisáceo y gris verdoso, presenta estratificación cruzada en capas gruesas, con interestratificaciones de limolitas y lodolitas. Esta formación presenta contacto discordante con el basamento que la infrayace y discordante con la Formación Tambor que la suprayace.

1.3.2.2 Formación Tambor. Esta formación se ubica en una edad de Cretáceo Hauteriviano-Valanginiano (MORALES et al, 1958)⁵. Tiene un espesor promedio de 2130 pies, y su ambiente de depósito corresponde a corrientes de meandros.

Esta formación está compuesta por shales, conglomerados rojos y areniscas de grano medio a grueso, los cuales son muy parecidos a los sedimentos de la Formación Girón. Hacia el tope de ésta, se presentan algunas capas de caliza, hacia la base, se presentan areniscas principalmente arcosas de color rojizo. Dicha formación presenta contacto discordante con la Formación Girón que la infrayace y concordante con la Formación Rosablanca que la suprayace.

1.3.2.3 Formación Rosablanca. Esta formación se ubica en una edad de Cretáceo Inferior Hauteriviano-Barremiano (WHEELER, 1929)⁶. Tiene un espesor promedio de 1250 pies pero varía considerablemente. Presenta sedimentos relacionados con un ambiente marino que variaron de transicional a nerítico interno.

Esta formación se caracteriza por presentar niveles de caliza oolítica, negras duras y densas, hacia el tope se evidencia degradación en la calidad de las calizas las cuales presentan coloraciones marrones a gris y trazas de minerales pesados. Dicha formación presenta contactos concordantes tanto con la Formación Paja que la suprayace como con la Formación Tambor que la infrayace.

1.3.2.4 Formación Paja. Esta formación se ubica en una edad de Barremiano Tardío-Aptiano Temprano (ANDERSON, 1945)⁷. Tiene un espesor

⁴ HETTNER (A.), 1892 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 255

⁵ MORALES (L.G.) et al., 1958 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 448

⁶ WHEELER (O.C.), 1929 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 432

⁷ J. L. ANDERSON 1945 1929 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 306

promedio de 2000 pies el cual es muy variable. Esta formación se depositó en condiciones de profundización gradual del mar por lo que está constituida principalmente por shales negros ligeramente fosilíferos. Además de esto, está constituida también por lutitas marrones oscuras a negras ligeramente calcáreas.

Esta formación presenta contactos concordantes tanto con la Formación Tablazo que la suprayace como con la Formación Rosablanca que la infrayace.

1.3.2.5 Formación Tablazo. Esta formación se ubica en una edad de Cretáceo Aptiano Superior a Albiano Inferior (MORALES et al, 1958)⁸. Tiene un espesor promedio de 1070 pies con variaciones considerables de un punto a otro. Está relacionada a un ambiente de depósito nerítico poco profundo, por lo que está constituida principalmente por calizas de color gris a negro con intercalaciones de arcillolitas de color gris a gris azulado las cuales se presentan en capas de medianas a gruesas. También presenta intercalaciones de areniscas de grano fino de color gris pero éstas se encuentran en capas muy delgadas.

Esta formación presenta contactos concordantes tanto con la Formación Simití que la suprayace como con la Formación Paja que la infrayace

1.3.2.6 Formación Simití. Esta formación se ubica en una edad de Cretáceo Albiano (MORALES et al, 1958)⁹. Tiene un espesor promedio de 2135 pies el cual varía considerablemente de un sitio a otro. Se depositó bajo un ambiente nerítico bajo a medio. Se caracteriza por presentar lutitas marrones a grises, que varían de no calcáreas a moderadamente calcáreas, duras y compactas, sin embargo presentan venas de calcita.

Esta formación presenta contactos concordantes tanto con la Formación La Luna que la suprayace como con la Formación Tablazo que la infrayace.

1.3.2.7 Formación La Luna. Esta formación se ubica en una edad de Turoniano a Santoniano (GARNER, 1926)¹⁰, por lo que se depositó en paleobatimetrías que variaron de nerítico externo a batial. Presenta un espesor promedio de 1890 pies con variaciones considerables. Esta formación se subdivide en tres miembros como son: (1) El Miembro Salada, el cual está compuesto principalmente por calizas de color marrón a negra con intercalaciones lutíticas a calcáreas con trazas de piritas., (2) El Miembro Pujamana, el cual está compuesto por lutitas de color marrón a gris oscuro., y (3) El Miembro Galembo, en el cual se evidencian calizas de color marrón claro a oscuro con intercalaciones de areniscas y cuerpos lutíticos.

⁸ MORALES (L. G.) et al, 1958 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 445

⁹ Ibíd., p. 437

¹⁰ GARNER (A. H.), 1926 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 30.

Esta formación presenta contacto concordante con la Formación Umir que la suprayace y contacto discordante con la Formación Simití que la infrayace.

1.3.2.8 Formación Umir. Esta formación se ubica en una edad de Campaniano a Maestrichtiano (MORALES et al, 1958)¹¹. Tiene un espesor promedio de 4600 pies y se depositó bajo un ambiente marino. Está constituida principalmente de láminas de lutitas con coloración grisácea oscura a grisácea azulosa, con intercalaciones de areniscas y limolitas.

Presenta contactos concordantes tanto con la Formación Lisama que la suprayace como con la Formación La Luna que la infrayace.

1.3.2.9 Formación Lisama. Esta formación se ubica en una edad de Cretáceo Tardío a Paleoceno (WHEELER, 1935)¹². Tiene un espesor promedio de 3800 pies y corresponde a un ambiente de depositación transicional de marino a continental por lo que está compuesta principalmente de fragmentos líticos y areniscas las cuales presentan intercalaciones de arcillolitas limosas de color claro. Presenta contacto discordante con la Formación La Paz que la suprayace y contacto concordante con la Formación Umir que la infrayace.

1.3.2.10 Formación La Paz. Esta formación se ubica en una edad de Eoceno Tardío (STUTZER, 1923)¹³, la cual se depositó en ambiente de corrientes trenzadas. Su espesor promedio es de 4000 pies y consta de areniscas masivas, conglomeráticas, de color gris claro con estratificación cruzada, con intercalaciones de limolitas y shales. Esta formación presenta contacto concordante con la Formación Esmeralda que la suprayace y contacto discordante con la Formación Lisama que la infrayace.

1.3.2.11 Formación Esmeralda. Esta formación se ubica en una edad de Terciario del Eoceno (WHEELER, 1935)¹⁴, la cual está compuesta por areniscas de grano fino, limolitas y shales, con algunas capas de carbón. Su espesor promedio es de 2100 pies con variaciones no tan considerables. Se depositó bajo un ambiente fluvial meandriforme.

Presenta contacto discordante con la Formación Mugrosa que la suprayace y concordante con la Formación La paz que la infrayace.

¹¹ MORALES (L. G.) et al., 1958 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 458

¹² WHEELER (O.C.), 1935 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 327

¹³ STUTZER (O.), 1923 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 305

¹⁴ WHEELER (O.C.), 1935 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 198

1.3.2.12 Formación Mugrosa. Esta formación se ubica en una edad de Oligoceno Temprano (WHEELER, 1935)¹⁵. Está compuesta por areniscas levemente calcáreas de grano muy fino a fino, con intercalaciones parciales de lutitas y limolitas. Su espesor promedio es de 2600 pies el cual varía de un punto a otro. Se depositó en un ambiente fluvial trenzado y presenta contacto concordante con la Formación Colorado que la suprayace y contacto discordante con la Formación Esmeralda que la infrayace.

1.3.2.13 Formación Colorado. Esta formación se ubica en una edad de Mioceno Temprano (WHEELER, 1935)¹⁶. Se caracteriza por presentar areniscas de grano fino a muy fino, con abundantes intercalaciones de lutitas y limolitas, presenta contacto discordante con el Grupo Real que la suprayace y contacto concordante con la Formación Mugrosa que la infrayace. Su espesor promedio es de 9500 pies pero este puede variar considerablemente. Se depositó bajo un ambiente fluvial de meandros.

1.3.2.14 Grupo Real. Este grupo se ubica en una edad de Mioceno Superior (WHEELER, 1935)¹⁷. Su material depositado es proporcionado por el levantamiento y erosión de la Serranía de San Lucas y el Macizo de Santander. Presenta un espesor promedio de 1100 pies sin variaciones y se depositó bajo un ambiente fluvial a aluvial. Este grupo está compuesto por lodolitas arenosas abigarradas con intercalaciones de lutitas y limolitas. Presenta contacto concordante con la Formación Mesa que lo suprayace y discordante con la Formación Colorado que lo infrayace.

1.3.3 Características del yacimiento. En la **Tabla 1**, se resumen las principales características del yacimiento y fluidos del Campo Provincia. El principal reservorio del campo es la Formación Mugrosa, debido a que presenta las mejores propiedades petrofísicas como porosidad y permeabilidad, las cuales permiten el entrapamiento del petróleo.

¹⁵ *Ibíd.*, p. 373

¹⁶ *Ibíd.*, p. 142

¹⁷ *Ibíd.*, p. 414

Tabla 1. Características del yacimiento, Campo Provincia.

PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE LOS FLUIDOS	FORMACIÓN			
PROPIEDAD	LISAMA	LA PAZ	ESMERALDA	MUGROSA
Ø Efectiva (%)	10 ~ 22	16 ~ 22	8 ~ 18	22
k (mD)	12,3	74,16	14	93,3
Buzamiento (°)	50 ~ 80°	45 ~ 70°	45 ~ 60°	45 ~ 60°
Swi (%)	34,6	30,5	38	42,6
Pi (psia)	4400	4250	3900	3000
P actual (psia)	1000	1000	800	800
Gravedad API (°)	34	32	31	23
h (ft)	100 ~ 295	150 ~ 300	65 ~ 500	65 ~ 500
Gravedad del gas	0,69	0,75	0,7	0,68
Boi (BLS/STB)	1,424	1,47	1,261	1,222
Bwi (BLS/STB)	1,019	1,022	1,021	1,012
μo (cp)	0,591	0,538	0,797	2,37
μg (cp)	0,025	0,027	0,023	0,02
μw (cp)	0,397	0,373	0,38	0,475
GOR inicial (SCF/STB)	800	900	780	570
T Formacion (°F)	170	175	170	140
OOIP	50	350	398	398
OGIP	21	537	426	426

Fuente: SANTAMARÍA RODRÍGUEZ, *et al.* Evaluación técnica y económica de las operaciones Rigless con Wireline de registros y cañoneo en el Campo Provincia de Ecopetrol S.A. [En Línea], Colombia. 2015. p. 25. [Consultado 10, Marzo 2016]. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/>. Modificada por los Autores.

1.3.4 Geología del petróleo, Cuenca Valle Medio del Magdalena. A continuación se describe la geología del petróleo de la Cuenca Valle Medio del Magdalena.

1.3.4.1 Roca generadora. La Formación La Luna, se considera la principal roca generadora de la Cuenca, ya que presenta valores promedio de TOC actual entre 2 y 6% y kerógeno tipo 2. En la parte norte de la cuenca se han alcanzado valores medios a maduros para la generación de hidrocarburos líquidos y en la parte sur se registran valores correspondientes a la ventana de gas. Adicionalmente las calizas y shales de las formaciones Rosablanca, Paja, y Tablazo se pueden considerar también rocas fuente de hidrocarburos aunque con un potencial limitado.

1.3.4.2 Roca reservorio. En el Cretáceo cuatro formaciones pueden considerarse como rocas almacenadoras potenciales: Los Santos, Rosablanca, Tablazo y La Luna (en calizas fracturadas). En el Cenozoico, las rocas almacén están conformadas por los niveles de areniscas presentes, de la Formación La Paz hasta las formaciones Mugrosa – Colorado.

1.3.4.3 Roca sello. Son roca sello los niveles arcillosos intra-formacionales de las unidades terciarias y las unidades arcillosas del Cretáceo, siendo estas últimas las más efectivas dado su espesor y extensión regional. Fallas inversas y normales actúan como sello cuando ponen en contacto rocas almacén con rocas sello. Dentro de la secuencia cretácea los shales de las formaciones Paja y Simití pueden construir el sello de los intervalos de calizas fracturadas.

1.3.4.4 Trampa. Estructuras anticlinales asociadas a fallas inversas y normales reactivadas por la tectónica andina. Pliegues extensos que involucren grandes espesores de roca, asociados a fallas.

Las variaciones laterales de facies o la presencia de fallas en la secuencia Cenozoica, se pueden asociar con barreras de permeabilidad.

El mecanismo de entrapamiento en el área del Campo Provincia es de tipo estructural, caracterizado por anticlinales elongados en dirección Norte-Sur; se presentan cierres por buzamiento en todas las direcciones hacia el ápice de la estructura y cierre contra fallas inversas, las cuales se comportan como sellos. La edad de desarrollo principal de las trampas es el Mioceno Medio, con desarrollo estructural menor durante el Oligoceno Temprano.

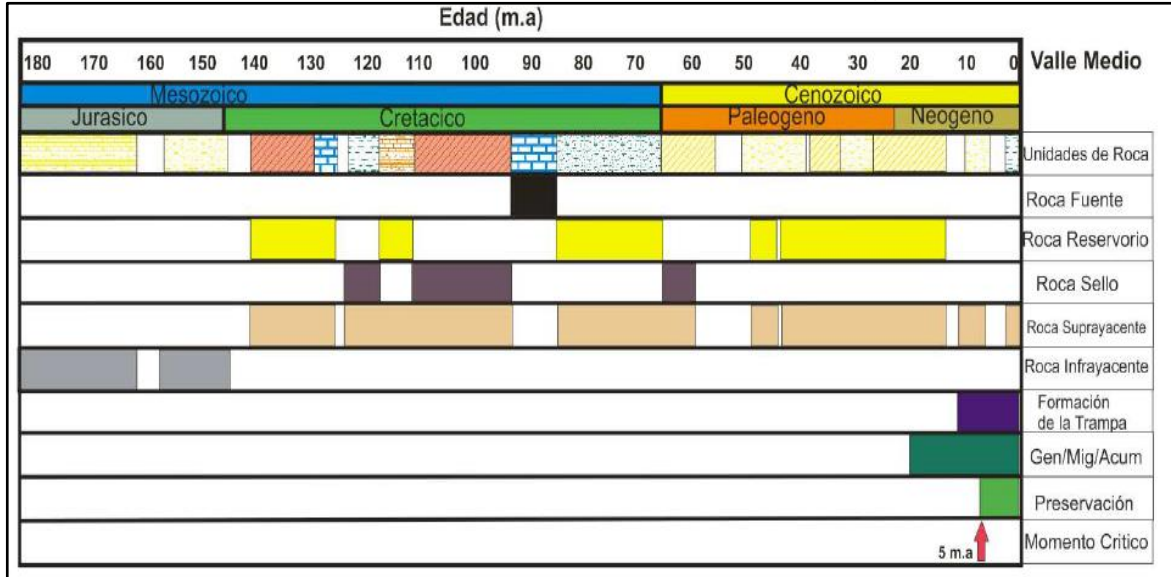
1.3.4.5 Roca de sobrecarga. Toda la secuencia depositada posteriormente a la Formación La Luna.

1.3.4.6 Sistemas petrolíferos. Formación La Luna – La Paz / Esmeraldas / Mugrosa Colorado.

1.3.4.7 Migración. La migración de hidrocarburos en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se genera principalmente por la discordancia del Eoceno, haciendo que se separe el principal reservorio de dicha cuenca, de las rocas generadoras generando la migración oportuna del petróleo.

En la carta de eventos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (**Figura 4**), se puede observar que la depositación de las rocas fuentes ocurrió alrededor de los 90 millones de años a la mitad del Cretácico. Las rocas reservorio se depositaron durante el Cretácico, el Paleógeno y comienzos del Neógeno, entre los 140 millones de años y los 15 millones de años. Las rocas sello se depositaron entre los 130 millones de años y los 95 millones de años, en varios ciclos durante el Cretácico. La conformación de la trampa ocurrió durante la mitad del Neógeno alrededor de los 10 millones de años, así como también se originó el proceso de generación, migración, acumulación y preservación del petróleo durante este tiempo. El punto crítico se da a los 5 millones de años a finales del Neógeno, y es donde allí, empieza la preservación para así poder encontrar en el presente los hidrocarburos entrapados para su futura explotación.

Figura 4. Carta de eventos, Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Informe ejecutivo, Evaluación del potencial hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. 2009. p. 47.

1.3.5 Historia de producción del Campo Provincia. A continuación se describe la historia de producción del Campo Provincia.

1.3.5.1 Mecanismos de producción. Durante la historia de producción del Campo Provincia las diferentes areniscas de los principales reservorios de éste, han producido por diversos mecanismos como son:

Expansión de la capa de gas secundaria y gas en solución en areniscas de las formaciones Esmeralda y La Paz; segregación gravitacional debido a buzamientos que van desde 15° a 40 ° en areniscas de la Formación Mugrosa; empuje natural por acuífero en areniscas de la Formación Lisama.

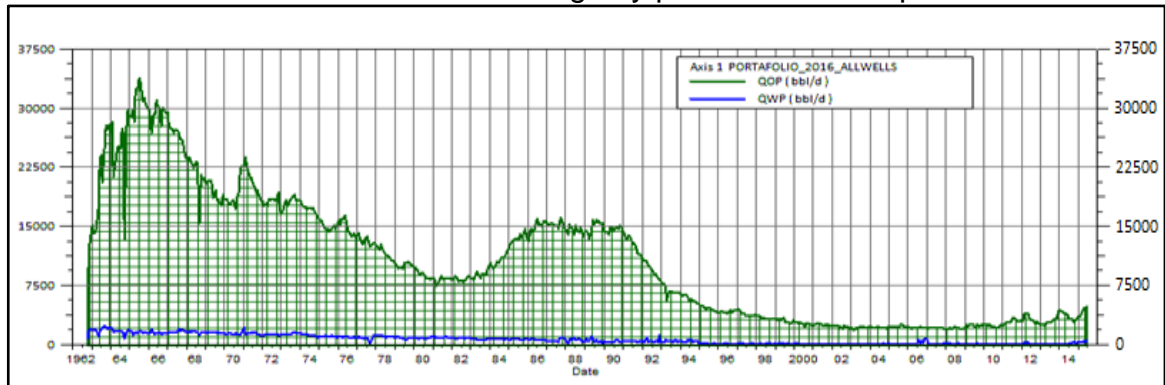
1.3.5.2 Tiempo de producción. El tiempo de producción del campo empieza el 10 de Noviembre de 1962 con la perforación del Pozo Provincia 1, pero tiempo después, el 6 de Abril de 1960, se perforó el Pozo Santos 1, dando como resultado la mayor producción del campo, y a partir de este se perforaron 8 pozos entre los cuales se encuentra el Pozo Santos 5 que ha sido el mayor productor del campo.

1.3.5.3 Numero de pozos. A Octubre de 2015, en total se han perforado alrededor de 277 pozos en el Campo Provincia, distribuidos de la siguiente manera: en el área de Santos, 139 pozos, en el área de Suerte 68 pozos, en el área de Sabana, 68 pozos y en el área de Conde, 20 pozos.

1.3.5.4 Producción acumulada. El Campo Provincia inicio su explotación en el mes de Noviembre de 1962, con una producción aproximada de 20000 BOPD y una relación gas petróleo (GOR) de 1400 scf/Bls. Al culminar la primera etapa de desarrollo de dicho Campo se alcanza la máxima producción registrada de 34500 BOPD y un GOR de 1600 scf/Bls. En la década de los 80's se perforaron alrededor de 36 pozos, pero aun así la producción de este cayó a 8400 BOPD y 70 MSCFD. Al finales de los 80's, la producción de petróleo se incrementó a 15200 BOPD y la de gas a 83 MSCFD. Sin embargo a Octubre de 2015 de registra una producción de petróleo de 206 MBls y 911 MMSCF de gas.

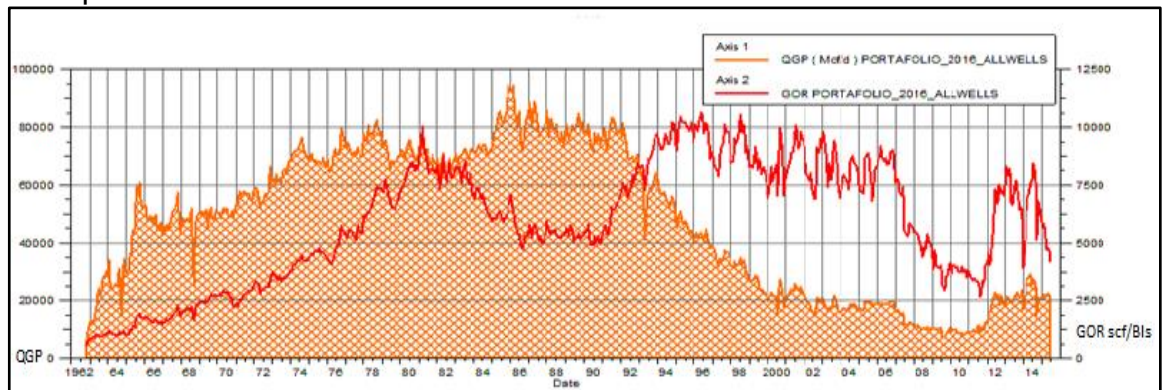
En la **Gráfica 1** se puede observar la producción acumulada de agua y petróleo, y en la **Grafica 2** la producción de gas y el comportamiento del GOR, según lo descrito anteriormente.

Gráfica 1. Producción acumulada de agua y petróleo del Campo Provincia.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Gráfica 2. Producción acumulada de gas y comportamiento del GOR del Campo Provincia.



Fuente: Ecopetrol S.A.

2. HERRAMIENTA DE REGISTROS DE PRODUCCIÓN PLT

En este capítulo se presentan las características de la herramienta de registros de producción PLT, así como también, los diferentes tipos de herramientas y su función, las cuales permiten obtener la información necesaria del yacimiento.

Los registros de producción PLT son corridos para evaluar la integridad del pozo, mejorar la gerencia de los diferentes reservorios, para la planeación y operación eficaz de los servicios que se le realicen al pozo, entre otros.

En pozos nuevos, la herramienta PLT se utiliza para comprobar la calidad de los trabajos de cementación, si están bien aisladas las zonas del pozo que produzcan agua, entre otras.

En pozos que llevan algún tiempo produciendo, los registros de producción PLT son de mucha utilidad pues con estos se puede conocer la integridad del pozo, para sacar un diagnóstico de los problemas que pueda presentar el pozo como grandes aportes de agua, daño en el cemento de las paredes del pozo, grietas o desgaste en la tubería de revestimiento, entre otros.

Los registros de producción son de suma importancia en los programas de recobro secundario y terciario, ya que con estos se puede mejorar la eficiencia de los equipos y la vida útil de estos.

2.1 TIPOS DE REGISTROS

De acuerdo a las necesidades de información del pozo, se han desarrollado varios tipos de registros, los cuales permiten conocer y evaluar problemas que presente el pozo, como problemas por alta producción de agua, colapso de casing, entre otros, así como también permite conocer parámetros de producción y propiedades de la formación y de los fluidos producidos. A continuación se describen los diferentes tipos de registros de producción PLT usados actualmente en la industria del petróleo.

2.1.1 Registros Rayos Gamma. El registro Rayos Gamma se basa en la medición de la radioactividad natural de las formaciones presentes en el yacimiento. El isótopo de potasio radioactivo con un peso atómico 40, y los elementos radioactivos de las series de uranio y del torio emiten casi toda la radiación gamma que se encuentra en la tierra. En formaciones sedimentarias, el registro normalmente refleja el contenido de arcilla de las formaciones, porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en las arcillas y lutitas. Las formaciones limpias tienen generalmente un nivel muy bajo de radioactividad, a menos que contaminantes radioactivos como cenizas volcánicas o residuos de

granito estén presentes o que las aguas de formaciones contengan sales radioactivas.

La herramienta de medición de Rayos Gamma contiene un detector para medir la radiación gamma que se genera en la formación cercana a la sonda. El principal detector que se usa en la actualidad es el de contadores de centello. Esta herramienta tiene normalmente un cristal de yoduro de sodio acoplado, el cual capta unos pequeños destellos de luz generados por la penetración de los rayos gamma en el cristal, estos destellos se convierten en impulsos eléctricos, se cuentan, y esa cuenta es presentada en el registro.

2.1.2 Registros CCL. El registro CCL (localizador de los collares de la tubería de revestimiento) es una herramienta utilizada para confirmar o correlacionar la profundidad de un tratamiento o trabajo, utilizando puntos de referencia conocidos de la sarta de revestimiento, detectando anomalías magnéticas causadas por la masa relativamente grande del collar de la tubería de revestimiento.

2.1.3 Medidores de Tasa de Flujo (Flowmeters). Los medidores de flujo se emplean para evaluar las tasas de flujo, registrar el perfil de flujo y el porcentaje de contribución relativa de cada una de las zonas activas presentes. Hay tres tipos de medidores: (a) Continuo, (b) De empaque y (c) De diámetro total (Ver **Figura 5**).

La herramienta usa sus hélices para medir la frecuencia de rotación de una de ellas la cual gira según la velocidad del fluido que se mueve en el pozo que pasa a través y frente a ella. La herramienta se mueve usualmente en contra de la dirección de flujo a una velocidad constante a lo largo de la tubería.

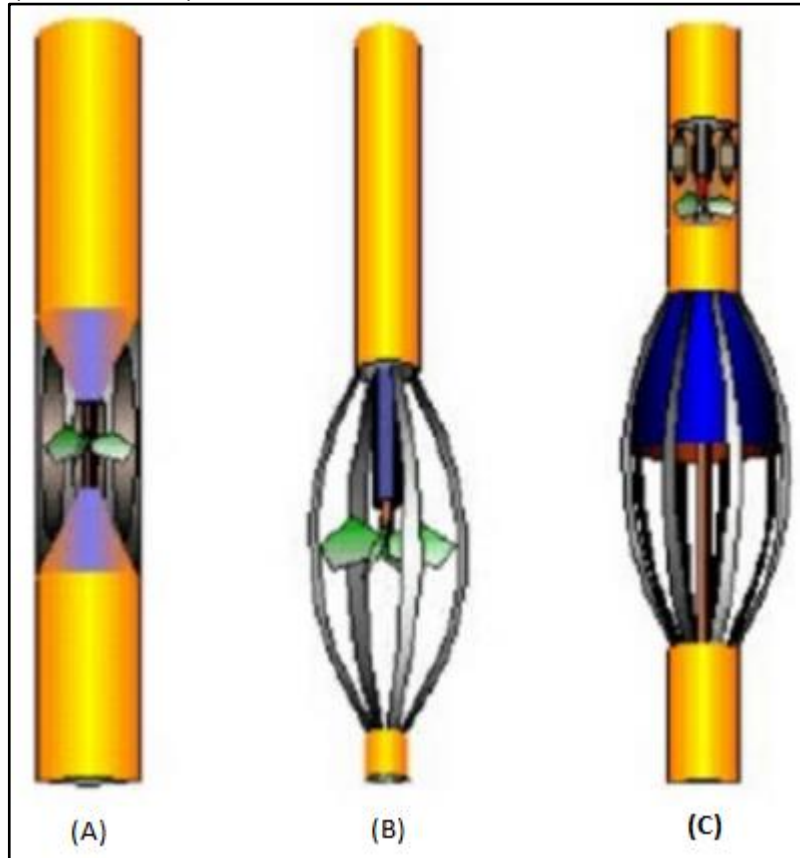
El medidor de flujo continuo es un velocímetro de tipo hélice, el cual mide las velocidades del fluido en el revestimiento o en la tubería de producción. Esta se mantiene en el centro de la columna de fluido por medio de centralizadores de resorte.

El medidor de flujo con empaque es similar al medidor de flujo continuo, a diferencia que esta usa en la parte inferior de la sonda una bolsa inflable que se presiona contra la pared del hueco, la cual desvía el flujo hasta la sección de medida.

El medidor de diámetro total consta de un velocímetro que se utiliza para registrar perfiles de producción o de inyección debido a que se puede emplear tanto en regímenes bajos como elevados y su exactitud no se ve tan afectada para flujo multifásico, permitiendo su uso en un gran rango de viscosidades.¹⁸

¹⁸ PINZÓN AGREDO, Genny, *et al.* Registros de Producción (PLT's). [En Línea], Colombia. 2011. p. 20. [Consultado 1, Abril 2016]. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/63444006/REGISTROS-DE-PRODUCCION>.

Figura 5. Tipos de medidores de Tasa de Flujo (Flowmeters).

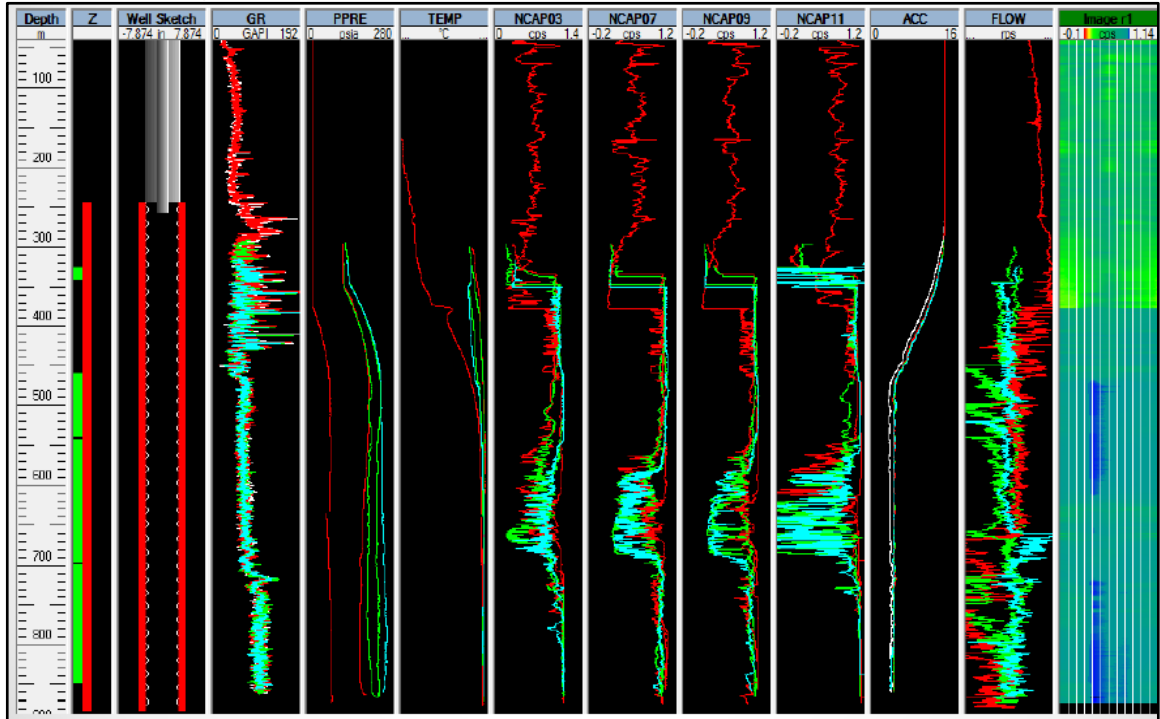


Fuente: PINZÓN AGREDO, Genny, *et al.* Registros de Producción (PLT's). [En Línea], Colombia. 2011. p. 20. [Consultado 1, Abril 2016]. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/63444006/REGISTROS-DE-PRODUCCION>.

2.1.4 Registros de Capacitancia. El registro de capacitancia (Ver **Figura 6**), permite conocer la retención de agua en un pozo mediante la medición de la capacitancia del flujo. Ya que el agua tiene una constante dieléctrica y capacitancia elevada, se puede distinguir del petróleo y del gas. Con esto se puede aplicar una escala de términos de retención de agua, sin embargo, la relación entre la capacitancia y la retención dependen fuertemente de si el agua está presente en fase continua, pues complica la evaluación cuantitativa.

El sensor es un condensador coaxial, con fluido circulando entre una probeta central y una jaula externa que actúa como electrodos y se basa en la capacidad del fluido que pasa a través del sensor para almacenar cargas eléctricas.

Figura 6. Registros de Capacitancia.

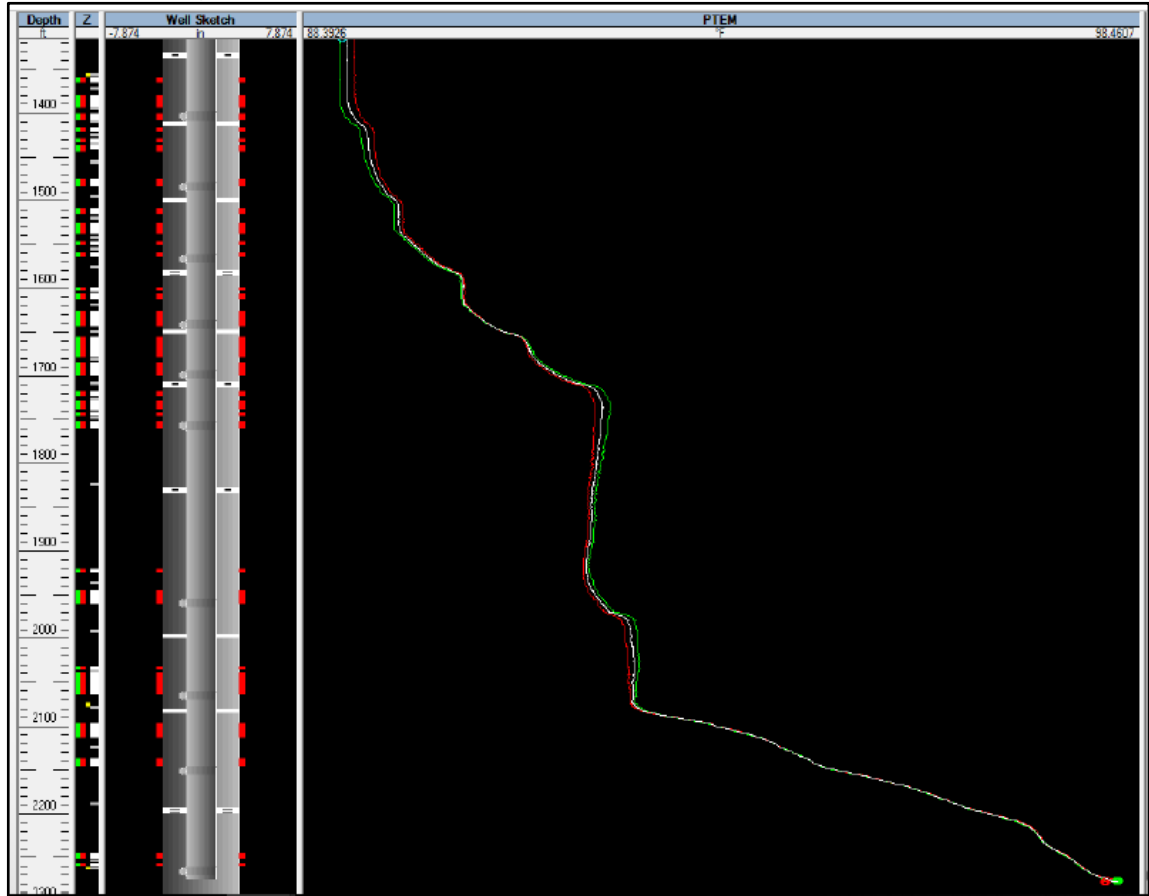


Fuente: CUADRADO, Alex. Clase de Registros de Producción. Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2013.

2.1.5 Registros de Temperatura. Estos registros son realizados con el propósito de obtener la temperatura de fondo y el gradiente geotérmico del pozo o cuenca. Los datos de temperatura se han utilizado para el cálculo de las contribuciones de flujo, la evaluación de los perfiles de inyección de agua, el diagnóstico de la efectividad de las operaciones de fracturamiento, la detección de tapones de cemento detrás del revestimiento y la detección de flujo cruzado entre zonas¹⁹ (Ver **Figura 7**).

¹⁹ BROWN, George. Temperaturas de fondo de pozo obtenidas con fibra óptica. Southampton, Inglaterra, 2009. p. 30.

Figura 7. Registro de Temperatura.



Fuente: CUADRADO, Alex. Clase de Registros de Producción. Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2013.

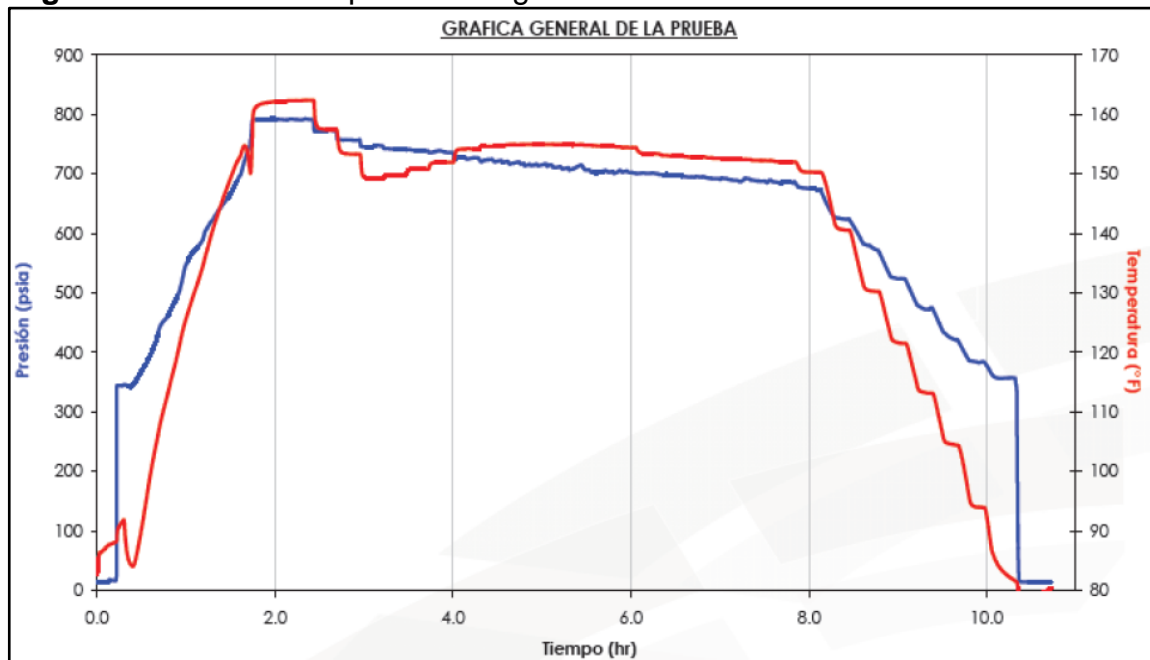
2.1.6 Registros de Presión. Los perfiles de presión (Ver **Figura 8**), han sido usados para la determinación de presiones de reservorios, evaluación de los tipos de fluidos in-situ, identificación de los contactos de fluido y la depletación diferencial, y la conectividad en el reservorio. Los perfiles de presión y sus gradientes son de gran importancia para la evaluación e ingeniería del reservorio, y son de ayuda para la toma de decisiones de terminación del pozo y los programas de producción del pozo.

La toma de registros de presión se puede realizar de dos maneras: dinámico y estático.

El registro dinámico se realiza con el pozo produciendo o inyectando, y se puede ver el comportamiento del pozo, conocer la presión de fondo fluyente (P_{wf}), conocer los tipos de fluidos que aporta la formación, los canales y zonas de entradas de fluidos de la formación, y los niveles de agua del pozo.

El registro estático se realiza con el pozo cerrado, y se puede ver la segregación de fases, conocer la presión de yacimiento (dependiendo del tiempo de estabilización), el nivel de los fluidos del pozo para el diseño de sumergencia de la bomba u otros trabajos, determinación de los niveles y separación de fases.²⁰

Figura 8. Gradiente de presión. Registro de Presión.



Fuente: CUADRADO, Alex. Clase de Registros de Producción. Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2013.

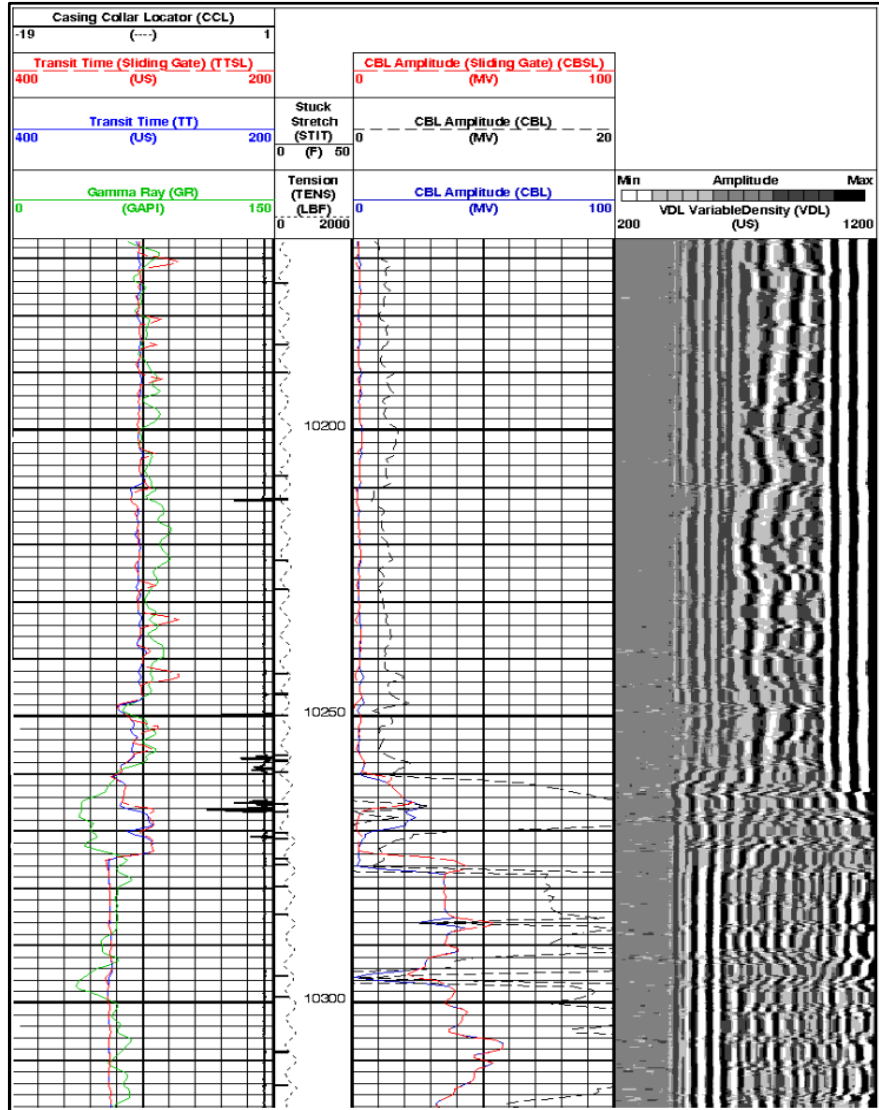
2.1.7 Registros de Cementación. El registro de cementación se basa en captar una señal acústica producto de un pulso de disparo originado por la misma herramienta. De esta señal acústica se obtiene una onda de sonido captada por los receptores.

El sonido producido es similar al repiqueo de una campana. Cuando detrás de la tubería de revestimiento solo hay fluido (sin cemento), la tubería está libre para vibrar, esto quiere decir que se va a tener mayor amplitud de onda y más de ellas. Cuando detrás de la tubería de revestimiento hay adherido cemento duro las vibraciones son atenuadas proporcionalmente a la superficie cubierta por cemento, es decir, se tendrá menos ondas, con amplitudes menores.²¹(Ver **Figura 9**).

²⁰ JACKSON R.R, *et al.* Análisis de la medición de presión y el gradiente de presión: ¿Que tan confiable es para la determinación de la densidad del fluido y los gradientes de presión?. Nigeria, 2007. p. 5.

²¹ SMOLEN, James. Pozo Entubado Y Evaluación de Registros de Producción. Estados Unidos, 1996. p. 15.

Figura 9. Registro de Cementación.



Fuente: CASTRO ROJAS, Juan Carlos. Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2016.

3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

En este capítulo, se describirán las características, el principio de funcionamiento y las ventajas, desventajas y limitaciones de los sistemas de levantamiento por bombeo mecánico e hidráulico.

3.1 BOMBEO MECÁNICO

El bombeo mecánico es el método de levantamiento artificial más usado a nivel mundial, no solo por ser uno de los más antiguos, sino por ser el más económico de mantener, cuando es operado y diseñado adecuadamente.

Su principal característica es el de convertir el movimiento rotatorio del motor, en movimiento reciprocante vertical requerido para la barra lisa.²² Este método consiste en una bomba de subsuelo de acción reciprocante, que es abastecida con energía producida a través de una sarta de varillas. La energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, la cual moviliza a una unidad de superficie mediante un sistema de engranaje y correas.

El bombeo mecánico tiene su mayor utilidad en pozos donde se produce crudos pesados y extra pesados, aunque en algunas situaciones se usa en la producción de crudos livianos. La producción de gas libre puede afectar los requerimientos de capacidad de bombeo, ya que su manejo por la bomba de subsuelo redundaría en una pérdida de eficiencia de bombeo y por ende una reducción de producción. De allí, que para el diseño de una instalación de bombeo mecánico, deban considerarse factores tales como: presión de burbujeo, factores volumétricos de la formación y la relación gas-petróleo en solución.

3.1.1 Equipo. El sistema de bombeo mecánico está conformado por un equipo de superficie y uno de subsuelo (Ver **Figura 10**), los cuales se encuentran conformados de la siguiente forma:

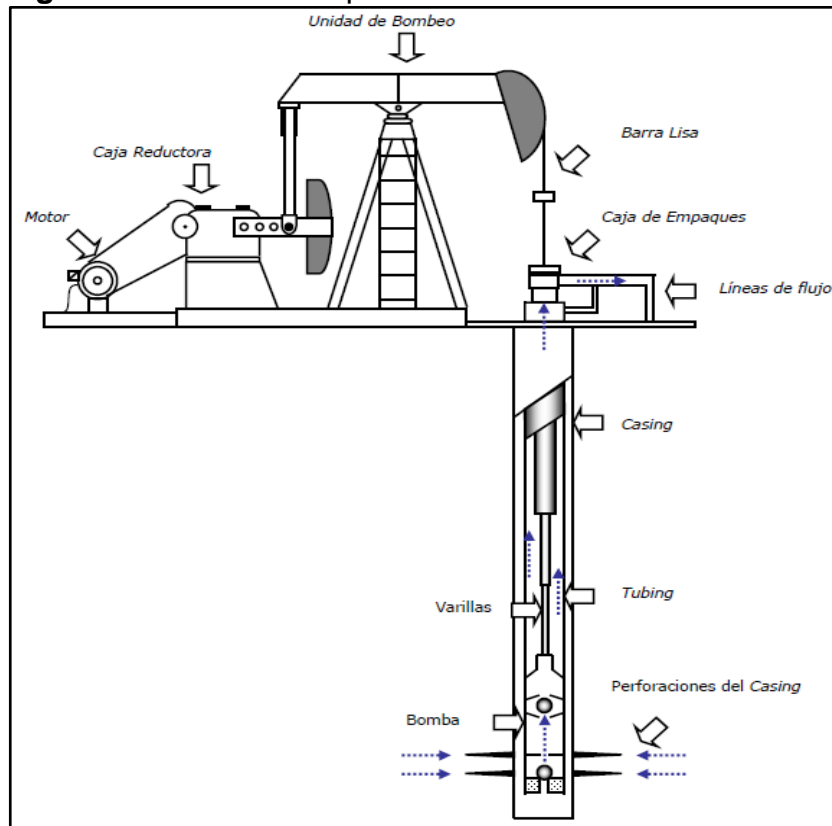
- Equipo de superficie:
 - Unidad de bombeo
 - Motor de la unidad
 - Cabezal del pozo

- Equipo de subsuelo
 - Tubería de producción
 - Varillas

²² DALLOS SANTANDER, Hugo Andrés, *et al.* Optimización de la producción en pozos con bombeo mecánico utilizando una herramienta no convencional para ajustar el desplazamiento del pistón dentro de la bomba, aplicación Campo Colorado. [En Línea], Colombia. 2013. p. 40. [Consultado 10, Marzo 2016]. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/>.

- Bomba de subsuelo
- Ancla de gas

Figura 10. Instalación típica del Bombeo Mecánico.



Fuente: FLOREZ DULCEY, Patricia. Evaluación del desempeño del sistema de bombeo mecánico en los pozos del Campo Yariguí-Cantagallo a partir de registros TWM e información de producción. . [En Línea], Colombia. 2009. p. 34. [Consultado 20, Marzo 2016]. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/>.

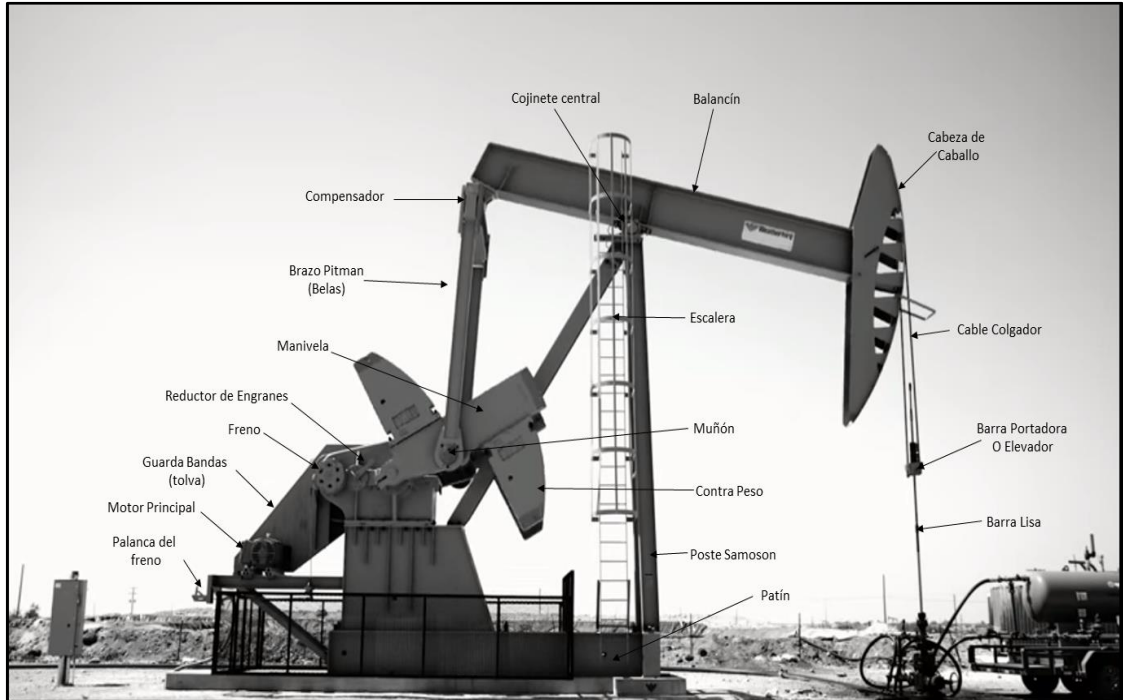
3.1.1.1 Equipo de superficie. A continuación se enumera el equipo de superficie usado para el sistema de bombeo mecánico.

- Unidad de bombeo: su función principal es proporcionar el movimiento recíprocante apropiado; con el propósito de accionar la sarta de varillas y éstas a su vez a las bombas de subsuelo. Mediante la acción de correas y engranajes se logran reducir las velocidades de rotación. El movimiento rotatorio resultante se transforma en un movimiento recíprocante a través de la manivela, la biela y el propio balancín. Las unidades de superficie pueden ser de balancín o hidráulicas.

- Motor: suministra la energía necesaria a la unidad de bombeo para levantar los fluidos del pozo. Pueden ser de combustión interna o eléctricos, siendo estos últimos los más usados, los motores eléctricos pueden ser de velocidad constante o de velocidad variable. El cambio de velocidad del balancín se logra modificando la polea del motor.
- Manivela: transmiten el movimiento de la caja de engranaje o transmisión a las bielas del balancín, que están unidas a ellas por intermedio de pines. Están sujetas al eje de baja velocidad de la caja de engranaje y cada una de ellas lleva un número igual de huecos en los cuales se colocan los pines de sujeción de las bielas. Cada uno de los huecos representa una determinada carrera del balancín.
- Pesas o contrapesos: generalmente se encuentran ubicados en la manivela y en algunas unidades sobre la viga principal, en el extremo opuesto al cabezote, se utilizan para balancear las fuerzas desiguales que se originan sobre el motor durante las carreras ascendentes y descendentes del balancín. En las unidades balanceadas por aire, el balance se realiza con aire comprimido en un cilindro.
- Prensa-estopa: se utiliza para sellar el espacio existente entre la barra pulida y la tubería de producción, evitando que el petróleo producido se derrame. Consiste en una cámara cilíndrica que contienen los elementos de empaque que se ajustan a la barra pulida para efectuar el sello.
- Barra lisa: es la encargada de soportar el peso de la sarta de varillas, de la bomba y del fluido dentro de la tubería. Vienen generalmente en diámetros de $1 \frac{1}{4}$ y $1 \frac{1}{2}$ y longitudes de 16 y 22 pies.

A continuación, en la **Figura 11**, se presenta el equipo de superficie del sistema de bombeo mecánico, con todas las partes que lo conforman.

Figura 11. Equipo de superficie, Bombeo Mecánico.



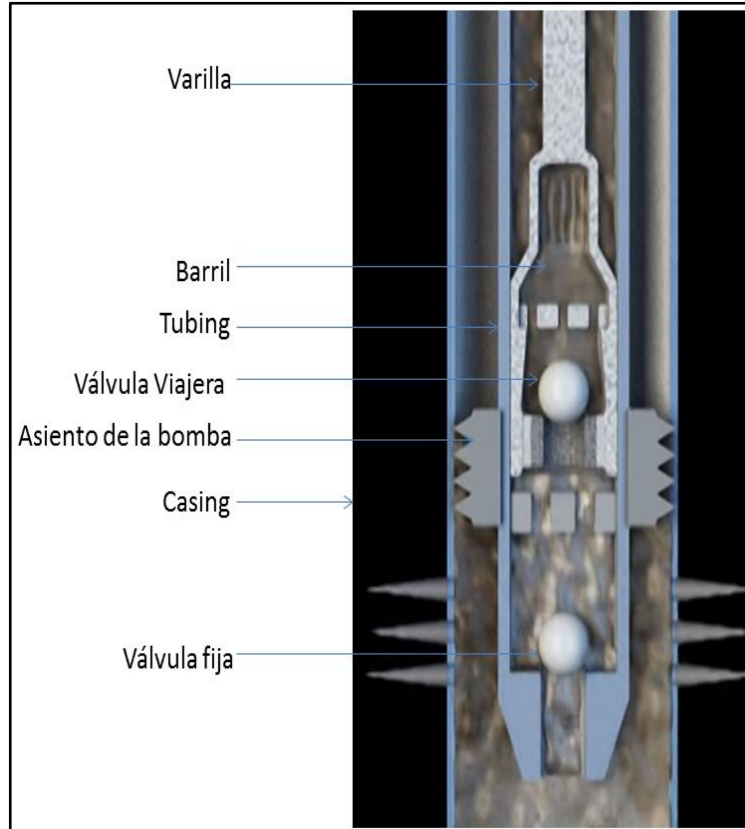
Fuente: Weatherford Colombia LTDA. Modificada por los Autores.

3.1.1.2 Equipo de subsuelo. A continuación se enumera el equipo de subsuelo utilizado para el sistema de bombeo mecánico.

- Sarta de varillas: utilizadas para transmitir el movimiento de vaivén del balancín hasta la bomba de subsuelo. Existen varillas de acero, de fibra de vidrio y las continuas, cada una de ellas diseñadas para diferentes diámetros y longitudes.
- Bombas de subsuelo: la bomba es el primer elemento que se debe considerar al diseñar una instalación de bombeo mecánico para un pozo, ya que el tipo, tamaño y la ubicación de la bomba, depende del resto de los componentes. Los principales componentes de la bomba de subsuelo son: El cilindro o barril, El embolo o pistón, La válvula viajera, La válvula fija y El anclaje (opcional)²³, como se puede observar en la **Figura 12**.

²³ SÁNCHEZ, Sara, MAGGIOLO, Ricardo, MARQUEZ, Richard. Producción de hidrocarburos. Escuela de Petróleo, Universidad de Zulia. Maracaibo, Venezuela. 1999. p. 25.

Figura 12. Bomba de subsuelo, Bombeo Mecánico.



Fuente: Weatherford Colombia LTDA. Modificada por los Autores.

- Cilindro o barril: el barril o cilindro conforma un tramo de tubería metálica con una pared interna pulida para permitir el movimiento suave del pistón. El tamaño nominal de la bomba es el diámetro interno exacto del barril. Dependiendo de las roscas aplicadas en los dos extremos, aparecen disponibles barriles con extremo de pin o de caja.

Existen diferentes tipos de barriles para bombas de subsuelo, estos pueden ser estacionarios o móviles, de paredes delgadas (1/8") para pozos someros a medianamente profundos o paredes gruesas (1/4") para mayores profundidades, con anclaje de fondo o anclaje superficial, barriles tipo cámara (tubing) o tipo camisa (liner).

- Pistón: los pistones para bombas de subsuelo pueden ser de acuerdo a su configuración lisos, de copa, de sucesión de anillos, estriados, etc. Y de acuerdo al material se clasifican en metálicos y no metálicos. Los pistones metálicos son de redondez precisa en la superficie exterior y pueden ser de acero, cromo o níquel y metal pulverizado. Estos son utilizados en pozos relativamente poco profundos.

Los pistones de empaquetadura flexible consisten en un mandril interno sobre el cual se instala una serie de elementos de empaque, con anillos metálicos de desgaste colocados sobre la parte superior e inferior. Estos son utilizados en pozos con mayores profundidades debido a su alta resistencia.

Los pistones de copa comúnmente se utilizan en barriles con bomba de tubería de producción. La aplicación de estos está restringida a pozos con poca profundidad y han venido desapareciendo del mercado.

Los pistones de composición de anillos consisten en un número grande de anillos de tela y caucho en ranuras individuales cortadas en un mandril de metal. Tampoco son muy recomendados a menos que sea para pozos con poca profundidad.

Los pistones metálicos proporcionan la solución en pozos profundos ya que se obtiene un sello metal-metal más efectivo y un mejor ajuste entre el barril y el pistón.

- Válvulas: las válvulas son consideradas el corazón de una sarta de varillas porque una operación eficiente de bombeo depende principalmente de una acción apropiada de las válvulas fija y viajera.

Dichas válvulas son simples válvulas de cheque y operan bajo el principio de una bola y un asiento. Las válvulas en una bomba de subsuelo son partes críticas; cada válvula debe operar con cada carrera de la bomba, alternadamente, así la válvula fija permite el llenado del barril y la válvula viajera la descarga del fluido.

- Anclaje de fondo: las anclas o colgadores son utilizadas para fijar una parte estacionaria de una bomba de varilla, ya sea el barril o el émbolo a la sarta de producción. Su función es anclar y sellar la bomba a la tubería de producción. El ancla va dentro de un niple de asentamiento previamente instalado en la tubería donde queda mecánicamente asegurado por las fuerzas de fricción. La otra función del ancla es la de evitar que los fluidos se regresen por la tubería, sellando la presión de la columna de fluido proveniente de la presión de fondo del pozo.²⁴

Las bombas de subsuelo se pueden clasificar en: bombas de tubería de producción, bombas insertables o de varillas y bombas de revestidor

²⁴ FLOREZ DULCEY, Patricia. Evaluación del desempeño del sistema de bombeo mecánico en los pozos del Campo Yariguí-Cantagallo a partir de registros TWM e información de producción. . [En Línea], Colombia. 2009. p. 38. [Consultado 20, Marzo 2016]. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/>.

- Bombas de tubería de producción: las bombas de tubería de producción deben su nombre a que se instalan en ella y la bomba forma parte integral de la misma. Su mayor aplicación está en los pozos de alta productividad, con profundidades menores a 4500 pies y donde las condiciones de producción no son severas, es decir, baja producción de gas y pocos fluidos abrasivos y corrosivos²⁵ (véase **Figura 13**).

La desventaja de estas bombas se basa, en que el barril forma parte de la misma tubería de producción, por lo que, para efectuar alguna reparación o reposición de partes, es necesario extraer la tubería de producción completa, lo que resulta en una operación más complicada y por consiguiente, más costosa. Un factor importante que debe tomarse en cuenta es el alargamiento de las varillas por la carga del fluido, lo que se traduce en una disminución en la carrera efectiva del émbolo, siendo más crítica a medida que aumenta la profundidad del pozo.

- Bombas insertables o de varillas: se les denomina bombas insertables porque el conjunto total de la bomba (barril, émbolo o pistón y válvula estacionaria) que va conectado en el extremo inferior de la sarta de varillas se inserta en un niple de asiento instalado en la tubería de producción. la bomba insertable se desancla y se extrae con la sarta de varillas (véase **Figura 14**). Estas aplican en pozos de moderada y baja productividad y a profundidades de hasta 7000 pies.

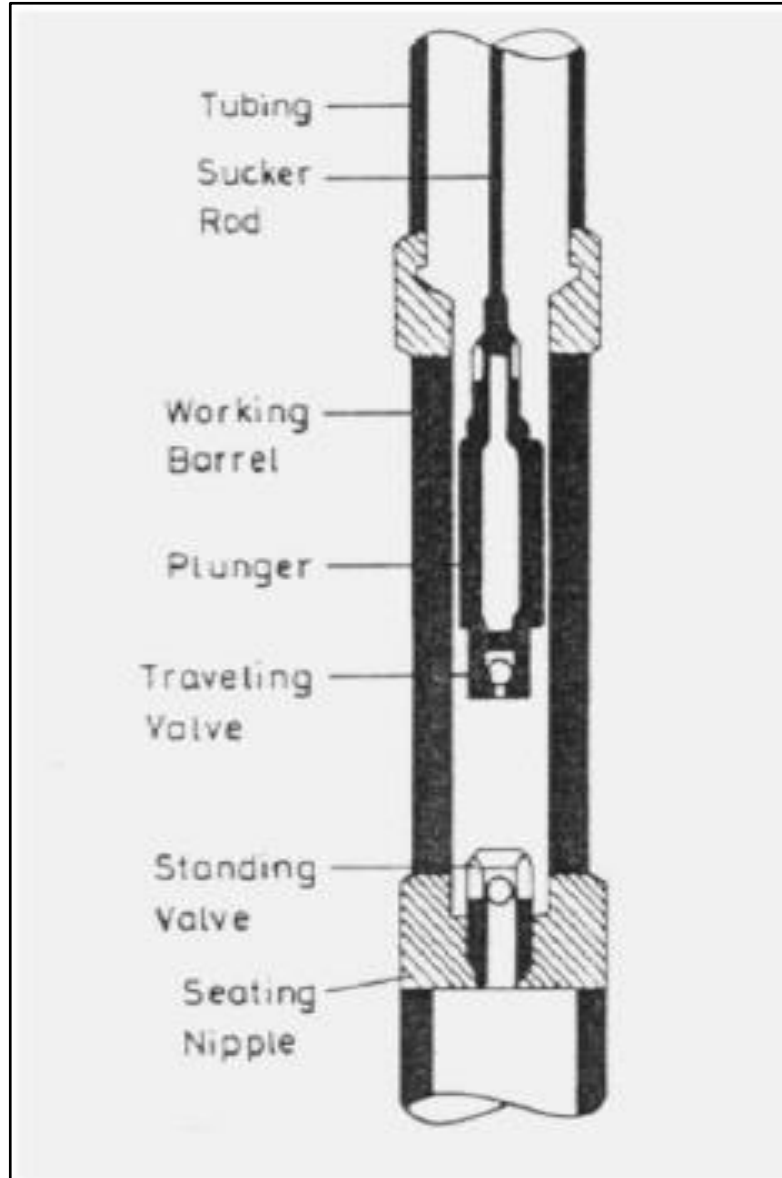
Dentro de este tipo de bombas se encuentran: (a). Bomba de varillas con barril estacionario con ancla de fondo, (b). Bomba de varillas con barril estacionario con ancla superior y (c). Bomba de varillas con barril viajero con ancla de fondo.

- Bombas de revestidor: las bombas de revestidor presentan como característica principal que permiten utilizar el revestidor como tubería, estas pueden emplear diámetros mayores, para mayores volúmenes de fluido.²⁶

²⁵ SÁNCHEZ. Op. Cit., p. 30.

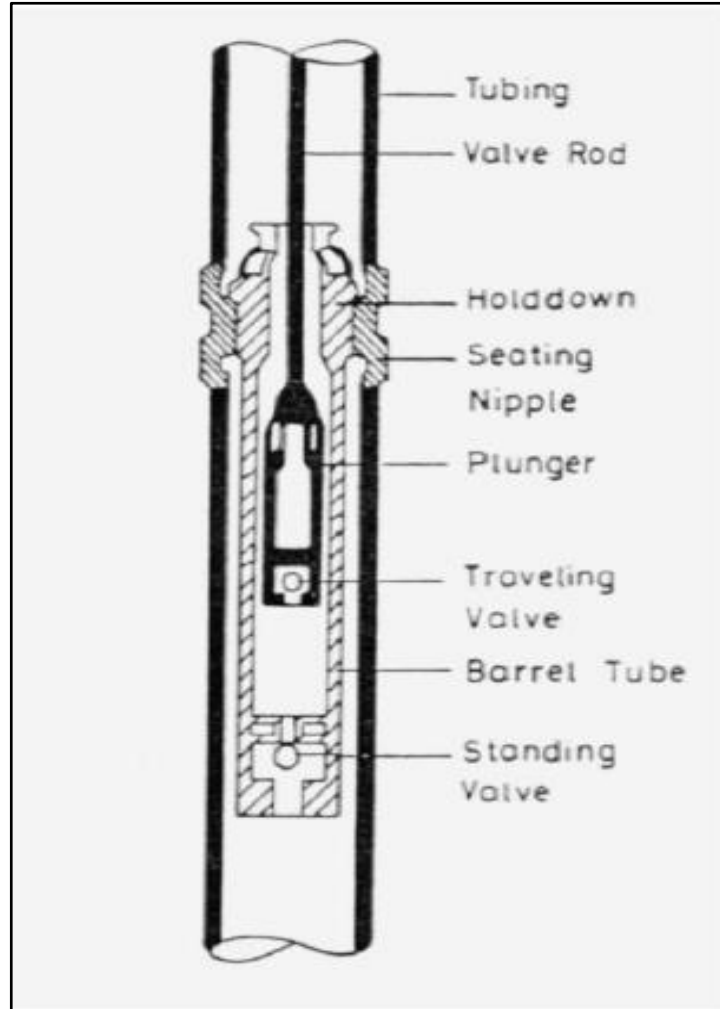
²⁶ LEÓN GARRIDO, Ana Gabriela. Bombeo mecánico: descripción, diseño y diagnóstico. Proyecto de Grado. Universidad Autónoma Nacional de México, México D.F. 1999. p. 15.

Figura 13. Bomba de tubería de producción.



Fuente: DALLOS SANTANDER, Hugo Andrés, *et al.* Optimización de la producción en pozos con bombeo mecánico utilizando una herramienta no convencional para ajustar el desplazamiento del pistón dentro de la bomba, aplicación Campo Colorado. [En Línea], Colombia. 2013. p. 47. [Consultado 10, Marzo 2016]. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/>.

Figura 14. Bomba insertable o de varillas.



Fuente: DALLOS SANTANDER, Hugo Andrés, *et al.* Optimización de la producción en pozos con bombeo mecánico utilizando una herramienta no convencional para ajustar el desplazamiento del pistón dentro de la bomba, aplicación Campo Colorado. [En Línea], Colombia. 2013. p. 52. [Consultado 10, Marzo 2016]. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/>.

- Ancla de gas: las anclas de gas ayudan a reducir la cantidad de gas libre que entra a la bomba. Consiste en un tubo ranurado o perforado, el cual es colocado en la zapata de anclaje, lo cual origina una mayor eficiencia volumétrica de la bomba. Existen varios tipos de anclas como son: natural, niple perforado, copa, multicopa, etc.

3.1.2 Ciclo de bombeo. A continuación se describe el ciclo de bombeo para el sistema de bombeo mecánico.

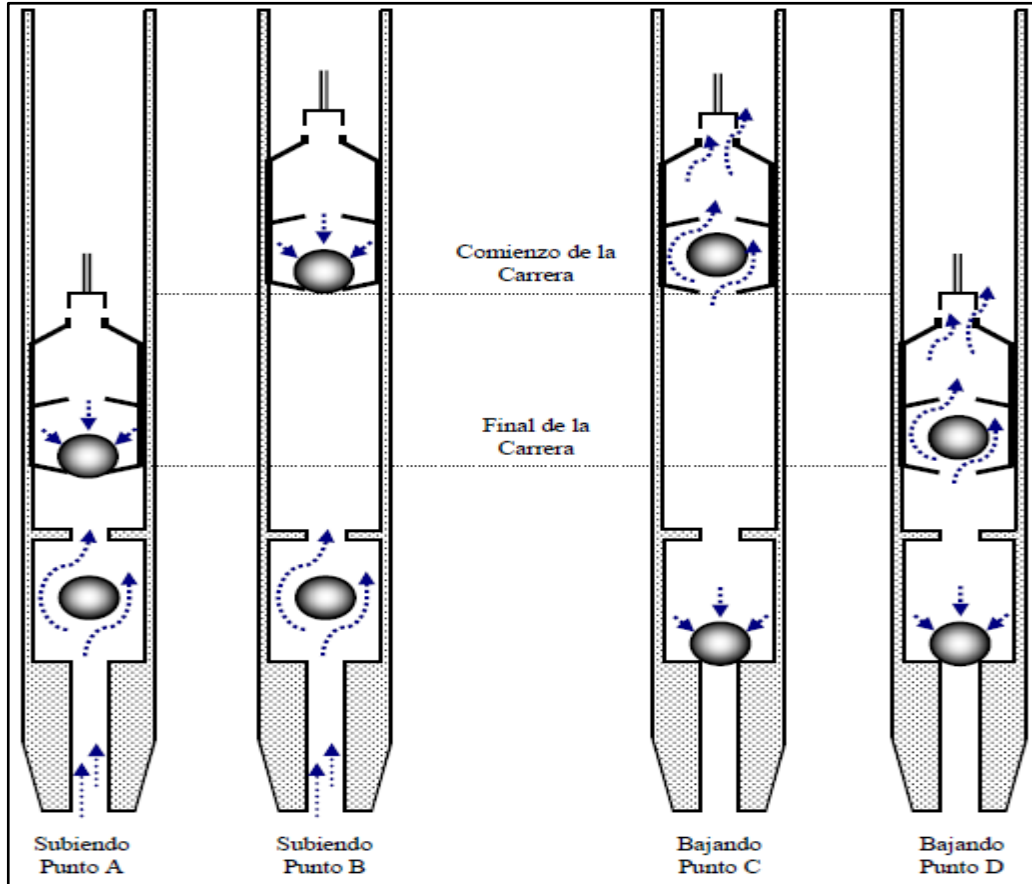
- Carrera ascendente: en el principio de ésta, la válvula viajera se encuentra cerrada (Punto A, **Figura 15**). Es decir, impide el paso de fluido al tubing, por lo que se dice que levanta fluido y soporta la carga. Teóricamente la respuesta se debe reflejar inmediatamente, es decir, que la carga se debe transmitir de forma inmediata al principio de la carrera. Mientras tanto la otra válvula (válvula fija), se mantiene abierta dejando fluir desde la formación los fluidos que ésta contiene hacia el interior de la bomba. Situación que se mantiene hasta el final de la carrera (Punto B, **Figura 15**). La carga permanece constante en los puntos A y B.
- Carrera descendente: al comenzar ésta, la unidad se encuentra en su punto más alto; como el barril está completamente lleno, entonces la válvula viajera se abre permitiendo el paso de fluido hasta el tubing (Punto C, **Figura 15**). De esta manera la válvula viajera no soporta la carga del fluido durante la carrera (Puntos C y D, **Figura 15**). Igualmente en ese momento la válvula fija sella el paso de los fluidos de la formación, ocurriendo esto durante el transcurso de dicha carrera. Cuando la carrera llega a su fin (Punto D, **Figura 15**) empieza un nuevo ciclo y nuevamente vuelve al Punto A.²⁷

3.1.3 Ventajas, desventajas y limitaciones. A continuación se enumeran las ventajas, desventajas y limitaciones que presenta el sistema de bombeo mecánico.

- Ventajas:
 - Sistema relativamente fácil de operar y analizar.
 - El bombeo mecánico ofrece una amplia gama de tasa de producción que variará de acuerdo a los equipos de superficie y de subsuelo utilizados.
 - Los costos de operación y mantenimiento de cada unidad de bombeo son relativamente bajos por la baja energía que consumen, que puede ser el gas del mismo pozo o producida con motores eléctricos o a diesel.
 - Es independiente de otros pozos bajo el mismo sistema, siempre y cuando la alimentación del combustible para los motores no este interconectada.

²⁷ FLOREZ. Op. Cit., p. 44.

Figura 15. Ciclo de bombeo, Bombeo Mecánico.



Fuente: FLOREZ DULCEY, Patricia. Evaluación del desempeño del sistema de bombeo mecánico en los pozos del Campo Yarigüí-Cantagallo a partir de registros TWM e información de producción. . [En Línea], Colombia. 2009. p. 64. [Consultado 20, Marzo 2016]. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/>.

- Bajo condiciones operacionales promedio, se pueden utilizar hasta el abandono del pozo.
- Aplicable a pozos angostos y con múltiples completamientos.
- Partes intercambiables fáciles de obtener en cualquier parte del mundo.
- Desventajas:
 - En pozos desviados presenta problemas de fricción.
 - La profundidad de la bomba es limitada debido principalmente a la resistencia mecánica de las varillas.

- El gas libre presente en el pozo puede reducir drásticamente la producción de fluidos.
- La unidad de bombeo en superficie requiere de gran espacio.
- Al inicio la inversión es elevada, principalmente para pozos donde se requieren de grandes unidades de bombeo.
- Limitaciones:
 - El diámetro del revestimiento y la profundidad limitan el volumen manejado por el sistema
 - Este método de levantamiento se encuentra entre una producción de 20 a 2000 BOPD
 - Se puede aplicar a una profundidad no mayor a 9000 pies.
 - No se puede utilizar en pozos desviados.
 - Se utiliza en pozos con temperaturas no mayores a 500°F.
 - No debe existir presencia de arenas.

3.1.4 Tipos de unidades de bombeo. Las unidades de bombeo o balancines se diseñan con geometría de palanca Clase 1 y de palanca Clase 3, sin embargo, los primeros pueden ser: serie A, serie B o serie C y adicionalmente los de clase M, los cuales son diseñados con una geometría de palanca clase 2 y consideran adicionalmente el torque. Esta nueva nomenclatura con letras hace referencia a la geometría de la viga. Así los aparatos serie A se construyen con los brazos de la viga principal de la misma longitud, con lo cual la carrera de la cabeza del balancín es el doble del radio R de la manivela. Los aparatos serie B y C se construyen con la dimensión desde el cojinete central al eje del pozo de mayor longitud que el brazo posterior de la viga, con el objeto de aumentarle la carrera al aparato.

El aspecto físico o tipo de balancín está dado por la clase de palanca y el tipo de balanceo. Los de clase 1 pueden estar balanceados en la viga o en la manivela y los de clase 3 en la manivela o por aire.

La geometría de este tipo de unidades clase 3 se caracteriza por tener un punto de apoyo al final de la viga viajera, es decir, lejos de la cabeza del balancín.

Otro factor para identificar un balancín corresponde al tipo de balanceo, de acuerdo al cual se tiene:

3.1.4.1 Unidades convencionales. Clase 1. Este tipo de unidad se caracteriza por tener el punto de apoyo de la viga viajera cerca de la cabeza del balancín (véase **Figura 16**).

La unidad convencional balanceada por manivelas es la más usada a nivel mundial, debido a su fácil manejo y mínimo mantenimiento. En este tipo de balancín la rotación de las manivelas origina que la viga principal oscile y de esta manera, hace mover el vástago pulido hacia arriba y hacia abajo. Un limitante para este tipo de unidades es que su tamaño aumenta en función de la producción a extraer, por lo que, en locaciones donde el espacio es reducido, este tipo de unidad presenta inconvenientes.

Figura 16. Unidad de bombeo convencional, Bombeo Mecánico.



Fuente: Autores.

3.1.4.2 Unidades balanceadas por aire. Clase 3. Este tipo de unidades son estructuralmente distintas a las unidades convencionales debido a que los brazos de la manivela están conectados entre el punto de carga y el punto de apoyo del balancín, mientras que las unidades convencionales tienen el punto de apoyo entre la carga y los brazos de la manivela.

Estas unidades son aproximadamente 35% más compactas y un 40% más livianas que las unidades convencionales, esto debido al uso del aire comprimido en lugar

de las pesas, lo que permite un mejor control del contrapeso de la unidad de bombeo (véase **Figura 17**). El diseño más liviano y compacto hace de esta unidad, útil en plataformas y en unidades móviles de ensayo montadas sobre remolques.

Las unidades balanceadas por aire presentan características únicas como son:

- Un pistón y un cilindro de aire son alojados en un tanque cilíndrico ubicado frente a la unidad, por lo que el aire comprimido dentro de este tanque permite contrapesar la carga del pozo.
- Para evitar escape de aire entre el pistón y el cilindro se dispone de un depósito de aceite al tope del pistón que actúa como sello de aire.
- Para hacer que el sistema de presión llegue a un nivel de trabajo se utiliza un compresor de aire auxiliar a fin de controlar y mantener la presión del aire dentro de un rango preestablecido.

Se ha comprobado que bajo las mismas condiciones de largo de carrera, tamaño y velocidad del émbolo, las unidades balanceadas por aire producen mucho más que las unidades convencionales, esto debido a varios factores. Uno de ellos es el tiempo de llenado de la bomba, el cual aumenta, debido a una reducción significativa de la velocidad y aceleración en el recorrido inferior. Otro de los factores es el aumento en el desplazamiento efectivo de la bomba, debido a que más de la mitad del recorrido vertical se efectúa en la mitad de la carrera descendente, es decir, que el máximo de velocidad se produce en menos de la mitad del tiempo del recorrido descendente.

El inconveniente que presentan estas unidades respecto a las convencionales es que requiere un mantenimiento intensivo por parte de personal especializado, lo que resulta en un aumento significativo en la operación de este tipo de unidades.

Figura 17. Unidad balanceada por aire, Bombeo Mecánico.



Fuente: Autores.

3.1.4.3 Unidades unitorque Mark 2. Clase 3. Por su singular forma y contrapeso, este tipo de unidad reduce los picos de torsión y en muchos casos, cuando se usa debidamente requiere menos caballaje. Utiliza un mecanismo cinemático muy similar a los componentes estructurales de la unidad de bombeo convencional. Está diseñada para rotar solamente en sentido contrario a las manecillas del reloj. Esta unidad ofrece uno de los sistemas de bombeo por varillas más sencillo y más avanzados que existe actualmente (véase **Figura 18**).

La forma poco común del Mark 2 redonda en una carrera ascendente más rápida a aceleración baja, donde la carga es más alta, lo cual resulta en menores cargas máximas y en más duración de las varillas de bombeo.²⁸

²⁸ *Ibíd.*, p. 37.

Figura 18. Unidad Unitorque Mark 2, Bombeo Mecánico.



Fuente: Autores

3.2 BOMBEO HIDRÁULICO

El bombeo hidráulico es uno de los sistemas que a lo largo de los años ha sido de gran empleo por muchas empresas petroleras en diferentes pozos a nivel mundial, esto debido a su aplicabilidad en pozos desviados y con alta profundidad.

Este tipo de sistema basa su funcionamiento bajo la ley de Pascal la cual dice que: “Si se ejerce una presión sobre una superficie líquida, ésta se transmite a todas las superficies del mismo con igual intensidad”. La aplicación de este principio permite transmitir potencia mediante la inyección de un fluido motriz, ya sea agua o crudo, desde un punto central en superficie a cualquier número de pozos dentro del sistema, sin necesidad de ningún aparato mecánico. El fluido motriz es inyectado por medio de tubería y directamente a la bomba subsuperficial, la cual se encarga de convertir la energía del fluido de potencia o fluido motriz, en energía potencial o presión.

La bomba subsuperficial puede ser de dos tipos principalmente: el primero de ellos es la bomba jet, la cual convierte el fluido inyectado a alta presión, en un jet a alta velocidad que se mezcla con los hidrocarburos del yacimiento dándole energía necesaria para llegar a la superficie. El segundo tipo y el cual no será tratado en este trabajo de grado, es el tipo pistón o bomba recíprocante, la cual consta de

dos pistones, el pistón superior es controlado por el fluido de potencia o fluido motriz y el inferior es el encargado de bombear el fluido producido.

Las presiones de operación presentes en este sistema varían entre 2000 lb/pg² y 4000 lb/pg², las cuales son generadas por bombas triplex y en algunos casos quintuplex de desplazamiento positivo cuya fuerza motriz está constituida por un motor eléctrico, de diesel o de gas. Al existir la posibilidad de mezcla entre el fluido de potencia y los fluidos del yacimiento, dentro de los elementos del bombeo hidráulico se encuentra un separador en superficie, el cual también separa el gas libre presente en dichos fluidos. El sistema de tratamiento se encarga de regresarle al fluido de potencia sus propiedades iniciales para volver a ser inyectado y cumplir su función. El sistema esta complementado por tanques de almacenamiento de fluido de potencia, de crudo producido y por una serie de ductos que conectan los elementos antes nombrados.²⁹

3.2.1 Equipo. De acuerdo con los diseños desarrollados por cada fabricante, todos los elementos mecánicos que constituyen el sistema de bombeo hidráulico varían en términos generales; sin embargo, el principio básico de operación es el mismo.

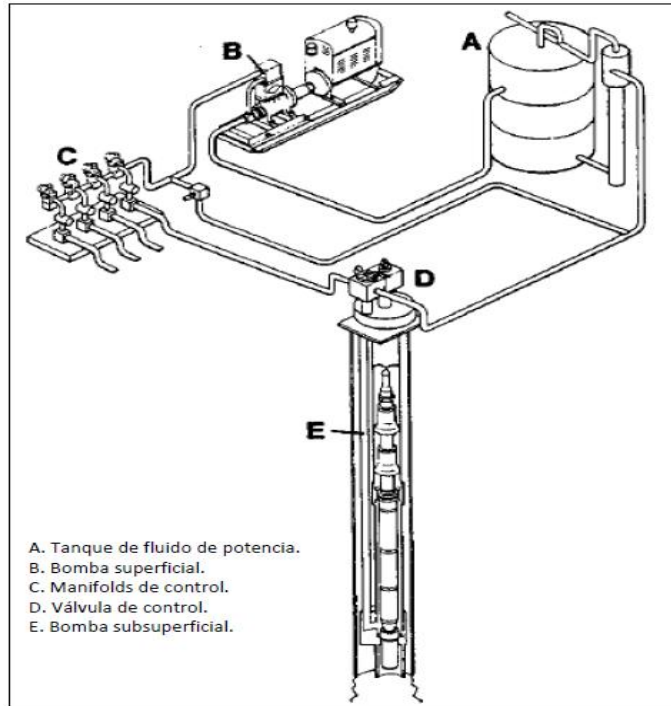
Los componentes que conforman este tipo de sistema se pueden clasificar en dos grandes grupos: equipo de superficie y equipo de subsuelo (ver **Figura 19**).

3.2.1.1 Equipo de superficie. A continuación se enumera el equipo de superficie utilizado en el sistema de bombeo hidráulico.

- Unidad de potencia: la potencia de un sistema de levantamiento por bombeo hidráulico, es dada por bombas triplex y multiplex. Dichas bombas, son de acción recíproca y constan de un terminal de fluido y un terminal de potencia. El terminal de flujo está formado por pistones individuales, con válvulas de retención a la entrada y a la descarga, mientras que el terminal de potencia comprende el cigüeñal, la biela y los engranajes.
- Tanques de almacenamiento: cuando se utiliza petróleo o agua como fluido motriz en un sistema de inyección abierto, dicho fluido se obtiene de oleoductos o de tanques de almacenamiento, para así ser inyectado directamente al sistema de bombeo o de distribución. Pero al contrario de trabajar con un sistema de inyección cerrado, este además de disponer de propios tanques de almacenamiento, debe disponer de un sistema de limpieza para el óptimo funcionamiento del fluido motriz que será reinyectado al pozo.

²⁹ PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 49.

Figura 19. Instalación típica del sistema de Bombeo Hidráulico.



Fuente: PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 52.

- Cabezal de distribución: el fluido que proviene de las bombas triplex o multiplex, es regulado mediante los dispositivos localizados en el conjunto denominado cabezal de distribución. Los cabezales están provistos de medidores de desplazamiento positivo que permiten determinar el volumen de fluido motriz inyectado y por consiguiente, calcular la eficiencia de operación del sistema de bombeo. Se tienen además, válvulas reguladoras de flujo o válvulas reguladoras de presión, las primeras regulan el volumen de fluido motriz inyectado sin importar la presión de operación que este maneje, y las segundas permiten controlar automáticamente dicha presión de operación.³⁰
- Cabezal de pozo: los cabezales de pozo que se utilizan principalmente en un sistema de levantamiento de bombeo hidráulico son: el tipo árbol de navidad y con válvula de cuatro vías. Estos cabezales poseen una válvula master, la cual pilotea cualquier movimiento del fluido, sea fluido motriz o de retorno, dentro

³⁰ GAIBOR SALINAS, Andrés Mauricio. Estudio de factibilidad para la implementación del sistema de bombeo hidráulico en pozos con bajo índice de productividad del Bloque 16. Proyecto de Grado. Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador. 2013. p. 55.

del pozo. Dicha válvula conecta la tubería de producción (tubing) y la tubería de revestimiento (casing), con las líneas de inyección y producción respectivamente.

Cuando se trabaja con un sistema de inyección abierto, se utiliza la válvula de 4 vías, la cual se ubica en el cabezal del pozo y su función es proveer diferentes modos de operación dentro del pozo. Cuando el pozo cuenta con una bomba fija en el subsuelo, el árbol de válvulas en el cabezal, cuenta con una tubería asilada para el transporte del fluido motriz y evitar así que este se mezcle con los fluidos del pozo.

- Válvula de paso: permite la apertura y cierre de manera inmediata del fluido motriz a alta presión que llega directamente de la estación, así como también permite el cierre y la apertura de la línea de flujo o de baja presión.
- Válvula reguladora de flujo: su función es controlar el caudal del fluido motriz que va a ser inyectado al pozo, directamente a la bomba de subsuelo. Esta se encuentra ubicada entre la válvula de paso y el cabezal del pozo.
- Instrumentos adicionales: como se trabaja a altas presiones de inyección de fluido, se tiene que contar con manómetros de alta y baja presión en las líneas de inyección y de retorno. Las presiones que manejan los manómetros nombrados son 5000 psi y 600 psi respectivamente. En algunos pozos se encuentra instalado un manómetro diferencial, el cual registra las presiones de operación de inyección y retorno sin necesitar de otro manómetro que registre la presión de retorno de fluido.

3.2.1.2 Equipo de subsuelo. A continuación se enumera el equipo de subsuelo utilizado en el sistema de bombeo hidráulico.

- Cavity: es un conjunto de extensiones, camisas y acoples con agujeros dispuestos de manera especial para determinado tipo de bomba subsuperficial sea tipo pistón o tipo jet, en el interior de la cavity se aloja la bomba a utilizar en el pozo. Cuando la bomba subsuperficial es alojada en la cavity, esta tiene sellos que delimitan cámaras entre la bomba alojada y la cavity, apropiadas para cada función y recorrido del fluido. La cavity posee alrededor de ella agujeros en lugares destinados al paso de fluidos.
- Empaques: son conocidos también como aisladores de zonas, es una herramienta con mecanismo mecánico e hidráulico, y como su nombre lo indica su función es sellar las paredes del casing y el tubing, evitando de esta manera el movimiento vertical de los fluidos desde la empacadura hacia superficie por el espacio anular.

- Válvula de pie: es una herramienta que se aloja en el extremo inferior de la cavidad, y su función en sistemas de inyección abiertos, es proporcionar el efecto “U”, para evitar que los fluidos que estén circulando regresen al reservorio. Dicha válvula puede ser recuperada mediante el uso de la unidad de wireline y mientras el pozo este fluyendo sirve como asiento para las bombas.
- No-Go: es un elemento de las completaciones de fondo, el cual permite alojar una gran variedad de herramientas en él, para diferentes trabajos dentro del pozo, como el cierre del pozo, chequeo de presiones, etc.
- Camisa: es una herramienta que ubicada en el intervalo productor, permite la comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción. Dicha camisa está compuesta de ranuras las cuales se abren y se cierran, para permitir el ingreso de los fluidos del yacimiento dentro de ella y que estos fluidos puedan llegar a la cavidad.
- Bombas hidráulicas de fondo: estas bombas son el alma del sistema de levantamiento por bombeo hidráulico, ya que estas hacen que por medio de un diferencial de presión, se produzcan los fluidos del yacimiento.

Existen dos tipos de bombas hidráulicas de fondo: la bomba tipo pistón y la bomba tipo jet.

La bomba tipo pistón es impulsada por una sección motriz hidráulica de acción recíproca. Este tipo de bombas presentan gran variedad de dimensiones y una amplia gama de velocidades, lo que permite de esta manera, satisfacer las exigencias en cuanto al caudal de producción. Los componentes básicos de esta bomba en su parte motriz son: el pistón y la válvula inversora, y en la parte del bombeo: el cilindro y el embolo.

La bomba tipo jet logra su acción de bombeo mediante la transferencia de energía entre dos corrientes de fluido. La corriente de alta presión, es dada por el fluido motriz presurizado que es inyectado a la bomba transformando esta presión en energía cinética, la corriente de baja presión, es dada por los fluidos del yacimiento, los cuales son succionados dada la transferencia de energía cinética a estos fluidos. Este tipo de bomba no requiere de varillas o de cables eléctricos para imprimirle potencia, pues la potencia es dada por el fluido motriz inyectado directamente a la bomba, ya sea agua o petróleo.

3.2.2 Sistemas de inyección de fluido motriz. Uno de los puntos clave para el éxito tanto económico como operacional de un sistema de bombeo hidráulico, consiste en tener un fluido motriz o de potencia adecuado. Dado que el fluido motriz es uno de los elementos principales de dicho sistema, este fluido debe

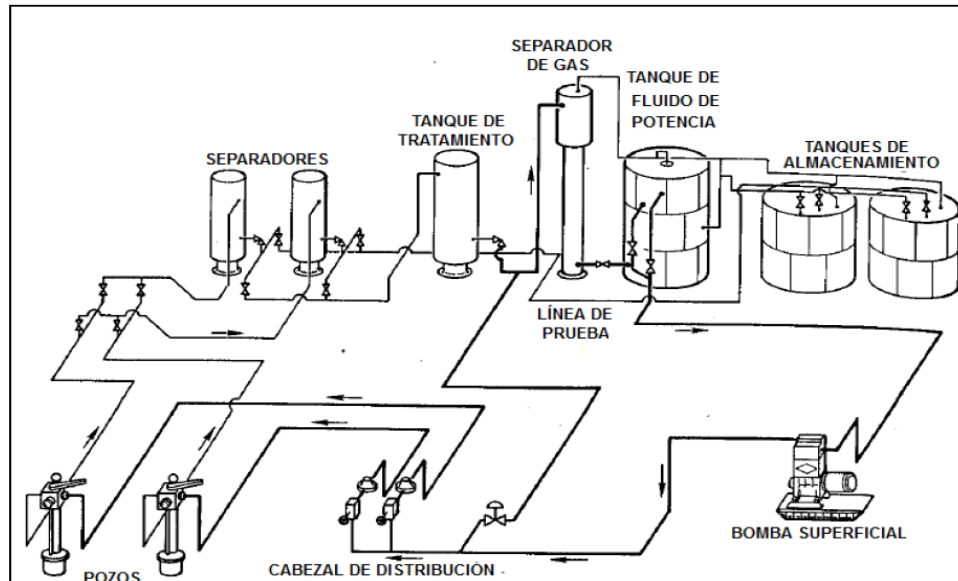
tener la mejor calidad posible para evitar el desgaste masivo de la bomba subsuperficial, es decir controlar a cada momento, la cantidad de sólidos y de gas que este pueda llegar a tener por medio de un eficiente y adecuado sistema de limpieza en superficie. Además de esto, el fluido motriz debe ser inyectado con el caudal y presión adecuados, ya que dicho fluido, es el que permite el funcionamiento de la bomba subsuperficial, por ello existen dos tipos de sistemas de inyección de fluido motriz como son: el sistema de inyección de fluido motriz abierto y el sistema de inyección de fluido motriz cerrado.

3.2.2.1 Sistema de inyección de fluido motriz abierto. En un sistema de inyección abierto, los fluidos motriz y de producción se mezclan, haciendo necesario el uso de instalaciones de separación y limpieza en superficie. Este tipo de sistema de inyección es usado cuando se trabaja con una bomba jet en el pozo, dado que dentro de dicha bomba se mezclan estos fluidos para así poder producir el pozo. A diferencia del sistema cerrado, el sistema abierto únicamente necesita de la tubería de producción a través de la cual se hará pasar el fluido motriz, y del espacio anular entre ésta y el revestidor para que la mezcla de fluidos producción y motriz, llegue a superficie. Una vez en superficie, entra en juego el sistema de tratamiento y limpieza, además del sistema de potencia el cual regresa el fluido motriz limpio al pozo para que cumpla su función, como se puede observar en la **Figura 20**. Cuando se trabaja con agua como fluido motriz, se le deben agregar constantemente lubricantes, inhibidores de corrosión y eliminadores de oxígeno porque al mezclarse con la producción, este fluido va perdiendo aditivos elevando de esta manera el costo de operación.

Debido a la simpleza de este sistema, hace que este, sea el más utilizado en pozos con bombeo hidráulico. En pozos con alto corte agua, los cuales tienden a sufrir de corrosión, habitualmente se usa aceite como fluido motriz, para así disminuir el corte de agua y por ende inhibir la corrosión.

Una desventaja del sistema de inyección abierto, es el incremento del fluido a tratar en superficie, lo que conlleva a usar equipos de limpieza tratamiento y almacenamiento más especializados que los que se usaría en un sistema de inyección cerrado. Esto debido a la mezcla de fluidos que se presenta dentro de la bomba jet.

Figura 20. Sistema de inyección de fluido motriz abierto, Bombeo Hidráulico.



Fuente: PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 57.

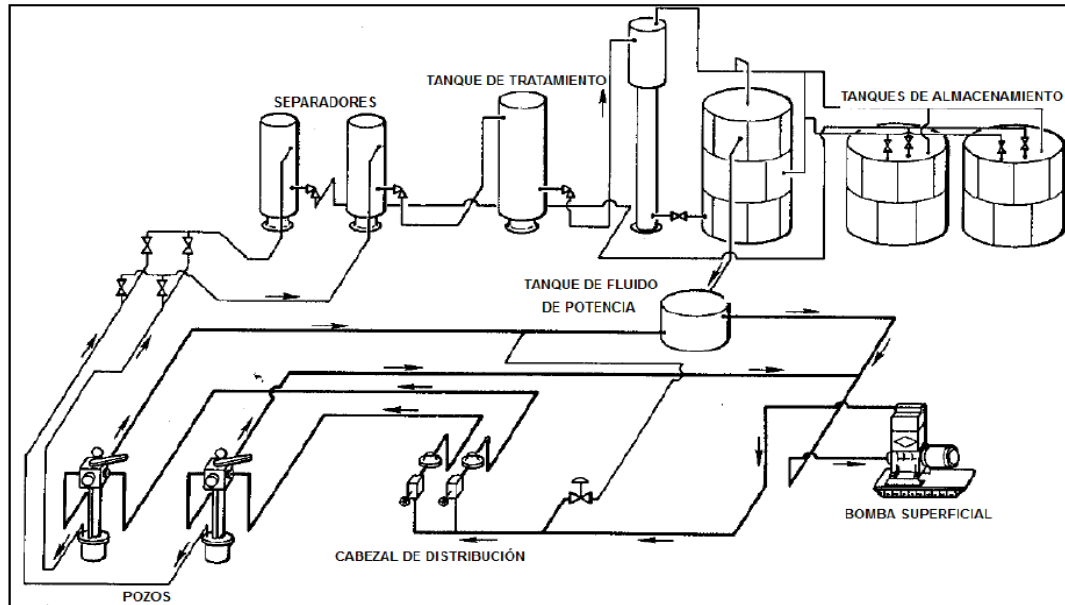
3.2.2.2 Sistema de inyección de fluido motriz cerrado. En un sistema de inyección cerrado, el fluido motriz es inyectado directamente a la bomba subsuperficial, sin que dicho fluido se mezcle con el fluido de producción, haciendo que este tipo de sistema sea de uso exclusivo cuando se trabaja con una bomba tipo pistón en el pozo. Este tipo de sistema no se puede usar cuando se trabaja con una bomba tipo jet en el pozo, ya que este tipo de bomba necesita mezclar los fluidos de producción y motriz, para poder producir el pozo. Este tipo de sistema de inyección necesita de una tubería extra en el pozo para poder circular el fluido motriz a la bomba subsuperficial y recircularlo a la superficie para su respectivo tratamiento. Debido a esto, este sistema es más costoso y por lo tanto el menos utilizado, sin embargo es usado en operaciones costa afuera y en Campos donde el espacio es un factor determinante (véase **Figura 21**).

El fluido motriz más utilizado en este tipo de sistema es el agua, ya que este representa menor peligro para los trabajadores y menor contaminación, sin embargo, a este tipo de fluido se le deben agregar lubricantes, inhibidores de corrosión y removedores de oxígeno por lo que el costo de operación aumenta.

En este caso el tanque es el encargado de remover la totalidad de las partículas abrasivas del fluido motriz que va a ser recirculado al pozo.³¹

³¹ PÉREZ. Op. cit., p. 67.

Figura 21. Sistema de inyección de fluido motriz cerrado, Bombeo Hidráulico.



Fuente: PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 57.

3.2.3 Ventajas, desventajas y limitaciones. A continuación se enumeran las ventajas, desventajas y limitaciones del sistema de bombeo hidráulico.

- Ventajas:
 - Puede operarse en pozos profundos, horizontales, desviados y verticales.
 - Tolerante a sólidos y fluidos corrosivos.
 - Excelente para producir fluidos viscosos.
 - Capacidad para funcionar bajo altos caudales.
 - Se puede utilizar en plataformas costa afuera y en locaciones con espacio reducido.
 - Bajo mantenimiento, bajo costo de mantenimiento en caso de presentar fallas y de fácil reparación.
 - No presenta problemas cuando en el pozo hay presencia de gas libre, pues este se libera fácilmente.

- Todas las bombas hidráulicas pueden accionarse desde una sola fuente de fluido motriz.
- Desventajas
 - En pozos donde se tiene un alto corte de agua se requiere inyectar químicos para bajar la emulsión producida.
 - La eficiencia volumétrica es demasiado baja.
 - Requiere un alto caballaje en superficie.
 - En pozos con alta producción de arena no es recomendable.
 - Se requiere de altas presiones de inyección por lo que resulta peligroso la operación del fluido motriz en superficie para los trabajadores.
- Limitaciones
 - Profundidad 1000-16500 ft
 - Su producción se encuentra entre 100-10000 BPD
 - Se presenta cavitación cuando se presentan bajos caudales y bajas presiones a la entrada de la bomba.
 - No es recomendable en pozos con producción por baches.
 - Se puede utilizar para la producción de crudos pesados, utilizando crudos ligeros como fluido de potencia, aunque se minimiza su eficiencia.

3.2.4 Tipos de completaciones. La bomba subsuperficial del sistema de bombeo hidráulico, puede ser instalada de varias maneras de acuerdo con las características del pozo y con las características del fluido a producir. A continuación se presentan los principales tipos de completaciones que se usan actualmente.

3.2.4.1 Bomba libre. Este tipo de completación es uno de los rasgos más distintivos del sistema de bombeo hidráulico, ya que éste permite circular la bomba hacia el fondo del pozo, producirlo y recuperar la bomba por medio de circulación inversa cuando se requieran realizar trabajos de reparación o cambios de bomba. Este tipo de completación, cuenta con arreglo especial en el pozo que consta de

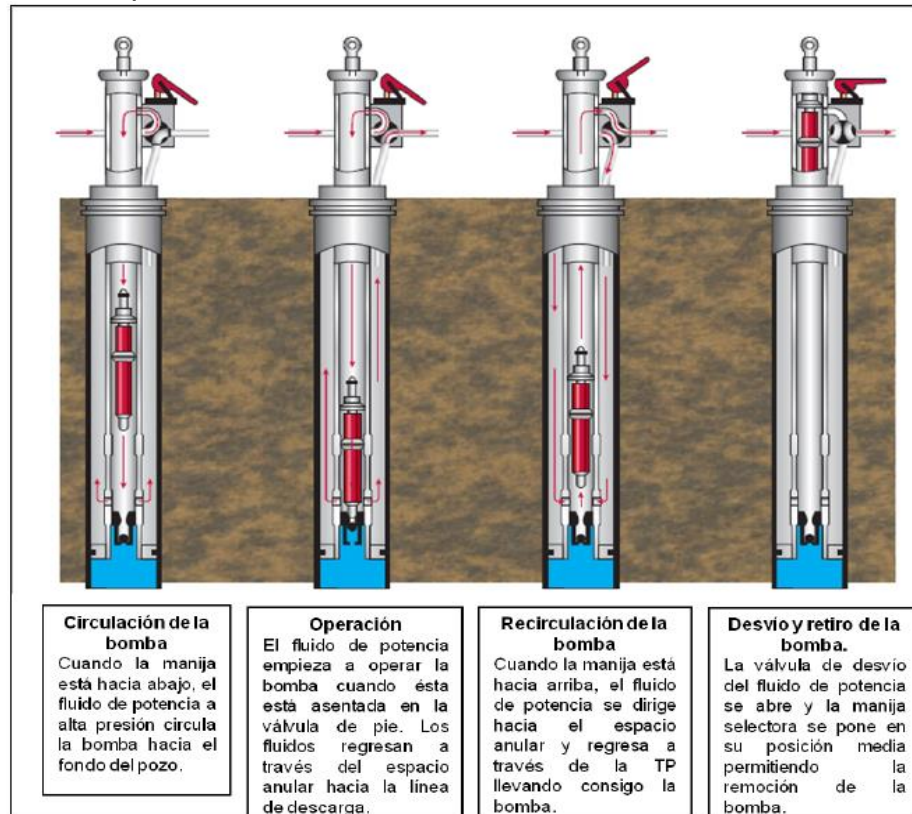
una zapata de asiento y unos sellos resistentes a la corrosión que actúan como receptáculo para la bomba.

Para instalar la bomba en este tipo de completación, primero que todo con línea de acero se baja una válvula de pie hasta la zapata de asiento, posterior a esto se baja la bomba a través de la tubería del fluido motriz, éste se pone a circular en sentido normal, para de esta manera lograr bajar la bomba hasta el fondo. Cuando la bomba llega al fondo, ésta entra a los sellos e inicia su funcionamiento abriendo la válvula de pie y permitiendo el inicio del bombeo. Cuando la bomba se requiera sacar del pozo, se debe realizar el redireccionamiento de las válvulas y cerrar la válvula de pie, para de esta manera poner en circulación inversa el sistema de bombeo hidráulico y poder recircular la bomba hacia superficie, como se puede observar en la **Figura 22**.

La completación con bomba libre ofrece la ventaja de sacar la bomba sin necesidad de sacar toda la tubería de producción y sin necesidad de utilizar equipos de workover

3.2.4.2 Bomba fija. En este tipo completación la bomba subsuperficial termina siendo parte integral de la sarta de producción, es decir que cuando se requiera sacar la bomba, se necesita de equipos de workover para sacar todo el aparejo de producción. La bomba es alojada en una zapata de asiento puesta anteriormente dentro de la tubería de producción y sujeta por medio de una cámara de fondo, de allí que ya la bomba queda fija a la tubería y logra entrar en funcionamiento una vez empieza el bombeo del fluido motriz. Este tipo de completación es usado en pozos que producen por debajo del punto de burbuja, por lo que se utiliza una tubería paralela para poder ventear el gas libre producido, sin afectar la eficiencia del sistema.

Figura 22. Instalación y desinstalación de la bomba hidráulica con completación de bomba libre, Bombeo Mecánico.



Fuente: PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 59.

3.2.5 Bombeo hidráulico tipo jet. Para este caso la bomba que hace parte del sistema de bombeo hidráulico es la bomba tipo jet. Este tipo de bomba no emplea partes móviles, por lo que logra tolerar fluidos de producción y motriz, altamente corrosivos y abrasivos, que para el caso de cualquier otro tipo de sistema, es una de las principales limitantes.

Este sistema trabaja bajo el Efecto Venturi, el cual consiste en que un fluido en movimiento dentro de un conducto cerrado disminuye su presión cuando aumenta la velocidad al pasar por una zona de sección menor. En ciertas condiciones, cuando el aumento de la velocidad es muy grande, se generan presiones negativas y por lo tanto succión de fluidos. Basándose en esto, al inyectarle fluido motriz a alta presión a la bomba jet, esta genera un intercambio de energía o momento, entre dicho fluido y el fluido a producir (baja presión), generando de esta manera el arrastre de la mezcla de los dos fluidos y así lograr llevarlos a superficie para su respectivo tratamiento y separación.

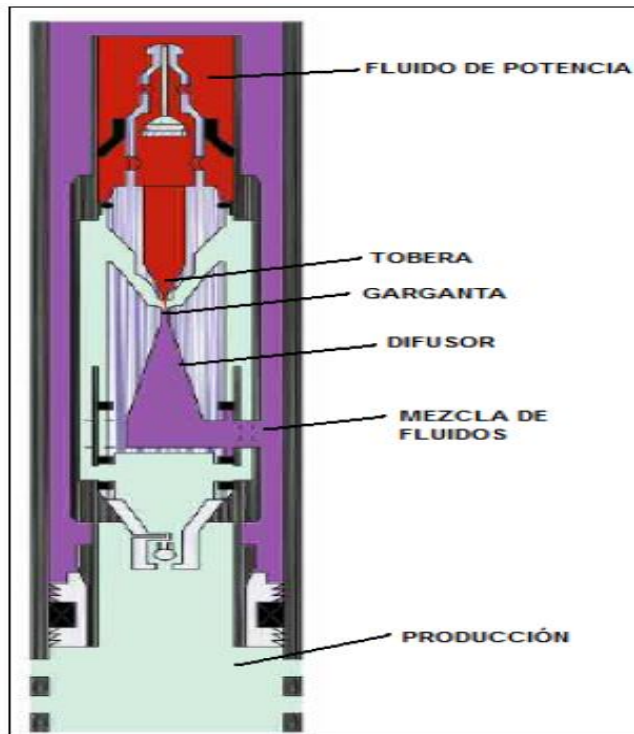
La bomba tipo jet no requiere de varillas o cables eléctricos para imprimirle potencia al sistema, sino que ésta funciona por medio de la inyección del fluido motriz. La tasa de producción de este tipo de sistema hidráulico puede ser manipulada en superficie, modificando la presión y el caudal de inyección del fluido motriz.

Frecuentemente se recomienda su uso en pozos con producción de arena y producción de gas, ya que éstos no afectan la eficiencia del sistema.

Las partes más importantes de la bomba jet de este sistema, son la boquilla y la garganta, puesto que la relación de áreas internas de estos dos componentes, determina el rendimiento de la bomba. Sin embargo, diferentes configuraciones geométricas boquilla-garganta, permiten manejar distintos caudales de inyección y producción. El volumen de fluido motriz a usar, es proporcional al tamaño de la boquilla.

En la **Figura 23**. Se ilustra esquemáticamente los componentes básicos de una bomba jet.

Figura 23. Esquema de la bomba jet, Bombeo Hidráulico.



Fuente: PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 64.

3.2.5.1 Funcionamiento. El fluido motriz es inyectado desde la superficie y pasa a través de la tobera, donde la presión del fluido motriz es convertida en un jet o chorro de muy alta velocidad. El fluido es descargado en la cámara de entrada de la producción, la cual se encuentra conectada con la formación. El fluido motriz arrastra el fluido de producción y ambos fluidos entran a la garganta de la bomba.

En la garganta de la bomba es donde ocurre la mezcla completa de los fluidos de producción y motriz, transfiriéndose así, la energía de un fluido a otro. Al final de la garganta, la mezcla de fluidos posee gran velocidad y energía cinética suficiente, para fluir hasta la superficie. Los fluidos mezclados entran después al difusor donde la energía cinética remanente se convierte en presión estática, la cual es mayor a la carga estática de la columna, debido a la disminución de la velocidad del fluido. Dicha presión se mantiene constante al salir de la bomba, y ésta es la que hace posible que los fluidos lleguen a superficie para su debido tratamiento, separación y almacenamiento y para el caso del fluido motriz, para su reinyección al pozo.

3.2.5.2 Ventajas, desventajas y limitaciones. A continuación se enumeran las ventajas, desventajas y limitaciones que presenta el sistema de bombeo hidráulico jet.

- Ventajas:
 - Ausencia de partes móviles, por lo que presenta tolerancia para producir fluidos corrosivos y abrasivos. Esto aplica tanto para el fluido motriz como para el fluido de producción.
 - La bomba jet se puede adaptar a cualquier arreglo de fondo que se esté utilizando en el pozo.
 - Permite manejar volúmenes de gas sin afectar la eficiencia de la bomba jet.
 - Este sistema funciona correctamente en pozos desviados y horizontales.
 - La bomba jet del sistema puede repararse en la locación, con tiempos comprendidos entre 15 a 45 minutos.
 - Flexibilidad del sistema, puesto que el caudal de producción se puede regular variando la presión y el caudal de inyección del fluido motriz

- Desventajas:
 - El fluido motriz puede formar emulsiones con el fluido producido, dificultando los procesos de tratamiento y por lo tanto aumentando los costos.
 - Las altas presiones manejadas en las instalaciones de superficie constituyen un factor de riesgo para los trabajadores.
 - Los cálculos de caudales y corte de agua de formación, son susceptibles a errores, si las mediciones de estos parámetros no se realiza con el equipo y procedimiento adecuado.
- Limitaciones:
 - Profundidades de asentamiento desde 1000 a 18000 pies.
 - Tasa de producción entre 50 y 10000 BPD.
 - Gravedad API mayor a 8 grados
 - Pozos direccionales, con desviaciones no mayores a 60° a la profundidad de asentamiento de la bomba.
 - Temperatura de operación entre 100 y 500°F.

3.2.5.3 Tipos de bomba jet. A continuación se mencionan y se explican, los diferentes tipos de bomba jet del sistema de bombeo hidráulico.

- Bomba jet directa: en una bomba jet directa, la inyección de fluido motriz se realiza por el tubing y el fluido de retorno se produce por el espacio anular. Este tipo de bomba se desplaza hidráulicamente dentro de la tubería de producción, hasta el fondo donde termina alojándose en la cavidad. Para retirarla, se bombea el fluido motriz por el espacio anular dando como resultado un flujo invertido, el cual acciona la válvula de pie presurizando el fondo y retirando la bomba de la cavidad. En este tipo de bombas el nozzle se encuentra en la parte superior. Es utilizada comúnmente en pozos donde el revestidor está deteriorado. En la **Figura 24 (A)**, se puede apreciar este tipo de bomba.

Algunos diseños especiales de este tipo de bomba, incorporan en ella una válvula de cierre en fondo y de esta manera permiten el alojamiento de sensores electrónicos de presión y temperatura y un toma muestras de fluido.

La bomba jet directa presenta las siguientes ventajas:

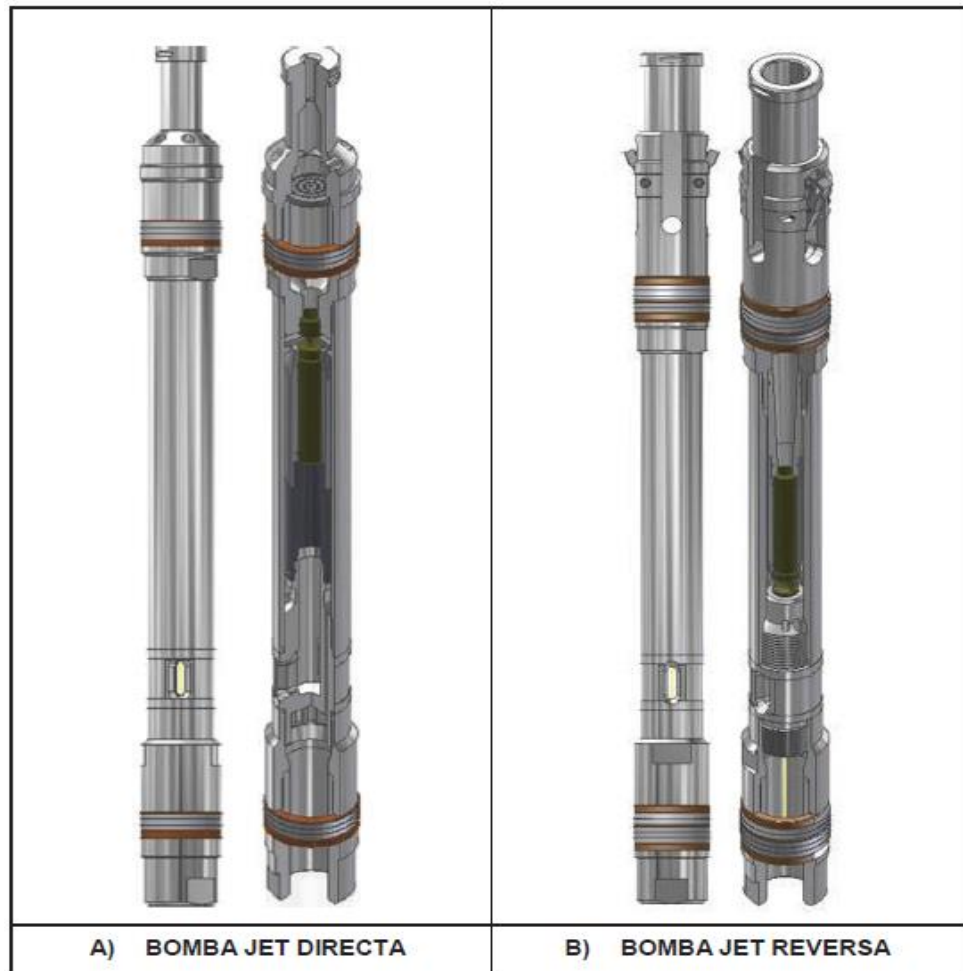
- No se requiere de equipos de workover para cambios de bomba.
- Puede alojar sensores de presión y temperatura además de toma muestras de fluido.
- Minimiza las pérdidas por fricción.
- Puede ser utilizada en pozos desviados, horizontales y verticales.
- Bajos costos de operación.
- **Bomba jet reversa:** en una bomba jet reversa el fluido motriz es bombeado por el espacio anular y el fluido de retorno es producido por el tubing. Los fluidos del yacimiento son recuperados en superficie, una vez se haya desalojado totalmente la capacidad de la tubería de producción que se encuentra por encima de la bomba, esto resulta en una disminución notable de tiempo con respecto a los sistemas de inyección por directa, en los cuales los fluidos son recuperados una vez se haya desalojado totalmente el espacio anular. En la **Figura 24 (B)**, se puede apreciar este tipo de bomba.

Este tipo de bomba puede instalarse en fondo de manera hidráulica o por medio de línea de acero (slickline), sin embargo solo es recuperable por medio de cable debido a que ésta posee patas de anclaje.

Esta bomba jet permite la toma de datos del yacimiento de forma rápida habitualmente cuando se requiere evaluar la formación productora.

Una de las ventajas que presenta este tipo de bomba además de las de la bomba jet directa es que, ésta puede manejar volúmenes de gas libre sin afectar su eficiencia puesto que el desgaste es mucho menor.

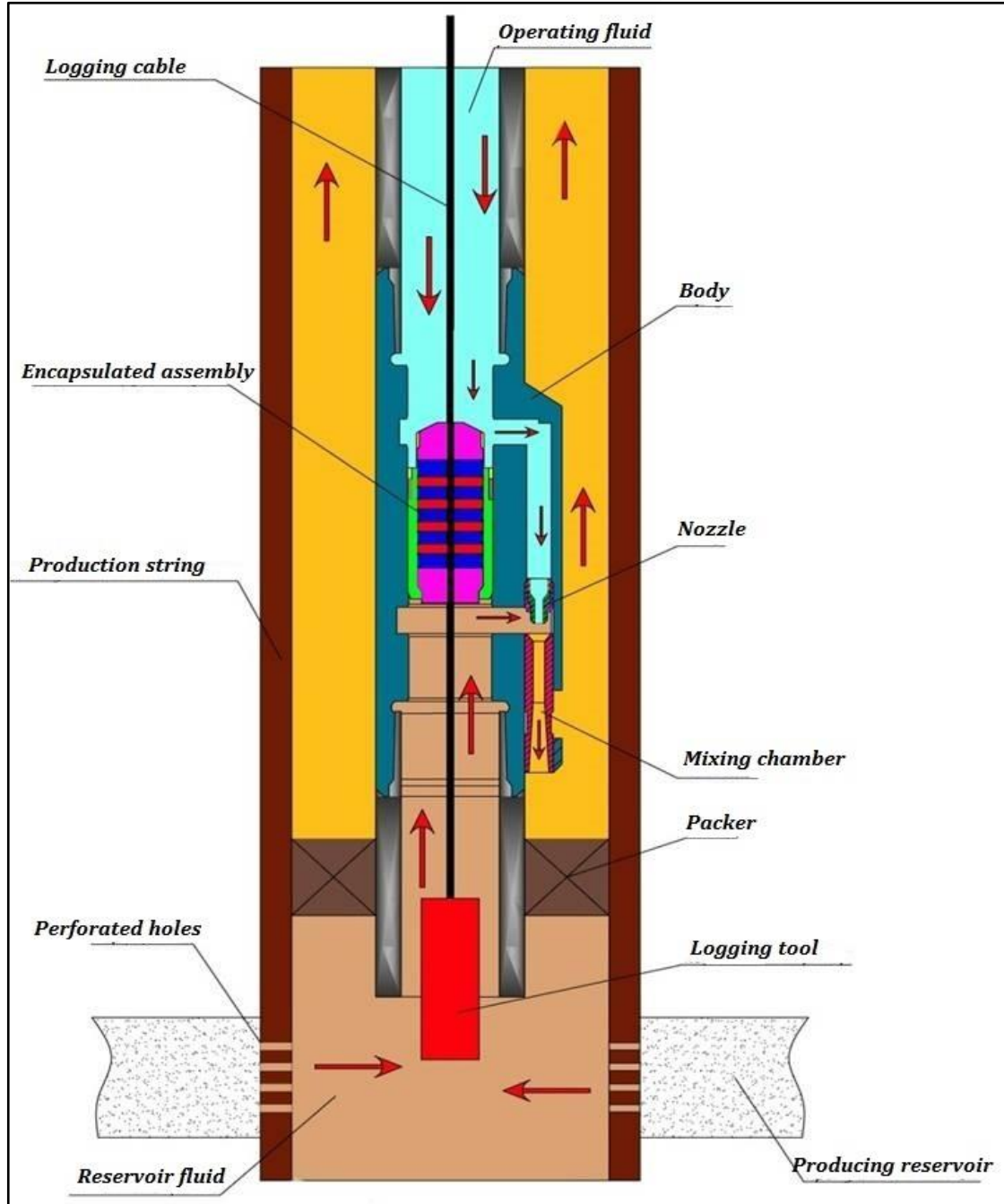
Figura 24. Tipos de bomba jet, Bombeo Hidráulico.



Fuente: MIRANDA GRIJALDA, Erick Leonardo. Producción de petróleo con bombeo hidráulico tipo jet, utilizando como fluido motriz el agua del sistema de reinyección, en un Campo del Oriente Ecuatoriano. Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador. 2015. p. 50.

3.2.5.4 Bomba jet de A.I.P S.A.S. La bomba tipo jet de A.I.P S.A.S presenta el mismo funcionamiento que una bomba jet convencional pero se diferencia en su configuración mecánica. Esta bomba está configurada en un mandril, en donde se encuentran la boquilla y la garganta, y es allí, donde se genera el efecto Venturi, permitiendo así realizar diferentes trabajos en el pozo, como la toma de registros de producción PLT, como se muestra en la **Figura 25**.

Figura 25. Bomba jet usando la herramienta de registros de producción PLT.

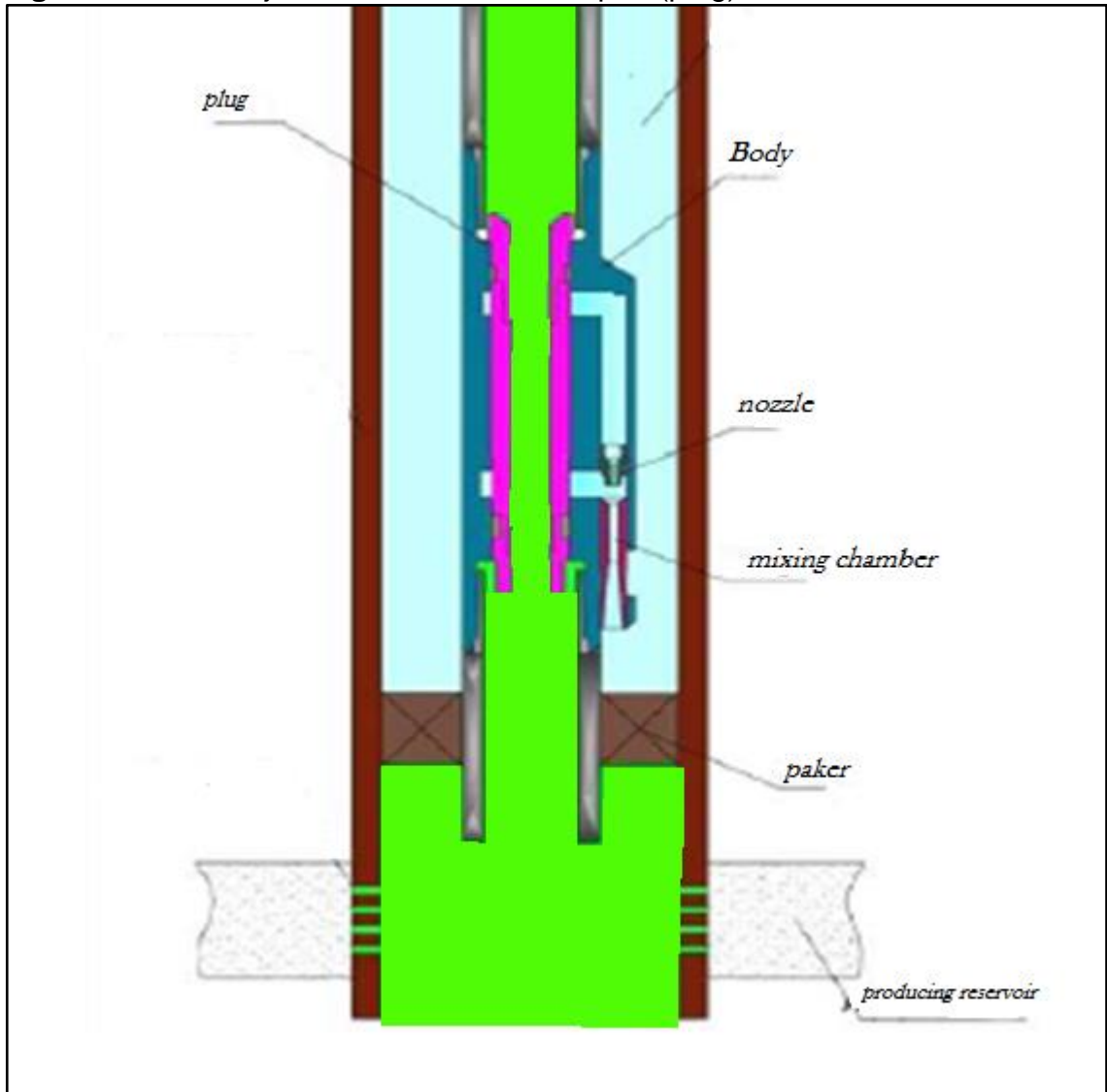


Fuente: Asesoría en Ingeniería de Petróleos. (A.I.P S.A.S), Bogotá, Colombia, 2016.

La bomba tipo jet de A.I.P S.A.S, gracias a su configuración, permite adicionar al completamiento de un pozo, otro sistema de levantamiento con varilla como el bombeo mecánico o el bombeo por cavidades progresivas (PCP). Para adicionar dichos sistemas, se debe retirar el ensamblaje encapsulado (encapsulated assembly) y adicionar un tapón para aislar la garganta y la boquilla, y así

deshabilitar la bomba tipo jet para producir con el otro sistema de levantamiento adicionado. En la **Figura 26**, se observa la bomba tipo jet de A.I.P S.A.S con el tapón.

Figura 26. Bomba jet de A.I.P S.A.S con tapón (plug).



Fuente: Asesoría en Ingeniería de Petróleos. (A.I.P S.A.S), Bogotá, Colombia, 2016.

4. DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO COMBINADO BOMBEO MECÁNICO E HIDRÁULICO

En esta sección, se presentan los diseños realizados, tanto para el sistema de bombeo hidráulico como para el sistema de bombeo mecánico por separado, debido a que no se cuenta con un software que realice el diseño combinado bombeo mecánico e hidráulico como un solo conjunto.

El diseño del sistema de bombeo hidráulico jet se realizó por medio del simulador SYAL de Sertecpet Colombia, en el cual se logró determinar la mejor configuración de la bomba jet a utilizar en el Pozo Santos 106. La configuración de la bomba jet diseñada en el software servirá como base para configurar la bomba jet de A.I.P. S.A.S la cual, será instalada y utilizada en dicho pozo.

Para el diseño del sistema de bombeo mecánico, se determinó que se utilizará el diseño que actualmente se encuentra instalado en el Pozo Santos 106, el cual será presentado y descrito en la sección 4.2 de este capítulo. Sin embargo se rediseñará el completamiento de dicho sistema, el cual consistirá en eliminar un tramo de la tubería de producción, para agregar la bomba jet de A.I.P S.A.S y de esta manera poder obtener la información del yacimiento necesaria por medio de la herramienta de registros de producción PLT. Además de esto se modificará la profundidad del empaque que conforma dicho sistema.

Los sistemas de levantamiento que componen el sistema combinado, funcionaran por separado, es decir, el pozo estará produciendo siempre por bombeo mecánico, pero cuando se requiera correr el registro de producción, se desactivará y se desinstalará el sistema de bombeo mecánico y se activará el sistema de bombeo hidráulico. De la misma forma, una vez terminada la corrida del registro, se desactivará el sistema de bombeo hidráulico y se reinstalará y activará el sistema de bombeo mecánico.

A continuación, se presentan los diseños de los sistemas de levantamiento que componen el sistema combinado.

4.1 DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

A continuación se describe el procedimiento manual, con sus ecuaciones y secuencia respectiva para el diseño del sistema de Bombeo Hidráulico Jet.

4.1.1 Procedimiento manual para el diseño del sistema de Bombeo Hidráulico Jet. El modelo más usado para el diseño de bombas jet es el publicado por Cunnigham con base en los primeros trabajos publicados por Gosline y O'Brien. La secuencia de cálculos y ecuaciones específicas para una

instalación de bombeo hidráulico tipo jet fue publicada por Petrie, Wilson y Smart.³²

4.1.1.1 Descripción del modelo de Petrie *et. al.* El modelo expuesto por Petrie *et. al.*, se puede dividir en dos partes: la primera en la cual se realizan los cálculos involucrados para la determinación del fluido de potencia y la determinación de la mejor área de boquilla y garganta de la bomba; y la segunda parte, en la cual se realizan los cálculos para determinar el funcionamiento y comportamiento tanto de la bomba jet como del fluido de retorno.

En la primera parte de este proceso iterativo se calculan: el gasto en la boquilla, la presión en la boquilla y la relación adimensional de presión, flujo másico y área. En la segunda parte de este proceso se calculan: la eficiencia de la bomba, área de cavitación y reformulaciones por manejo de gas libre dentro del pozo.

4.1.1.2 Ecuaciones del modelo de Petrie *et. al.* A continuación se presentan las ecuaciones necesarias para realizar el diseño de un sistema de Bombeo Hidráulico Jet.

- Gasto de la boquilla: con la **Ecuación 1**, se calcula el gasto en la boquilla de la bomba jet.

Ecuación 1. Gasto de la boquilla, Diseño Bomba Jet.

$$q_n = 832A_n \sqrt{(p_n - p_{ps})/g_n}$$

PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 57.

Dónde:

qn: gasto de la boquilla. Bpd.

An: área de la boquilla. Pulg².

Pn: presión de la boquilla. Psi.

Pps: presión de succión de la bomba. Psi.

gn: gradiente de flujo en la boquilla. Lb/pulg²/pie.

³² PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 57.

- Relación adimensional de área: con la **Ecuación 2**, se calcula la relación de área de la boquilla y la garganta.

Ecuación 2. Relación adimensional de área, Diseño Bomba Jet.

$$F_{aD} = \frac{A_n}{A_t}$$

PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 57.

Dónde:

An: área de la boquilla. Pulg².

At: área de la garganta. Pulg².

- Relación adimensional de flujo másico: con la **Ecuación 3**, se calcula la relación adimensional de flujo másico entre el gasto de la succión y el gasto de la boquilla.

Ecuación 3. Relación adimensional de flujo másico, Diseño Bomba Jet.

$$F_{mfD} = \frac{q_s * g_s}{q_n * g_n}$$

PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 58.

Dónde:

F_{mfd}: relación adimensional de flujo másico.

q_s: gasto de succión. Bpd.

g_s: gradiente de succión. Lb/pulg²/pie.

- Relación adimensional de presión: con la **Ecuación 4**, se calcula el aumento de presión generado en el fluido producido y la pérdida de presión del fluido de potencia en la bomba.

Ecuación 4. Relación adimensional de presión, Diseño Bomba Jet.

$$F_{pD} = \frac{p_{pd} - p_{ps}}{p_n - p_{pd}}$$

PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 58.

Dónde:

F_{pd}: relación adimensional de presión.

P_{pd}: presión de descarga de la bomba. Lb/pulg².

- Eficiencia: con la **Ecuación 5**, se calcula la eficiencia que no es más que, la relación entre la potencia adicionada al fluido producido y la pérdida de potencia del fluido motriz.

Ecuación 5. Eficiencia de la bomba, Diseño Bomba Jet.

$$E_p = F_{mfd} * F_{pD} = \frac{(p_{pd} - p_{ps})(q_s * g_s)}{(p_n - p_{pd})(q_n * g_n)} (q_s * g_s)$$

PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 59.

Dónde:

Ep: eficiencia de la bomba.

- Área de cavitación: con la **Ecuación 6**, se calcula el área mínima para evitar cavitación en la bomba.

Ecuación 6. Área de cavitación,
Diseño Bomba Jet.

$$A_{cm} = \frac{q_s}{691 \sqrt{\frac{p_{ps}}{g_s}}}$$

PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 59.

Dónde:

Acm: área transversal mínima de cavitación. Pulg².

- Correcciones por manejo de gas: las ecuaciones anteriormente descritas se utilizan cuando solo hay presencia de petróleo en el pozo, sin embargo, en los pozos no solo se produce petróleo, sino que también gases que pueden afectar el funcionamiento de la bomba jet en el fondo del pozo, por lo que se deben realizar las correcciones pertinentes. Una de las correcciones se le realiza a la relación adimensional de flujo másico por lo que la **Ecuación 3** queda de la siguiente manera:

Ecuación 7. Corrección por gas para la relación adimensional de flujo másico, Diseño Bomba Jet.

$$F_{mfD} = \frac{(q_s + q_g) * g_s}{(q_n * g_n)}$$

PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 60.

Dónde:

qg: gasto de gas libre a las condiciones de presión de entrada a la bomba. Bpd.

También se le realiza corrección por presencia de gas al área de cavitación de la bomba, por lo que se debe tener en cuenta el área adicional requerida para el paso de gas (**Ecuación 8**).

Ecuación 8. Área adicional requerida para el paso de gas, Diseño Bomba Jet.

$$A_g = \frac{q_s(1 - W_c)R}{24650 p_{ps}}$$

PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 60.

Dónde:

Ag: área adicional para el paso de gas en la bomba. Pulg².

Wc: corte de agua.

R: relación gas petróleo. ft³/bbl.

Incorporando la **Ecuación 8** en la **Ecuación 6**, se tiene que:

Ecuación 9. Área mínima para evitar cavitación corregida por presencia por gas, Diseño Bomba Jet.

$$A_{cm} = q_s \left[\frac{1}{691} \sqrt{\frac{g_s}{p_{ps}}} + \frac{(1 - W_c)R}{24650p_{ps}} \right]$$

PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 61.

Dónde:

A_{cm}: área mínima para evitar cavitación. Pulg².

4.1.1.3 Aplicación del modelo de Petrie et. al. A continuación se presenta el procedimiento detallado, así como también las ecuaciones complementarias para realizar el diseño de la bomba jet de manera manual.

- Flujo de fluido de potencia a través de la garganta.
- Calcular el gradiente de succión de la garganta, (g_s).

Ecuación 10. Gradiente de succión de la garganta, Diseño Bomba Jet.

$$g_s = g_o(1 - W_c) + g_w W_c$$

PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 61.

Dónde:

g_o: gradiente del fluido producido. Lb/pulg²/pie.

g_w: gradiente del agua producida. Lb/pulg²/pie.

- Para una producción deseada y una presión de entrada a la bomba, se calcula el área mínima de succión para evitar cavitación con la **Ecuación 9**.

- A partir de las diferentes tablas de fabricantes de bombas jet, encontrar una combinación de boquilla y garganta cuya relación de área y cuya área de flujo anular sea mayor que el valor del área mínima de cavitación calculada anteriormente.
- Seleccionar una presión operativa en superficie que se puede establecer entre 2000 y 4000 psi.
- Determinar la presión en la boquilla por medio de la **Ecuación 11**, despreciando el valor de fricción para la primera iteración.

Ecuación 11. Presión en la boquilla, Diseño Bomba Jet.

$$p_n = p_{so} + g_n D - p_{fpt}$$

PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 65.

Dónde:

p_{so} : presión superficial de operación. Psi.

p_{fpt} : presión de fricción de fluido de potencia. Psi.

D : profundidad de asentamiento de la bomba. Pies.

- Determinar el gasto en la tobera por medio de la **Ecuación 1**, para una presión p_{ps} seleccionada.
- Determinar la presión de fricción del fluido de potencia.

Ecuación 12. Presión de fricción del fluido de potencia, Diseño Bomba Jet.

$$p_{fpt} = \left(\frac{202 \times 10^{-8} L \left[\frac{(D1^2 - D2^2)}{(D1 - D2)} \right]^2}{(D1 - D2)(D1^2 - D2^2)^2 \left[\frac{D1}{(D1 - D2)} \right]^{0.1}} \right) \times \left[\left(\frac{\mu}{g_n} \right)^{0.21} g_n \right] q_n^{1.79}$$

PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 65.

Dónde:

L: longitud de la tubería de producción. Pies.

D1: diámetro interior del casing. Pulg.

D2: diámetro exterior de la tubería de producción. Pulg.

μ : viscosidad del fluido de potencia. Cp.

- Recalcular la presión en la tobera y después recalcular el gasto en la tobera. Si al recalcular estos, no se obtiene una tolerancia del 15%, es necesario calcular un valor nuevo de presión de fricción hasta que se alcance dicha tolerancia.
- Desempeño de la bomba y flujo de retorno.
- Determinar lo valores necesarios para predecir la presión de descarga de la bomba, por lo que se calculan el gasto total de retorno, el gradiente del gasto de retorno, corte de agua del fluido de retorno, la relación gas líquido del flujo de retorno y la viscosidad del mismo con las siguientes ecuaciones:

Ecuación 13. Gasto total de retorno, Diseño Bomba Jet.

$$q_d = q_s + q_n$$

PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos.
Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 67.

Dónde:

q_d : gasto de retorno. Bpd.

Ecuación 14. Gradiente del gasto de retorno, Diseño Bomba Jet.

$$g_d = \frac{(g_s * q_s) + (g_n * q_n)}{q_d}$$

PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 67.

Dónde:

gd: gradiente del gasto de retorno. Lb/pulg²/psi.

Ecuación 15. Corte de agua del fluido de retorno, Fluido de potencia aceite.

$$W_{cd} = \frac{(g_s * W_c)}{q_d}$$

PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 67.

Dónde:

Wcd: corte de agua del fluido de retorno.

Ecuación 16. Corte de agua del fluido de retorno, Fluido de potencia agua.

$$W_{cd} = \frac{g_n + (g_s * W_c)}{q_d}$$

PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 70.

Ecuación 17. Relación gas líquido del flujo de retorno, Diseño Bomba Jet.

$$F_{gl} = \frac{g_s(1 - W_c)R}{q_d}$$

PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 70.

Dónde:

Fgl: relación gas líquido del flujo de retorno. ft³/bbl.

Ecuación 18. Viscosidad del fluido de retorno, Diseño Bomba Jet.

$$\mu_m = \frac{\mu_o(1 - W_{cd}) + \mu_w W_{cd}}{q_d}$$

PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 71.

Dónde:

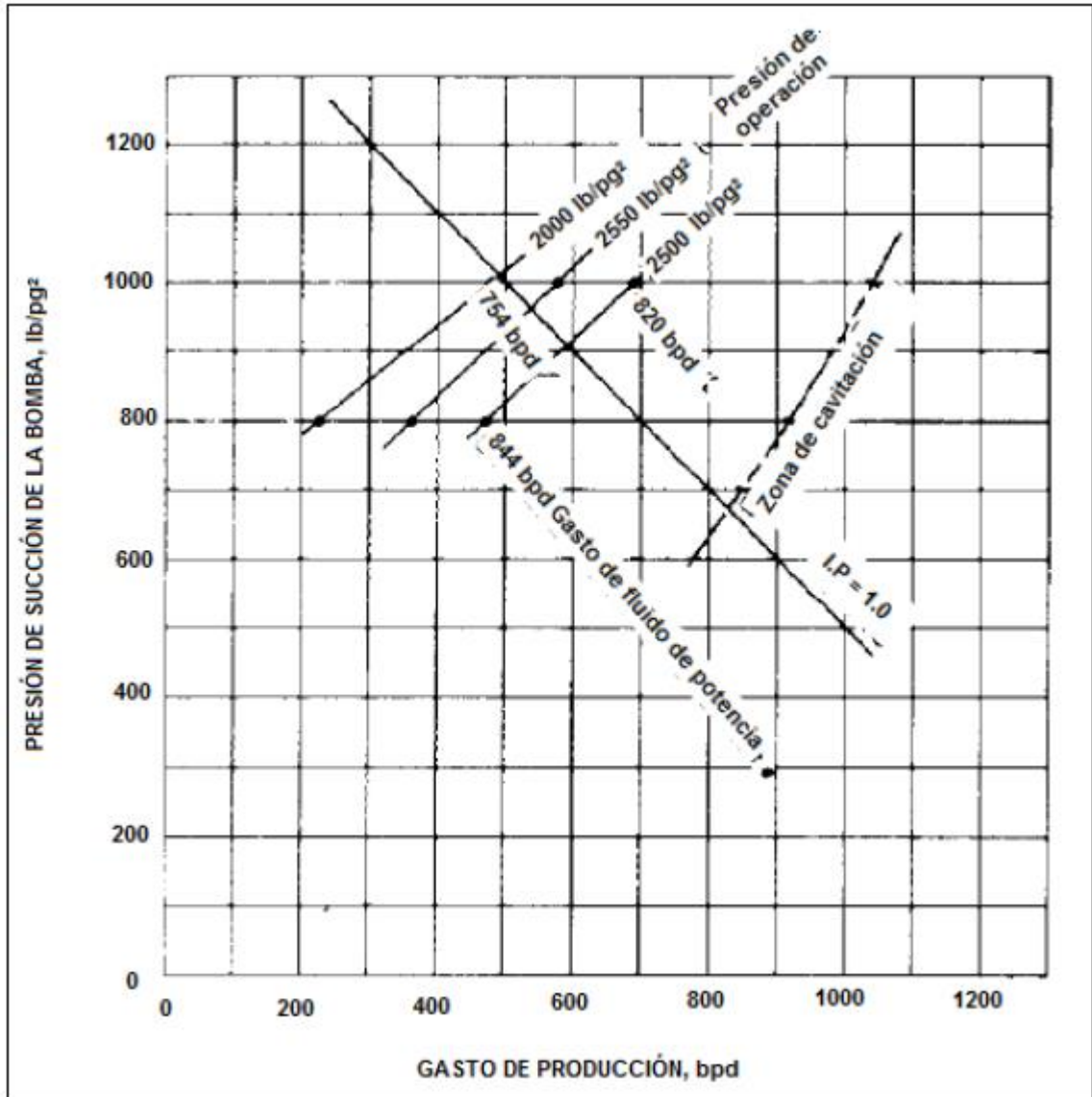
μ_m : viscosidad de la mezcla. Cp.

μ_o : viscosidad del petróleo. Cp.

μ_w : viscosidad del agua. Cp.

- Si F_{gl} es menor a 10 ft³/bbl determinar la presión de descarga de la bomba a partir de alguna correlación de flujo multifásico o a partir de tablas de bombeo neumático.
- A partir de los valores de P_n , P_{ps} y P_{pd} , determinar el valor de F_{pd} de la **Ecuación 4**.
- Calcular el valor de F_{mfd} de la **Ecuación 7**.
- Usando la **Grafica 3**, revisar si los valores de F_{mfd} y F_{pd} se encuentran sobre alguna de las curvas estándar. Se inicia con el valor de F_{pd} en el eje vertical moviéndose a través de la curva más lejana interceptada. Luego de esto se lee el valor de F_{mfd} en el eje horizontal. Si el valor encontrado no corresponde con el calculado anteriormente se debe hacer una corrección en el valor de q_s seleccionado. Si F_{mfd} se encuentra dentro del 5% de tolerancia se tiene una solución.

Gráfica 3. Comportamiento de la producción en instalación de BHJ.



PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 77.

- Si los valores de F_{mfd} no alcanzan la tolerancia marcada, se corrige el valor de q_s mediante la siguiente ecuación:

Ecuación 19. Gasto de succión nuevo, Diseño Bomba Jet.

$$q_{sn} = \frac{q_{so} F_{mfD6}}{F_{mfD5}}$$

PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 79.

Dónde:

q_{sn} : gasto de succión nuevo. Bpd.

q_{so} : gasto de succión anterior. Bpd.

F_{mfD6} : relación de masas calculada segunda vez.

F_{mfD5} : relación de masas calculada primera vez.

- Determinar el gasto límite de cavitación a la presión de entrada a la bomba determinada.

Ecuación 20. Gasto límite de cavitación, Diseño Bomba Jet.

$$q_{sc} = \frac{q_{si}(A_t - A_n)}{A_{cm}}$$

PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 79.

Dónde:

q_{sc} : gasto límite para evitar cavitación. Bpd.

q_{si} : gasto de succión elegido anteriormente. Bpd.

- Realizar el cálculo del tamaño de garganta que más se ajuste al valor obtenido anteriormente (**Ecuación 21**) y calcular la potencia hidráulica de la bomba triplex suponiendo una eficiencia mecánica del 90% (**Ecuación 22**).

Ecuación 21. Tamaño de garganta, Diseño Bomba Jet.

$$A_t = \frac{A_n}{F_{aD}}$$

PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 81.

Ecuación 22. Potencia hidráulica bomba triplex, Diseño Bomba Jet.

$$P_h = \frac{q_n}{p_{so} \times 52910}$$

PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Proyecto de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013. p. 81.

Dónde:

Ph: Potencia hidráulica bomba triplex. Hp.

4.1.2 Descripción del programa computacional para el diseño del sistema de Bombeo Hidráulico Jet. Mediante software especializado, hoy en día es posible evaluar diferentes modelos de sistemas de levantamiento artificial para pozos de petróleo, esto se hace con el fin de pronosticar el comportamiento del sistema de levantamiento a utilizar en el pozo, esto, con el propósito de seleccionar la más adecuada configuración para este, en términos de producción de fluidos y reducción de los costos de operación.

El diseño del sistema de levantamiento por bombeo hidráulico para el Pozo Santos 106 se realizó por medio del Programa SYAL de Sertecpet Colombia S.A., el cual es un software especializado para el diseño de dicho sistema. A lo largo de esta sección se describirá minuciosamente el proceso que se realizó para el diseño de dicho sistema.

4.1.2.1 Datos de entrada requeridos para el diseño. Para el diseño, es necesario conocer los datos de entrada al software para realizar un adecuado diseño del sistema de levantamiento por bombeo hidráulico (**Tabla 2**), el cual requiere información del pozo, fluidos que se producen, intervalos cañoneados y formación productora, para lo cual se requieren los siguientes datos:

Tabla 2. Datos de entrada, Programa SYAL.

DATOS DE ENTRADA PARA EL DISEÑO			
PROPIEDAD	VALOR	PROPIEDAD	VALOR
Presión estática del yacimiento (Pws)	3100 lpc	Gravedad específica del gas	0,7
Presión de fondo fluyente (Pwf)	679,56 lpc	Formación productora	Fm .Mugrosa
Presión de burbuja (Pb)	2095 lpc	Salinidad del agua	1000 ppm
Presión de inyección fluido motriz (Piny)	2300 lpc	Profundidad del pozo TVD	9940 ft
Presión en cabeza de pozo (Pwh)	120 lpc	Profundidad media cañoneos	8549 ft
Tipo de fluido motriz	Agua	Profundidad de asentamiento de la bomba	7585 ft
Gravedad API	21,1° API	Temperatura del yacimiento	170° F
GOR	292 scf/bbl	Caudal de fluido	239 BFPD
Gravedad específica del agua	1,001		

Fuente: Asesoría en Ingeniería de Petróleos. (A.I.P S.A.S), Bogotá, Colombia, 2016.

4.1.2.2 Desarrollo paso a paso del diseño. Como se mencionó anteriormente, el diseño del sistema de levantamiento se realizó por medio del Programa SYAL de Sertecpet Colombia S.A., por lo que a continuación se presenta un paso a paso de cómo se integró la información anteriormente descrita al simulador.

- **Sección Pozo y Flujo:** en esta sección se enmarca los datos generales del pozo a intervenir y las características de flujo en este; En la **Figura 27** se presenta los datos generales con los cuales se identifica el pozo y a quien va dirigido el reporte del diseño a elaborar.

Figura 27. Pozo y flujo, Programa SYAL.

Fuente: SYAL. Software. 2016. Modificado por los autores.

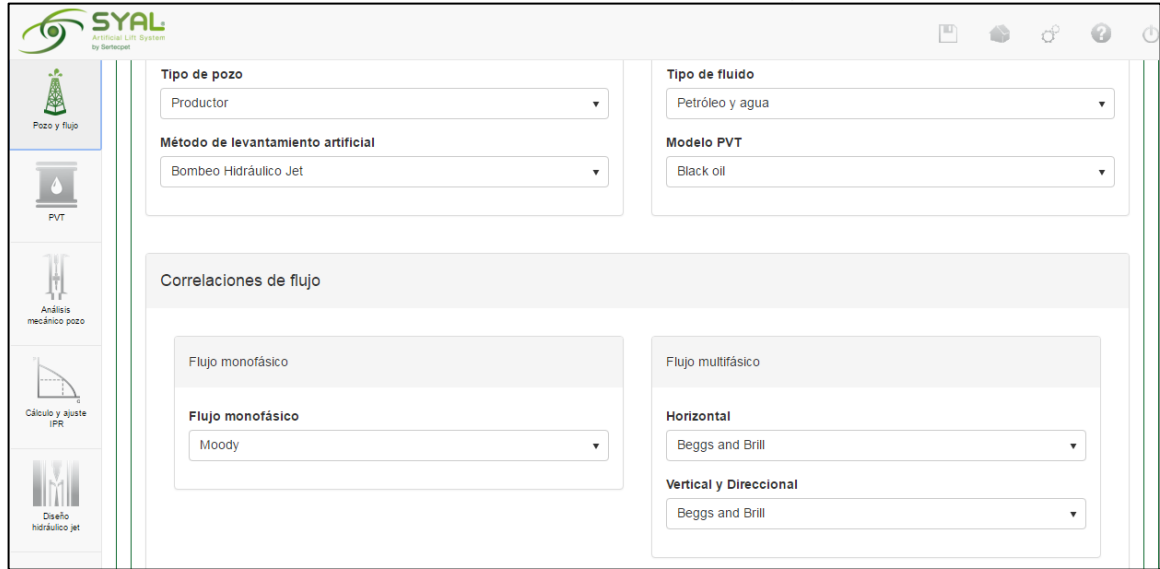
En la **Figura 28** se define el tipo de pozo (Productor o inyector) y el sistema de levantamiento artificial a diseñar para este. Por otra parte se definen las fases que están presentes en el pozo, para este caso agua-petróleo y el modelo PVT a utilizar, por lo cual, para el Pozo Santos 106 es un Black Oil.

Figura 28. Características del pozo, Programa SYAL.

Fuente: SYAL. Software. 2016. Modificado por los autores.

Siguiendo con los datos generales, en última instancia se selecciona las correlaciones para el flujo de fluidos en el pozo, para lo cual, si es un flujo monofásico (una sola fase) se selecciona las correlaciones de Moody, y para un flujo multifásico (dos Fases), se selecciona las correlaciones de Beggs y Bill tanto para flujo vertical como para flujo horizontal. (Ver **Figura 29**).

Figura 29. Continuación, características del pozo, Programa SYAL.



Fuente: SYAL. Software. 2016. Modificado por los autores.

- **Sección PVT:** en esta sección se presenta la inclusión de los datos de las propiedades de los fluidos al simulador, lo cual es una parte importante en el desarrollo de la simulación del sistema de levantamiento artificial a evaluar.

En la **Figura 30** y **Figura 31** se presentan los datos que el software requiere para seguir con el proceso de simulación del sistema de bombeo hidráulico, por lo cual, para el Pozo Santos 106 se requiere información de la temperatura y presión del yacimiento, gravedad API del fluido, BSW, relación Gas-Petróleo, temperatura y presión de operación del separador. Por otra parte, como información complementaria el simulador requiere datos como la salinidad del agua y si hay presencia de otros gases cuando se tiene la fase gaseosa, para ello se opta por la correlación de Guetto para el PVT a una presión de burbuja ya sea calculada o indicada por el usuario.

Figura 30. Sección PVT, datos del reservorio, Programa SYAL.

PVT

Datos del reservorio

Presión	3,100.000	Psia	Presión del separador	120.000	Psia
Temperatura	170.000	°F	Temperatura del separador	110.000	°F
Gravedad API	21.100	°API	Gravedad específica del gas	0.700	adim
Gravedad específica del petróleo	0.927	adim	RGP en solución	292.000	scf/STB
Corte de agua / BSW	1.000	%	Presencia de otros gases		

Fuente: SYAL. Software. 2016. Modificado por los autores.

Figura 31. Continuación sección PVT, datos del reservorio, Programa SYAL.

Salinidad

1,000.000 ppm

Gravedad específica del agua

1.001 adim

Correlación PVT

Ingresar Pb

Calcular Pb

Guetto

Validar

Presión de burbuja

2,095.000 Psia

N₂

fraction

CO₂

fraction

H₂S

fraction

Propiedades PVT de los fluidos

Fuente: SYAL. Software. 2016. Modificado por los autores.

Ya habiendo descrito de forma general los datos del yacimiento, se procede a la incorporación de los datos PVT para cada una de las fases presentes en el yacimiento, por lo cual se tienen propiedades para Petróleo, Agua y Gas. (Ver **Figura 32**).

Figura 32. Propiedades PVT de los fluidos, Programa SYAL.

The screenshot displays the 'Propiedades PVT de los fluidos' (PVT Properties of fluids) window in the SYAL software. It is organized into three columns: Petróleo (Oil), Gas, and Agua (Water). Each column contains input fields for various properties with associated units and dropdown menus for correlation models.

Propiedad	Valor	Unidad	Correlación
Petróleo			
Presión de burbuja	2,095.000	Psia	
Factor volumétrico	1.176	RB/STB	
Viscosidad	2.657	Cp	
Correlación de viscosidad	Beggs y Robi...		
Gas			
Razón gas disuelto petróleo, Rs	291.894	scf/STB	
Factor volumétrico	0.005	ft3/scf	
Densidad	11.194	Lbs/ft3	
Viscosidad	0.021	Cp	
Correlación de viscosidad			
Agua			
Factor volumétrico	1.012	RB/STB	
Densidad	61.643	Lbs/ft3	
Viscosidad	0.391	Cp	
Correlación de viscosidad	Van Wingen		

Fuente: SYAL. Software. 2016. Modificado por los autores.

Por último se realiza la inclusión del rango de presión y temperatura para la realización del análisis PVT en el software con sus respectivas correlaciones para PVT, viscosidad del petróleo, gas y agua, y seguidamente la selección de las propiedades y datos del reporte que se generará al finalizar la simulación (Ver Figura 33 y Figura 34).

Figura 33. Análisis PVT, Programa SYAL.

The screenshot displays the 'Análisis PVT' (PVT Analysis) window in the SYAL software. It contains input fields for pressure and temperature ranges, number of steps, and correlation models for PVT, oil viscosity, gas viscosity, and water viscosity. There are also buttons for 'Generar tabla' (Generate table) and 'Graficar' (Graph).

Parámetro	Desde	Hasta	Unidad	Número de pasos
Presión	14.700	3,100.000	Psia	10
Temperatura	80.000	170.000	°F	10

Correlación PVT: Guetto

Viscosidad del petróleo: Beggs y Robinson

Viscosidad del gas: Lee

Viscosidad del agua: Van Wingen

Graficar: Razón gas disuelto petróleo, Rs

Botones: **Generar tabla**, **Graficar**

Fuente: SYAL. Software. 2016. Modificado por los autores.

Figura 34. Selección de reportes de resultados, Programa SYAL.

Fuente: SYAL. Software. 2016. Modificado por los autores.

Las correlaciones usadas para generar el respectivo análisis PVT del yacimiento son las siguientes, con las cuales se calcularon, la presión de burbuja (**Ecuación 23**), la relación gas disuelto (**Ecuación 24**), la viscosidad del gas (**Ecuación 26**), la viscosidad del agua (**Ecuación 31**) y la viscosidad del petróleo (**Ecuación 32**). Dichas correlaciones fueron seleccionadas teniendo en cuenta el rango de aplicabilidad de cada una y el porcentaje de error que presentan.

- Presión de burbuja (Correlación de Ghetto)

Ecuación 23. Correlación De Ghetto para Pb.

$$P_b = \left[\frac{56.434 R_s}{\gamma_{gc} 10^{10.9267 \frac{\gamma_{API}}{(T + 459.67)}}} \right]^{0.8294}$$

Fuente: De Ghetto, G. and Villa, M. Reliability Analysis on PVT Correlations. Artículo SPE 28904. [En Línea], Estados Unidos de América. 1994. p. 18. [Consultado 26, Julio 2016]. Disponible en: http://petrowiki.org/Oil_bubblepoint_pressure.

Dónde:

Pb: presión de burbuja. Psi.

Rs: relación gas disuelto.

T: temperatura del yacimiento. °F.

Ygc: gravedad específica del gas corregida.

Y_{API}: gravedad API.

A continuación se presentan los rangos de aplicabilidad de la correlación anteriormente descrita, así como también el porcentaje de error que presenta (**Tabla 3**). Como se puede observar en la **Tabla 2**, los datos de entrada al simulador se encuentran dentro del rango de datos de la correlación (**Tabla 3**), por lo que la aplicación de esta, no presenta problema alguno en la determinación del análisis PVT del yacimiento.

Tabla 3. Rangos de aplicabilidad y porcentaje de error, Correlación De Ghetto para Pb.

Rango de datos para la aplicación de la Correlación De Ghetto para Pb	
Pb (psi)	107 ~ 6614
T (°F)	81 ~ 342
Rs (scf/STB)	9 ~ 3299
API	6 ~ 56,8
Yg	0,624 ~ 1,789
% de error del 1,5%	

Fuente: De Ghetto, G. and Villa, M. Reliability Analysis on PVT Correlations. Artículo SPE 28904. [En Línea], Estados Unidos de América. 1994. p. 18. [Consultado 26, Julio 2016]. Disponible en: http://petrowiki.org/Oil_bubblepoint_pressure.

- Relación Gas Disuelto Petróleo (Correlación De Ghetto)

Ecuación 24. Correlación De Ghetto para Rs.

$$R_s = \frac{\gamma_{gcorr} P_b^{1,2057}}{56,434} \cdot 10^{\frac{10,9267 \cdot API}{(T+460)}}$$

Fuente: De Ghetto, G. and Villa, M. Reliability Analysis on PVT Correlations. Artículo SPE 28904. [En Línea], Estados Unidos de América. 1994. p. 25. [Consultado 26, Julio 2016]. Disponible en: http://petrowiki.org/Oil_bubblepoint_pressure.

La gravedad específica del gas corregida (γ_{gcorr}), se presenta a continuación (**Ecuación 25**):

Ecuación 25. Gravedad del gas corregida, Correlación De Ghetto para Rs.

$$\gamma_{gcorr} = \gamma_{gPsp} \left[1 + 0,5912 \cdot API \cdot T_{sp} \cdot \log \left(\frac{P_{sp}}{114,7} \right) \cdot 10^{-4} \right]$$

Fuente: De Ghetto, G. and Villa, M. Reliability Analysis on PVT Correlations. Artículo SPE 28904. [En Línea], Estados Unidos de América. 1994. p. 25. [Consultado 26, Julio 2016]. Disponible en: http://petrowiki.org/Oil_bubblepoint_pressure.

Dónde:

Rs: relación Gas Disuelto.

Pb: presión de burbuja. Psi.

API: gravedad API.

T: temperatura del yacimiento. °F.

Psp: presión del separador. Psi.

Tsp: temperatura del separador. °F.

γ_{gcorr} : gravedad específica del gas corregida.

γ_{gPsp} : gravedad específica del gas a la presión del separador.

A continuación se presentan los rangos de aplicabilidad de la correlación anteriormente descrita, así como también el porcentaje de error que presenta (**Tabla 4**). Como se puede observar en la **Tabla 2**, los datos de entrada al simulador se encuentran dentro del rango de datos de la correlación (**Tabla 4**),

por lo que la aplicación de esta, no presenta problema alguno en la determinación del análisis PVT del yacimiento.

Tabla 4. Rangos de aplicabilidad y porcentaje de error, Correlación De Ghetto para Rs.

Rango de datos para la aplicación de la Correlación De Ghetto para Rs	
Pb (psi)	107 ~ 6614
T (°F)	81 ~ 342
Rs (scf/STB)	9 ~ 3299
API	6 ~ 56,8
Yg	0,624 ~ 1,789
% de error del 3%	

Fuente: De Ghetto, G. and Villa, M. Reliability Analysis on PVT Correlations. Artículo SPE 28904. [En Línea], Estados Unidos de América. 1994. p. 25. [Consultado 26, Julio 2016]. Disponible en: http://petrowiki.org/Oil_bubblepoint_pressure.

- Viscosidad del gas (Correlación de Lee)

Ecuación 26. Correlación de Lee para μ_g .

$$\mu_g = \frac{K \exp(X \rho_g^Y)}{10^4}$$

Fuente: BANZER S, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela. 1996. p. 43.

Las ecuaciones para el cálculo de las constantes K, X y Y y para el cálculo de la densidad del gas (ρ_g), se presentan a continuación:

Ecuación 27. Constante K, Correlación de Lee.

$$K = \frac{(9.4 + 0.02 M) T^{1.5}}{209 + 19 M + T}$$

Fuente: BANZER S, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela. 1996. p. 43.

Ecuación 28. Constante X, Correlación de Lee.

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01 M$$

Fuente: BANZER S, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela. 1996. p. 43.

Ecuación 29. Constante Y, Correlación de Lee.

$$Y = 2.4 - 0.2 X$$

Fuente: BANZER S, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela. 1996. p. 43.

Ecuación 30. Densidad del gas, Correlación de Lee.

$$\rho_g = 1.4935 \times 10^{-3} \frac{pM}{zT}$$

Fuente: BANZER S, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela. 1996. p. 43.

Dónde:

μ_g : viscosidad del gas. Cp.

ρ_g : densidad del gas. gr/cc.

M: peso molecular del gas. Lbs/lb-mol.
z: factor de compresibilidad del gas.
p: presión. Psi.
T: temperatura. °R.

La Correlación de Lee presenta un error aproximado del 2,69%, con un rango de temperatura que va desde 100°F a 340°F y un rango de presión que va desde 100 psi a 8000 psi.

- Viscosidad del agua (Correlación de Van Wingen)

Ecuación 31. Correlación de Van Wingen para μ_w .

$$\mu_w = \exp(1.003 - 1.479 \times 10^{-2} T + 1.982 \times 10^{-5} T^2)$$

Fuente: BANZER S, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela. 1996. p. 127.

Dónde:

μ_w : viscosidad del agua. Cp.
T: temperatura del yacimiento. °F.

La Correlación de Van Wingen presenta un error relativo del 5%, con un rango de datos de salinidad que va desde 1000 ppm a 60000 ppm y con un rango de datos de presión que va desde 100 psi a 7100 psi.

- Viscosidad del petróleo saturado (Correlación de Beggs y Robinson)

Ecuación 32. Correlación de Beggs y Robinson para μ_{ob} .

$$\mu_{ob} = a (\mu_{od})^b$$

Fuente: BANZER S, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela. 1996. p. 60.

Las ecuaciones para el cálculo de las constantes a y b y para el cálculo de la viscosidad del petróleo muerto (μ_{od}), se presentan a continuación:

Ecuación 33. Constante a, Correlación de Beggs y Robinson.

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

Fuente: BANZER S, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela. 1996. p. 60.

Ecuación 34. Constante b, Correlación de Beggs y Robinson.

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

Fuente: BANZER S, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela. 1996. p. 60.

Ecuación 35. Viscosidad del petróleo muerto, Correlación de Beggs y Robinson.

$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

Fuente: BANZER S, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela. 1996. p. 60.

Dónde:

μ_{ob} : viscosidad del petróleo saturado. Cp.

μ_{od} : viscosidad del petróleo muerto. Cp.

R_s : relación Gas Disuelto.

A continuación en la **Tabla 5** se presentan los rangos de aplicabilidad de la Correlación de Beggs y Robinson para petróleo saturado, así como también, el porcentaje de error.

Tabla 5. Rangos de aplicabilidad y porcentaje de error, Correlación de Beggs y Robinson para μ_{ob} .

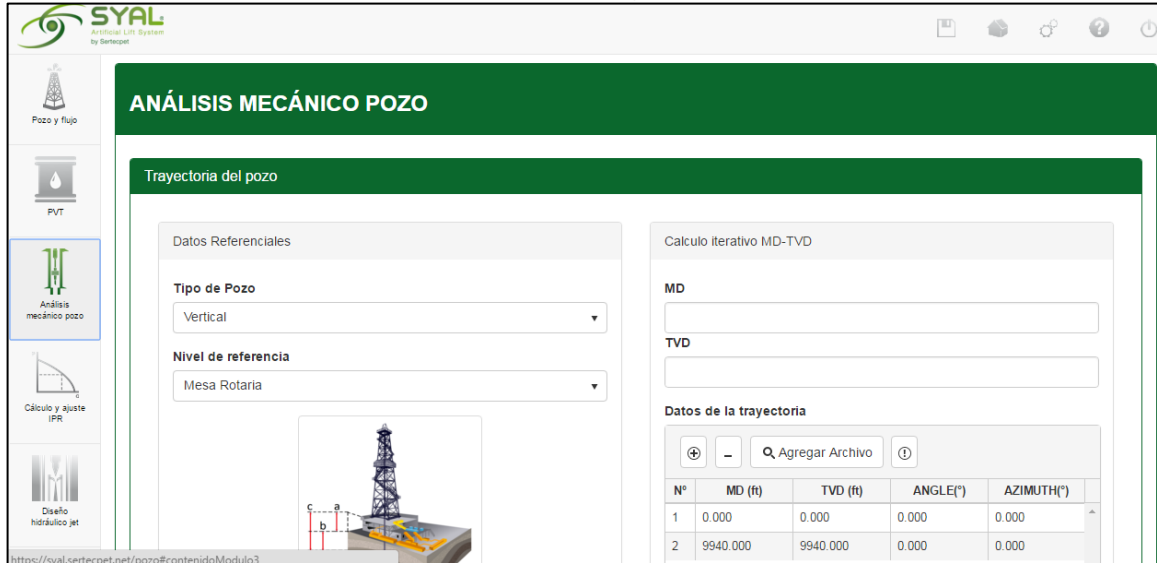
Rango de datos para la aplicación de la Correlación de Beggs y Robinson para μ_{ob}	
P (psi)	15 ~ 5265
T (°F)	70 ~ 295
Rs (scf/STB)	20 ~ 2070
API	16 ~ 56
% de error del 1,69%	

Fuente: BANZER S, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela. 1996. p. 62.

- Sección análisis mecánico del pozo: en esta sección se presenta la inscripción de los datos del Pozo Santos 106 al software, todo esto con el fin de ir construyendo el diseño del sistema de levantamiento por bombeo hidráulico.

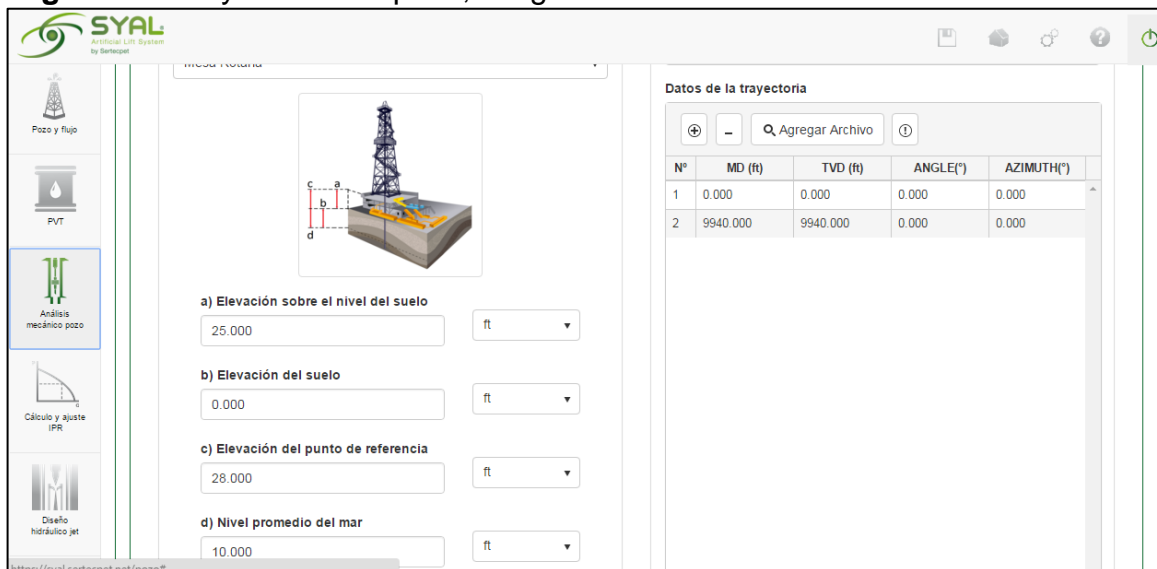
En las **Figuras 35** y **36** se presentan los requerimientos del software para la construcción del pozo, lo cual exige definir el tipo de pozo, niveles de referencia (Elevación de la mesa rotaria, elevación sobre el nivel del suelo y nivel promedio del mar), profundidad medida (MD), profundidad vertical verdadera (TVD) y datos de la trayectoria (Survey).

Figura 35. Análisis mecánico del pozo, Programa SYAL.



Fuente: SYAL. Software. 2016. Modificado por los autores.

Figura 36. Trayectoria del pozo, Programa SYAL.



Fuente: SYAL. Software. 2016. Modificado por los autores.

Seguidamente, se relaciona las perforaciones o cañoneos realizados en el pozo, incluyendo así, la herramienta con que fueron hechos dichos cañoneos, tope y base del intervalo intervenido, punto medio de los disparos en MD y TVD, el estado de los cañoneos y el tipo de disparo. (Ver **Figura 37**).

Figura 37. Intervalos de disparo, Programa SYAL.

Nº	Herramienta	MD Inicial (ft)	MD Final (ft)	Espesor (ft)	Pto. Medio Disparo MD (ft)	Pto. Medio Disparo TVD (ft)	Abierto/Cerrado	Tipo de Disparo	Descripción
1	Perforation 1	7626.000	9472.000	1846.000	8549.000	8549.000	Abierto	TCP	NA

Fuente: SYAL. Software. 2016. Modificado por los autores.

Ya teniendo el pozo en general, ahora se procede a describir el ensamble de fondo, el cual incluye asentamiento de la zapata de la tubería de revestimiento, tubería de producción, empaques y demás accesorios. (Ver **Figura 38**).

Figura 38. Ensamblaje de fondo, Programa SYAL.

Nº	Prof. Sensor	Prof. Bomba	Herramienta	Tope MD (ft)	Base MD (ft)	Longitud (ft)	Tope TVD (ft)	Base TVD (ft)	OD (in)	ID (in)	Flujo
1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Tubing I	0.000	7582.050	7582.050	0.000	7582.050	2.875	2.441	Anular/Tubing
2	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Sliding sleeve	7582.050	7585.000	2.950	7582.050	7585.000	3.500	2.310	Anular/Tubing
3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Tubing II	7585.000	7616.000	31.000	7585.000	7616.000	2.875	2.441	Tubing
4	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Packer	7616.000	7621.130	5.130	7616.000	7621.130	5.875	2.440	Tubing
5	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Tubing II	7621.130	8610.050	988.920	7621.130	8610.050	2.875	2.440	Tubing

Fuente: SYAL. Software. 2016. Modificado por los autores.

En otro módulo de la misma se hace el ingreso de los datos de temperatura en cabeza y fondo de pozo a las profundidades que el usuario requiere (Ver

Figura 39), y finalmente se diligencia un módulo en el cual este va a generar el reporte final de esta sección. (Ver Figura 40).

Figura 39. Componentes del pozo, Programa SYAL.

Fuente: SYAL. Software. 2016. Modificado por los autores.

Figura 40. Reportes, Programa SYAL.

Fuente: SYAL. Software. 2016. Modificado por los autores.

- Sección Cálculo y Ajuste IPR: para el diseño del sistema de levantamiento por bombeo hidráulico, es necesario definir el modelo IPR, presión inicial del yacimiento, presión de fondo fluente del pozo y el caudal de fluido de prueba (Ver Figura 41).

Figura 41. Calculo y ajuste IPR, Programa SYAL.

Cálculo y ajuste IPR

IPR

Modelo IPR
Vogel Compuesto

Vogel Compuesto

Datos del sensor
No

Presión de reservorio
3,100.000 Psia

Presión de fondo fluuyente
137.500 Psia

Caudal de prueba a nivel del reservorio
No

Caudal de fluido de prueba
237.000 STB/day

Fuente: SYAL. Software. 2016. Modificado por los autores.

De igual manera con los datos ingresados anteriormente, se calcula en el simulador el índice de productividad del pozo y el caudal máximo al cual se puede operar y la posterior generación de la curva IPR con el modelo seleccionado y su reporte final de dicho análisis. (Ver **Figura 42**).

Figura 42. Resultados IPR, Programa SYAL.

Resultados

Calcular Graficar

Fluido

Índice de productividad
0.110 STB/day/psia

Caudal máximo
239.127 STB/day

Petróleo

Índice de productividad
0.109 STB/day/psia

Caudal máximo

Cálculo: presión vs. caudal

Caudal de fluido de prueba
237.000 STB/day

Presión de fondo fluuyente
137.500 Psia

Caudal de petróleo
234.630 STB/day

Caudal de agua
2.370 STB/day

Fuente: SYAL. Software. 2016. Modificado por los autores.

- Sección diseño hidráulico jet: en la presente sección, se describirá los parámetros diseñados en el simulador SYAL de Sertecpet el cual incluye los parámetros del fluido motriz, parámetros mecánicos del pozo y de producción.

Para lo cual, los datos de entrada al simulador para el diseño hidráulico jet son los siguientes contenidos en las **Figuras 43 y 44**.

Figura 43. Diseño hidráulico jet, Programa SYAL.

Fuente: SYAL. Software. 2016. Modificado por los autores.

Figura 44. Continuación diseño hidráulico jet, Programa SYAL.

Fuente: SYAL. Software. 2016. Modificado por los autores.

En el diseño del sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico, se pronostica una eficiencia del 63,6% de la bomba tipo jet cuando esta entra en funcionamiento, para lo cual, se realizaron diferentes escenarios.

Los parámetros que se modificaron para la selección del mejor diseño fueron la geometría de la boquilla y garganta, ya que de estas geometrías dependen el resto de las variables presentadas en la **Tabla 6**. Estas geometrías se modificaron con el fin de obtener la mayor producción posible con el menor gasto energético en superficie, lo que resulta en una mayor eficiencia de este sistema, sin sobrepasar los parámetros operacionales ingresados.

Los resultados obtenidos en el diseño hidráulico jet debido a los cambios de parámetros anteriormente mencionados son el caudal de cavitación, caudal de producción, eficiencia mecánica de la bomba jet, potencia requerida y el tipo de bomba, como se puede observar en la **Tabla 6**, esta última se limita únicamente al tipo directa, debido a que la empresa encargada solo maneja esta clase.

Tabla 6. Tabla de resultados, Programa SYAL.

RESULTADOS								
Geometría	Presión de inyección (Psia)	Caudal de inyección (STB/day)	Pwf (Psia)	Presión de entrada de la bomba (Psia)	Caudal de cavitación (STB/day)	Eficiencia mecánica de la bomba jet (%)	Potencia requerida (HP)	TIPO DE BOMBA JET
9L	4086.356	1356.879	110	2102.29	1755.928	16.389	104.733	Directa
8K	4055.288	1116.422	110	2102.29	1755.928	19.873	85.518	Directa
10K	2672.449	1377.46	110	2102.29	1755.928	24.933	69.534	Directa
12L	1593.412	2078.368	110	2102.29	1755.928	27.268	62.554	Directa
12L	2872.311	2762.868	200	1057.74	700.811	44.491	149.899	Directa
12M	3997.397	3123.235	220	679.56	383.594	38.861	235.824	Directa
13M	2697.21	3985.927	220	679.56	383.594	49.225	203.072	Directa
13L	2230.002	3804.175	220	679.56	383.594	63.639	160.24	Directa
13L	1883.41	3843.866	220	679.56	383.594	85.340	136.751	Reversa

Fuente: SYAL. Software. 2016. Modificado por los autores.

En los resultados obtenidos de los diferentes diseños propuestos anteriormente, se presenta que el mejor diseño es una bomba jet directa, con una geometría 13L, presión de inyección de 2230 Psia, caudal de inyección de 3804 STB/Día, caudal de producción de 220 STB/Día, Pwf igual a 679.56 Psia, caudal de cavitación de 383.594 STB/Día el cual está subrayado en color verde. Esta geometría presenta un área de garganta de 0,0796 pulg² y un área de boquilla de 0,045 pulg², según la nomenclatura de la Empresa Sertecpet Colombia S.A., presentada en la **Tabla 7**. El fluido motriz que se utilizará, será el agua del piloto de inyección presente en el Campo Provincia, la cual presenta una salinidad de 1000 ppm.

Tabla 7. Nomenclatura boquilla y garganta, Bomba jet.

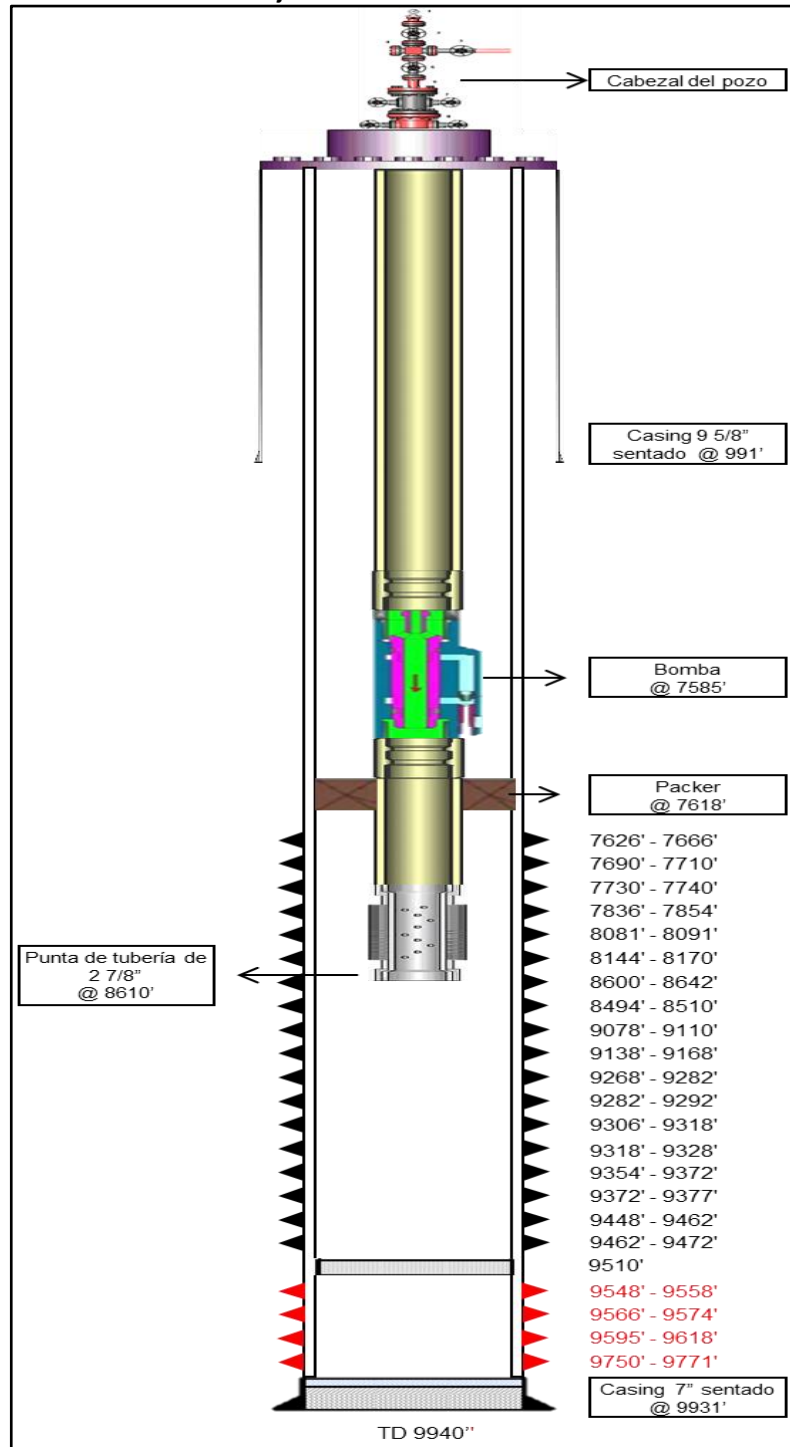
Nomenclatura bomba jet, Empresa Sertecpet de Colombia S.A.			
BOQUILLA		GARGANTA	
NRO.	ÁREA (pulg ²)	NRO.	ÁREA (pulg ²)
1	0.0018	A	0.0046
2	0.003	B	0.0072
3	0.0038	C	0.0104
4	0.0054	D	0.0142
5	0.0074	E	0.0187
6	0.0094	F	0.0239
7	0.0108	G	0.0311
8	0.0122	H	0.0376
9	0.0148	I	0.0447
10	0.0175	J	0.0526
11	0.0239	K	0.0654
12	0.0311	L	0.0796
13	0.045	M	0.0957
14	0.0658	N	0.1119
15	0.0851	O	0.1445
16	0.1251	P	0.1763
17	0.1552	Q	0.2154
18	0.1552	R	0.2593
19	0.1195	S	0.3127
20	0.3119		

Fuente: Sertecpet de Colombia S.A. 2016. Modificado por los autores.

El diseño del sistema de bombeo hidráulico tipo jet, incluye en él, el diseño de la línea de inyección de fluido motriz, la cual le suministra la potencia adecuada a la bomba jet del sistema de bombeo hidráulico. Dicho diseño será de la siguiente manera: tubería flexible de alta tensión de 3 ½” reforzada con fibra de vidrio, con una longitud de 200 metros y presión máxima permisible de 2500 psi; una Válvula de Bola de 3” x 1500 psi; dos Bridas con cuello RTJ de 3” cada una de las cuales van instaladas en la cabeza del pozo y en el manifold respectivamente; y dos conectores terminales para tubería de 3 ½”.

4.1.3 Estado mecánico del Pozo Santos 106 con bombeo hidráulico. A continuación, en la **Figura 45**, se presenta el estado mecánico del Pozo Santos 106 con el sistema de levantamiento de bombeo hidráulico jet diseñado.

Figura 45. Estado mecánico del Pozo Santos 106 con bombeo hidráulico jet diseñado.



Fuente: Asesoría en Ingeniería de Petróleos. (A.I.P S.A.S.), Bogotá, Colombia, 2016. Modificado por los Autores.

A continuación, se describe en la **Tabla 8**, el estado mecánico del Pozo Santos 106, el cual fue presentado en la **Figura 45**.

Tabla 8. Descripción del estado mecánico del Pozo Santos 106 con el sistema de bombeo hidráulico.

DISEÑO DE PRODUCCIÓN				
Cantidad	Descripción	Diámetro (pulgadas)	longitud (ft)	Profundidad (ft)
1	MDR		17	17
1	Pup joint	3.5	4.1	21.1
1	Cross-over 3 1/2" a 2 7/8"	3.5	0.3	21.4
248	tubería de producción N80-RII-EUE	2.875	7547.12	7568.52
1	Pup joint	2.875	13.53	7582.05
1	bomba jet	3.5	2.95	7585.00
1	tubería de producción N80-RII-EUE	2.875	31.00	7616.00
1	Empaque cherokee de 7" x 26	7	3.48	7619.48
1	Pup joint	2.875	16.83	7636.31
32	tubería de producción N80-RII-EUE	2.875	973.82	8610.13

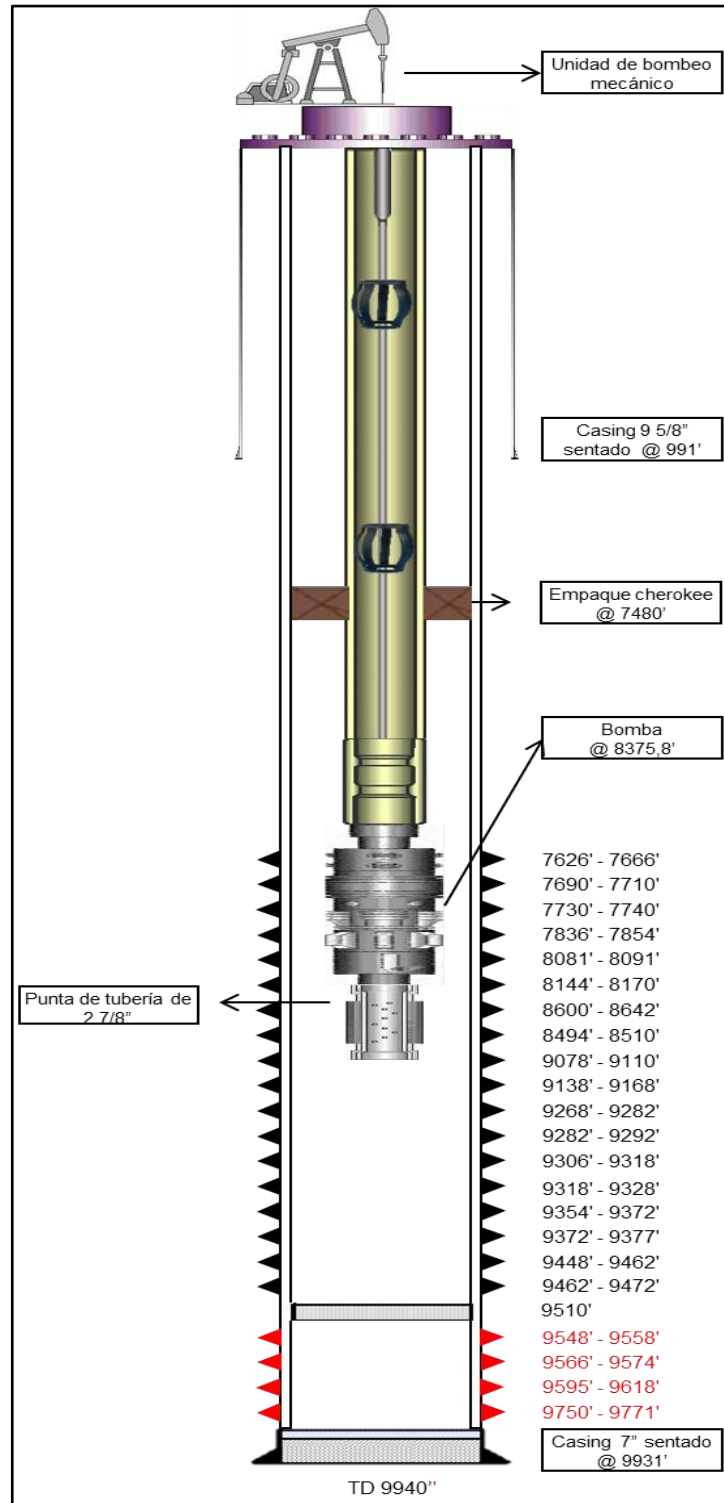
Fuente: Asesoría en Ingeniería de Petróleos. (A.I.P S.A.S.), Bogotá, Colombia, 2016. Modificado por los Autores.

4.2 DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

Para el diseño del bombeo mecánico del sistema de levantamiento combinado se modificará el diseño actual del Pozo Santos 106, el cual es un bombeo mecánico con una unidad de bombeo convencional Lufkin y una bomba de subsuelo tipo inserta, esto con el fin de reducir costos. Por lo tanto para realizar dicho diseño no es necesario el uso de un software especializado.

En la **Tabla 9** y **10** se muestra la descripción de los componentes de la sarta de producción y de varilla respectivamente, del sistema de levantamiento actual, con sus respectivos diámetros y profundidades, y en la **Figura 46** el respectivo estado mecánico de dicho pozo.

Figura 46. Estado mecánico del Pozo Santos 106 con el sistema de levantamiento actual.



Fuente: Asesoría en Ingeniería de Petróleos. (A.I.P S.A.S.), Bogotá, Colombia, 2016. Modificado por los Autores.

Tabla 9. Diseño de producción del sistema de levantamiento actual.

DISEÑO DE PRODUCCIÓN				
Cantidad	Descripción	Diámetro (pulgadas)	longitud (ft)	Profundidad (ft)
1	MDR		17	17
1	Pup Joint	3.5	4.1	21.1
1	Cross-Over 3 1/2" A 2 7/8"	3.5	0.3	21.4
245	Tubería De Producción N80-RII-EUE	2.875	7455.82	7477.2
1	Empaque Cherokee De 7" X 26	7	3.48	7480.7
29	Tubería De Producción N80-RII-EUE	2.875	893.98	8374.7
1	Seating Nipple	2.5	1.1	8375.8
6	Tubería De Producción N80-RII-EUE	2.875	182.59	8558.39
1	Plug	2.875	0.68	8559.07

Fuente: Asesoría en Ingeniería de Petróleos. (A.I.P S.A.S), Bogotá, Colombia, 2016.

Tabla 10. Composición de la sarta de varillas del sistema de levantamiento actual.

SARTA DE VARILLAS				
Cantidad	Descripción	Longitud (ft)	Desde	Hasta
1	Barralisa de 1 1/2" x 26` Ft.RERUN	26	11	37
2	Pony rod RERUN de 1" x 2/4 Ft	6	37	43
101	Sucker Rod de 1" x 25` Ft. LISA RERUN	2525	43	2568
1	Centralizador de ruedas de 1" x 3 1/2" x 2` Ft	2	2568	2570
64	Sucker rod de 7/8" x 25` Ft LISA NUEVA	1600	2570	4170
4	Sucker rod de 7/8" x 25` Ft RERUN	90	4170	4260
4	Centralizador de 1" x 2 7/8" x 2` Ft. RERUN	10	4260	4270
163	Sucker rod de 3/4" x 25` Ft LISA RERUN	4075	4270	8345
1	Pony rod RERUN de 3/4" x 2 Ft	2	8345	8347
1	Bomba Mec. 20-3-2-2 RHBC VEG de 2/5" con wipper de 10 anillos tol(5) pin de 3/4" Long de pistón 27.3` N° S-488 recorrido 217" DVF	27.7	8347	8374.7
1	Seating Niple 2.5" "R" (1.1`)	1.1	8374.7	8375.8

Fuente: Asesoría en Ingeniería de Petróleos. (A.I.P S.A.S), Bogotá, Colombia, 2016.

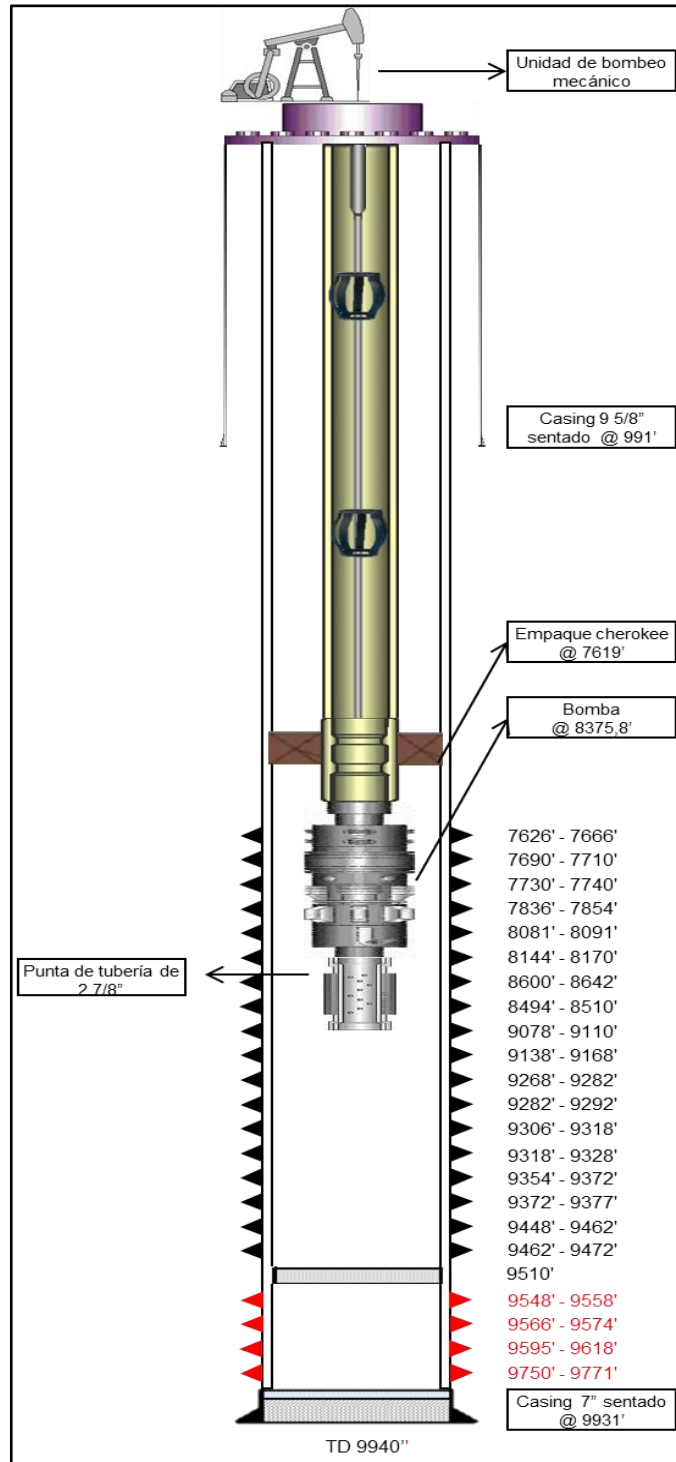
Al diseño actual del Pozo Santos 106 se le modificó la profundidad del empaque Cherokee de 7480 pies a 7619.48 pies, esto con el fin de agregar la bomba jet en el diseño combinado a una profundidad de 7585 pies. En la sarta de varillas no se realizó ningún cambio debido a que, no se modificó la profundidad de la bomba. La descripción del estado mecánico y el esquema de este, se ilustran en la **Tabla 11** y **Figura 47** respectivamente.

Tabla 11. Diseño de producción del bombeo mecánico del sistema de levantamiento combinado.

DISEÑO DE PRODUCCIÓN				
Cantidad	Descripción	Diámetro (pulgadas)	longitud (ft)	Profundidad (ft)
1	MDR		17	17
1	Pup joint	3.5	4.1	21.1
1	Cross-over 3 1/2" a 2 7/8"	3.5	0.3	21.4
249	tubería de producción N80-R11-EUE	2.875	7577.55	7598.95
1	Pup joint	2.875	17.05	7616.00
1	Empaque cherokee de 7" x 26	7	3.48	7619.48
25	tubería de producción N80-R11-EUE	2.875	755.22	8374.70
1	seating nipple	2.5	1.10	8375.80
6	tubería de producción N80-R11-EUE	2.875	182.59	8558.39
1	plug	2.875	0.68	8559.07

Fuente: Asesoría en Ingeniería de Petróleos. (A.I.P S.A.S), Bogotá, Colombia, 2016.

Figura 47. Estado mecánico del Pozo Santos 106 con el sistema de bombeo mecánico del sistema de levantamiento combinado.



Fuente: Asesoría en Ingeniería de Petróleos. (A.I.P S.A.S), Bogotá, Colombia, 2016.

5. ANÁLISIS NODAL

En este capítulo se presenta el análisis nodal que se le realizó al Pozo Santos 106 tanto con el sistema de levantamiento actual como con el combinado bombeo mecánico e hidráulico.

El análisis nodal del Pozo Santos 106 con el sistema de bombeo mecánico se realizó con el software PIPESIM de Schlumberger. En cambio, el análisis nodal del Pozo Santos 106 con el sistema de bombeo hidráulico se realizó con el software SYAL de Sertecpet. Dichos software permiten establecer un modelo de simulación, y de esta manera determinar cambios en la presión y producción del pozo. Para este caso se realizaron los análisis nodales del pozo por separado, uno para el pozo con el sistema de levantamiento por bombeo mecánico y otro con el sistema de levantamiento por bombeo hidráulico, esto debido a que no es posible evaluarlos como un sistema de levantamiento combinado.

Bajo un análisis de sensibilidad se evalúan posibles cambios en la presión y producción de fluidos del pozo.

5.1 CONCEPTO DE ANÁLISIS NODAL

Una de las herramientas más usadas a nivel mundial para optimizar sistemas de producción de petróleo y gas es el análisis nodal. Aplicando esta técnica se logra adecuar la infraestructura de superficie y de fondo para un pozo productor y de esta manera, lograr poder explotar una gran parte del potencial del pozo.

Los principales objetivos del análisis se enuncian a continuación:

- Determinar la tasa de flujo a la cual producirá un pozo de aceite o gas considerando la geometría del wellbore y las limitaciones de completamiento.
- Determinar las condiciones de flujo bajo las que el pozo podría dejar de producir.
- Optimizar el sistema para producir a la tasa de flujo que haga resultar el proceso más económico.
- Evaluar cada componente del sistema de producción para identificar cuáles están originando restricciones del flujo.
- Conocer alternativas de sistemas de levantamiento que incrementen en gran parte la producción del pozo evaluado.

El procedimiento consiste en dividir en puntos o nodos el pozo, con el fin de estimar caídas de presión y de producción de fluidos a lo largo de todo el sistema de producción y de esta manera determinar las curvas de oferta y demanda del pozo, la producción actual y opciones de optimizar dicho sistema.

5.2 COMPONENTES DEL ANÁLISIS NODAL

Los componentes principales del análisis nodal son los nodos o puntos en los cuales se divide el pozo, estos son colocados en cualquier sitio a lo largo de todo el sistema de producción del pozo, donde el evaluador desea estimar el potencial de producción.

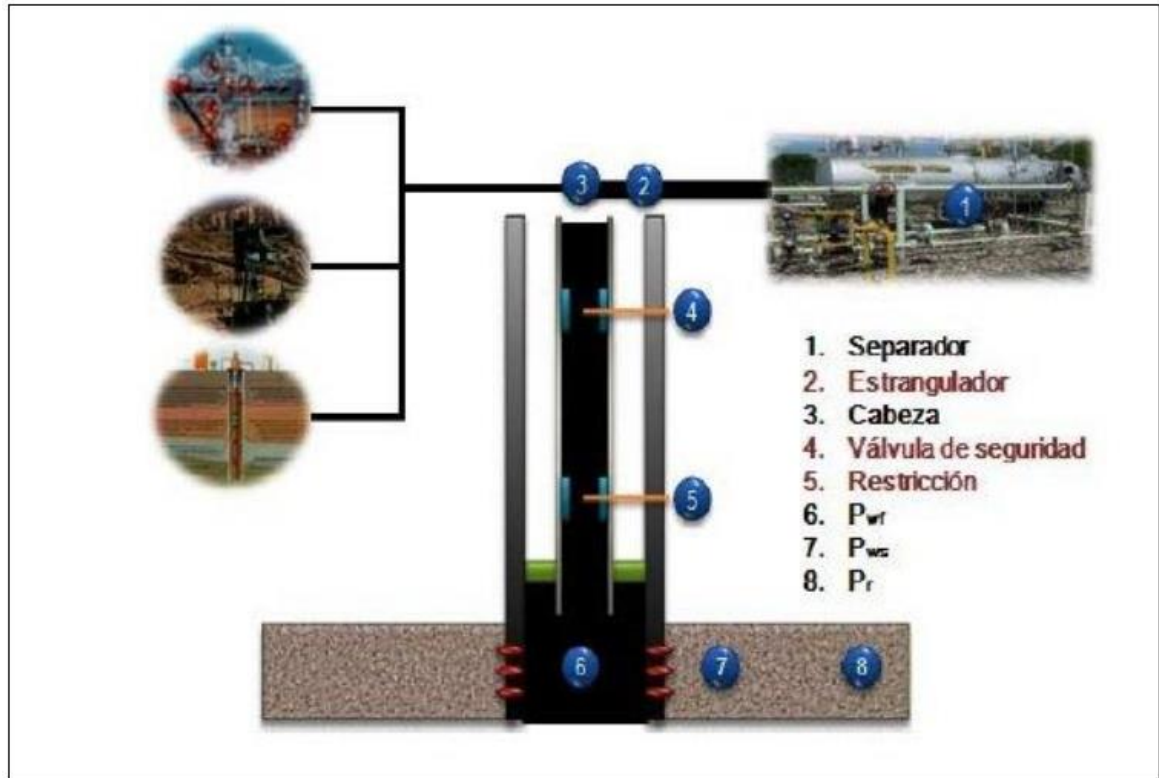
Los nodos más comúnmente seleccionados para tal fin son los siguientes:

- El nodo en el fondo del pozo al frente de los perforados, en este nodo se tienen que tener en cuenta las caídas de presión a lo largo del medio poroso del yacimiento y la caída de presión cercana a la cara del pozo, pues allí es donde en ocasiones se tiene daño por fluido de perforación o por cemento.
- El otro nodo comúnmente utilizado es en el cabezal del pozo, allí se deben tener en cuenta las pérdidas de presión del fluido a lo largo de la tubería de producción vertical desde el fondo del pozo hasta el cabezal, incluyendo accesorios como válvulas, empaques, bombas de sistemas de levantamiento, entre otros.
- Finalmente se puede observar el flujo en superficie desde el cabezal a través de las líneas de descarga horizontales de superficie, hasta los estranguladores, por lo que se suele ubicar el nodo, o en el cabezal o en separador.

Todos los componentes aguas arriba del nodo seleccionado comprenden la sección de entrada al nodo, mientras que todos los componentes aguas abajo del nodo seleccionado, comprenden la sección de salida del nodo.

A continuación en la **Figura 48**, se muestran los diferentes puntos o nodos en los que se puede dividir un pozo y por los cuales se puede evaluar el potencial del pozo en estudio.

Figura 48. Localización de nodos en el pozo, Análisis Nodal.



Fuente: DALLOS SANTANDER, Hugo Andrés, *et al.* Optimización de la producción en pozos con bombeo mecánico utilizando una herramienta no convencional para ajustar el desplazamiento del pistón dentro de la bomba, aplicación Campo Colorado. [En Línea], Colombia. 2013. p. 85. [Consultado 10, Marzo 2016]. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/>.

Para poder predecir el comportamiento del sistema de producción, se calculan las caídas de presión a cada componente a lo largo de dicho sistema, por lo que, variando los gastos de presión y usando el método de correlación de flujo multifásico más adecuado se puede calcular la pérdida de presión en el nodo seleccionado. Dicha pérdida de presión depende de las características de los fluidos producidos y especialmente del caudal del flujo transportado en el componente.

5.3 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA

La capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta superficie.³³

En un sistema de producción siempre se deben conocer dos presiones, la presión de partida o presión estática del yacimiento (P_{ws}) y la presión final o presión de separador (P_{sep}), las cuales se consideran constantes para fines de cálculo y análisis. Por lo tanto, los cálculos para conocer las pérdidas de presión, pueden iniciar con cualquiera de ellas, para que finalmente se pueda determinar la presión en los nodos intermedios entre las posiciones de partida y final del sistema.

La suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente a lo largo del sistema, es igual a la pérdida total de energía, es decir la diferencia entre la presión de partida y la presión final de dicho sistema:

Ecuación 36. Balance de energía, Análisis Nodal.

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta P_l$$

Fuente: MAGGIOLO, R. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. ESP OIL. [En Línea] Disponible desde internet en: <http://documents.mx/documents/maggiolo-r1-optimizacion-de-la-produccion-mediante-analisis-nodal.html> p, 9.

Dónde:

P_{ws} : presión estática del yacimiento. Psi.

P_{sep} : presión del separador. Psi.

ΔP_y : caída de presión en el yacimiento. Psi.

ΔP_c : caída de presión en la completación. Psi.

ΔP_p : caída de presión en el pozo. Psi.

ΔP_l : caída de presión en la línea de flujo. Psi.

A continuación se muestran las ecuaciones pertinentes para cada una de las pérdidas de energía en forma de presión por cada componente del sistema de producción:

³³ MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante análisis nodal. ESP OIL International Training Group, Lima, Perú. 2008. p. 36.

Ecuación 37. Caída de presión en el yacimiento, Análisis Nodal.

$$\Delta P_y = P_{ws} - P_{wfs}$$

Fuente: MAGGIOLO, R. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. ESP OIL. [En Línea] Disponible desde internet en: <http://documents.mx/documents/maggiolo-r1-optimizacion-de-la-produccion-mediante-analisis-nodal.html> p, 9.

Dónde:

ΔP_y : caída de presión en el yacimiento. Psi.

P_{ws} : presión estática del yacimiento. Psi.

P_{wfs} : presión en la cara del pozo. Psi.

Ecuación 38. Caída de presión en la completación, Análisis Nodal.

$$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf}$$

Fuente: MAGGIOLO, R. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. ESP OIL. [En Línea] Disponible desde internet en: <http://documents.mx/documents/maggiolo-r1-optimizacion-de-la-produccion-mediante-analisis-nodal.html> p, 9.

Dónde:

ΔP_c : caída de presión en la completación. Psi.

P_{wfs} : presión en la cara del pozo. Psi.

P_{wf} : presión de fondo fluyente. Psi.

Ecuación 39. Caída de presión en el pozo, Análisis Nodal.

$$\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh}$$

Fuente: MAGGIOLO, R. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. ESP OIL. [En Línea] Disponible desde internet en: <http://documents.mx/documents/maggiolo-r1-optimizacion-de-la-produccion-mediante-analisis-nodal.html> p, 9.

Dónde:

ΔP_c : caída de presión en la completación. Psi.

P_{wf} : presión de fondo fluyente. Psi.

P_{wh} : presión en cabeza de pozo. Psi.

Ecuación 40. Caída de presión en la línea de flujo, Análisis Nodal.

$$\Delta P_l = P_{wh} - P_{sep}$$

Fuente: MAGGIOLO, R. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. ESP OIL. [En Línea] Disponible desde internet en: <http://documents.mx/documents/maggiolo-r1-optimizacion-de-la-produccion-mediante-analisis-nodal.html> p, 9.

Dónde:

ΔP_l : caída de presión en la línea de flujo. Psi.

P_{wh} : presión en cabeza de pozo. Psi.

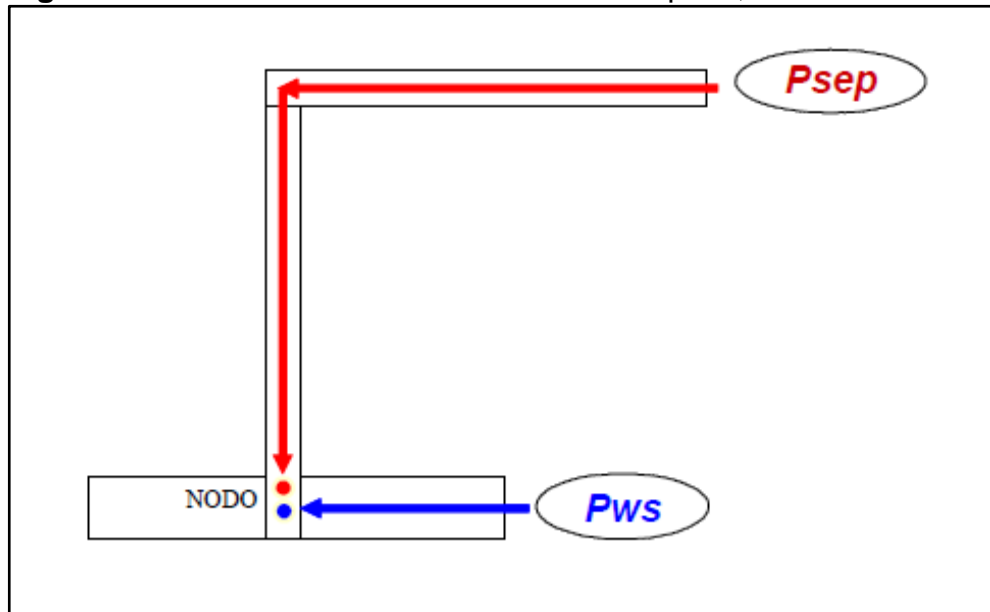
P_{sep} : presión del separador. Psi.

Normalmente el balance de energía se realiza ubicando el nodo en el fondo del pozo, pero actualmente se cuenta con herramientas sofisticadas de análisis nodal las cuales permiten ubicar el nodo en cualquier parte del sistema de producción (cabezal del pozo, separador, etc.), facilitando de esta manera, el balance de energía en cualquier componente del pozo.

Para realizar dicho balance de energía en el nodo, se asumen convenientemente varias tasas de flujo y se determina para cada una, la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo, es decir la presión de entrada al nodo, y la presión requerida a la salida del nodo, es decir la presión que se requiere para transportar los fluidos hasta el separador.

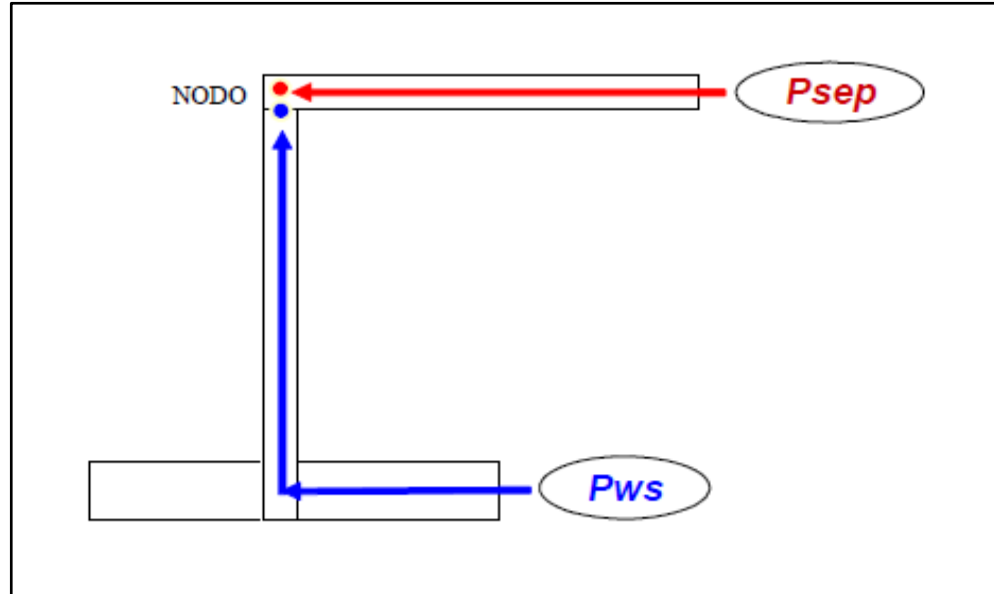
A continuación se representa gráficamente tanto la presión de entrada al nodo, como la presión de salida del nodo, ubicando dicho nodo tanto en el fondo del pozo (Ver **Figura 49**) como en el cabezal del mismo (Ver **Figura 50**):

Figura 49. Ubicación del nodo en el fondo del pozo, Análisis Nodal.



Fuente: MAGGILOLO, R. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. ESP OIL. [En Línea] Disponible desde internet en: <http://documents.mx/documents/maggiolo-r1-optimizacion-de-la-produccion-mediante-analisis-nodal.html> p, 10.

Figura 50. Ubicación del nodo en la cabeza del pozo, Análisis Nodal.



Fuente: MAGGILOLO, R. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. ESP OIL. [En Línea] Disponible desde internet en: <http://documents.mx/documents/maggiolo-r1-optimizacion-de-la-produccion-mediante-analisis-nodal.html> p, 10.

A continuación se muestran las ecuaciones para el cálculo de las presiones tanto de entrada como de salida del nodo, para cada una de las ubicaciones del mismo anteriormente dichas:

- Ubicación del nodo en el fondo del pozo

Ecuación 41. Presión de entrada al nodo, Nodo en el fondo del pozo.

$$P_{wf}(\text{oferta}) = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c$$

Fuente: MAGGILOLO, R. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. ESP OIL. [En Línea] Disponible desde internet en: <http://documents.mx/documents/maggiolo-r1-optimizacion-de-la-produccion-mediante-analisis-nodal.html> p, 10.

Dónde:

P_{wf} : presión de fondo fluyente. Psi.

P_{ws} : presión estática del yacimiento. Psi.

ΔP_y : caída de presión en el yacimiento. Psi.

ΔP_c : caída de presión en la completación. Psi.

Ecuación 42. Presión de salida del nodo,
Nodo en el fondo del pozo.

$$P_{wf}(\text{demanda}) = P_{sep} + \Delta P_l + \Delta P_p$$

Fuente: MAGGIOLO, R. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. ESP OIL. [En Línea] Disponible desde internet en: <http://documents.mx/documents/maggiolo-r1-optimizacion-de-la-produccion-mediante-analisis-nodal.html> p, 10.

Dónde:

P_{wf} : presión de fondo fluvente. Psi.

P_{sep} : presión del separador. Psi.

ΔP_l : caída de presión en la línea de flujo. Psi.

ΔP_p : caída de presión en el pozo. Psi.

- Ubicación del nodo en el cabezal del pozo:

Ecuación 43. Presión de entrada al nodo,
Nodo en el cabezal del pozo.

$$P_{wh}(\text{oferta}) = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c - \Delta P_p$$

Fuente: MAGGIOLO, R. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. ESP OIL. [En Línea] Disponible desde internet en: <http://documents.mx/documents/maggiolo-r1-optimizacion-de-la-produccion-mediante-analisis-nodal.html> p, 10.

Dónde:

P_{wh} : presión en el cabezal del pozo. Psi.

P_{ws} : presión estática del yacimiento. Psi.

ΔP_y : caída de presión en el yacimiento. Psi.

ΔP_c : caída de presión en la completación. Psi.

ΔP_p : caída de presión en el pozo. Psi.

Ecuación 44. Presión de salida del nodo, Nodo en el cabezal del pozo.

$$P_{wh} (\text{demanda}) = P_{sep} + \Delta PI$$

Fuente: MAGGILOLO, R. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. ESP OIL. [En Línea] Disponible desde internet en: <http://documents.mx/documents/maggiolo-r1-optimizacion-de-la-produccion-mediante-analisis-nodal.html> p, 10.

Dónde:

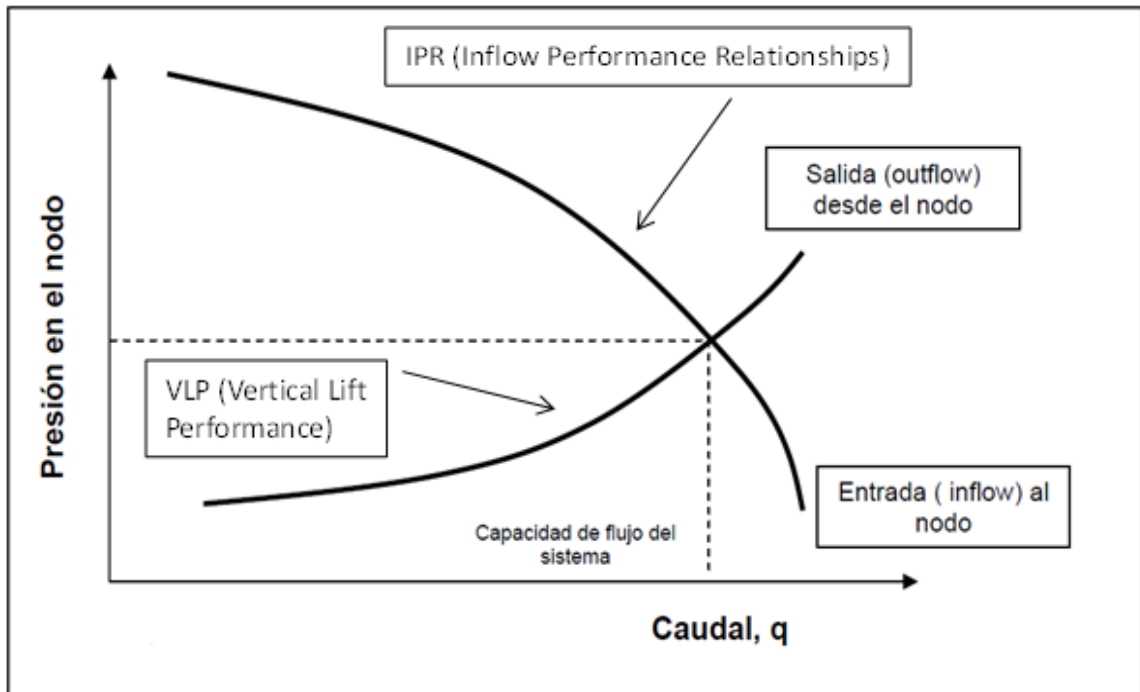
P_{wh} : presión en el cabezal del pozo. Psi.

P_{sep} : presión del separador. Psi.

ΔPI : caída de presión en la línea de flujo. Psi.

A la representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción se le denomina curva de oferta de energía del yacimiento (Inflow Curve), y a la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo seleccionado en función del caudal de producción se le denomina curva de demanda (Outflow Curve). Si el nodo es ubicado en el fondo del pozo la curva de oferta es la IPR (Inflow Performance Relationships) y la de demanda es la VLP (Vertical Lift Performance), como se puede observar en la **Gráfica 4**.

Gráfica 4. Curva de oferta y demanda del pozo, Análisis Nodal.



Fuente: HIRSCHFELDT, M. Oil Production. Disponible desde internet en: http://www.oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf Nota Técnica. p, 5. Modificada por los Autores.

El punto de intersección entre la curva de oferta y demanda es la capacidad de producción que tiene el pozo a una presión determinada, por lo que, el efecto del cambio en cualquier componente del sistema puede ser analizado recalculando la presión y el caudal del nodo seleccionado, teniendo en cuenta las nuevas propiedades del componente que se cambió.

Al haber algún cambio en alguna de las dos curvas antes mencionadas, hará que el punto de intersección se desplace y por lo tanto la capacidad de producción del pozo sea distinta. Sin embargo al realizar cambios en alguno de los componentes de upstream hará que la curva de outflow o salida no cambie, por lo tanto la capacidad de producción será la misma.

Cabe decir, que un cambio mínimo en la presión del sistema de producción resulta en un cambio en el comportamiento de la curva de demanda, haciendo que aumente o disminuya la capacidad de producción del pozo.

Un sistema de producción puede ser optimizado si se selecciona los componentes más relevantes que hagan que la capacidad de producción aumente a un costo mínimo.

5.4 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE FORMACIONES PRODUCTORAS

La determinación de las curvas IPR de un pozo petrolero es de extrema importancia a la hora de analizar un sistema de producción, ya que mediante el uso de dichas curvas se puede saber que potencial de producción tiene el pozo y en algunos casos, como se puede optimizar la producción del mismo.

El movimiento de petróleo en el yacimiento influye totalmente en el comportamiento de dichas curvas IPR. El movimiento de petróleo hacia el pozo se origina cuando se establece un gradiente de presión en el área de drenaje. El caudal aportado por el yacimiento no solo dependerá de ese cambio de presión, sino que dependerá de la capacidad de flujo de la formación productora, el cual no es más que el producto de la permeabilidad efectiva del petróleo por el espesor neto de la arenisca productora.

Dado que la distribución de presión en el yacimiento cambia a través del tiempo, a continuación se ilustran los diferentes estados de flujo que se pueden presentar en el área de drenaje al poner el pozo en producción.

5.4.1 Flujo no continuo o transitorio. En este tipo de flujo la distribución de la presión cambia con el tiempo en el área de drenaje. Este se presenta al inicio de la producción del pozo con una duración que normalmente puede ser de horas a pocos días dependiendo de la permeabilidad de la arenisca productora. Dado que el gradiente de presión nunca se estabiliza durante este periodo, no se consideran ecuaciones para estimar las tasas de producción.

Durante este periodo de flujo, es posible realizar pruebas de restauración y declinación de presión, las cuales permiten conocer parámetros del yacimiento como la capacidad efectiva del flujo, el factor de daño, etc.

5.4.2 Flujo continuo o estacionario. En este tipo de flujo el gradiente de presión no cambia con el tiempo, por lo que este se da solo cuando dicho gradiente se estabiliza dentro del área de drenaje de un yacimiento lo suficientemente grande para que exista flujo en el borde exterior del mismo para mantener constante la presión. Durante este periodo de flujo el gradiente de presión se mantiene constante a lo largo del área de drenaje, por lo que éste está representado por la diferencia entre la presión del radio externo del área de drenaje (P_{ws}) a una distancia (r_e) del centro del pozo, y la presión de fondo fluyente (P_{wf}) a una distancia (r_w) de la cara de la arena productora.

A continuación se presenta la ecuación de Darcy para flujo radial la cual estima la tasa de producción de petróleo que aporta el yacimiento dentro del área de drenaje bajo un esquema de flujo continuo:

Ecuación 45. Ecuación de Darcy para flujo continuo.

$$q_o = \frac{0,00708 K_o \cdot h (P_{ws} - P_{wfs})}{\mu_o \cdot B_o [Ln(re / rw) + S]}$$

Fuente: MAGGILOLO, R. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. ESP OIL. [En Línea] Disponible desde internet en: <http://documents.mx/documents/maggiolo-r1-optimizacion-de-la-produccion-mediante-analisis-nodal.html> p, 22.

Dónde:

Ko: permeabilidad efectiva del petróleo. md.

h: espesor de la arena. Pies.

Pws: presión estática del yacimiento. Lpc.

Pwfs: presión de fondo fluyente. Lpc.

qo: tasa de flujo de petróleo. Bbl/d.

re: radio de drenaje. Pies.

rw: radio del pozo. Pies.

S: factor de daño.

μo: viscosidad del petróleo. Cp.

Bo: factor volumétrico del petróleo. By/bn.

5.4.3 Flujo semicontinuo. En este tipo de flujo el gradiente de presión cambia con el tiempo a lo largo del área de drenaje, pero a una tasa de flujo constante. Dicho tipo de flujo, se presenta cuando se pseudo estabiliza el gradiente de presión en el área de drenaje de un yacimiento finito, de tal forma que en el borde exterior del mismo no existe flujo. Esto puede darse por varias razones entre las cuales se pueden encontrar que, los límites del yacimiento constituyen los bordes del área de drenaje o por que varios pozos drenan áreas adyacentes entre sí.

A continuación se presenta la ecuación, la cual permite bajo condiciones flujo semicontinuo, conocer la tasa de producción del pozo:

Ecuación 46. Ecuación de Darcy para flujo semicontinuo.

$$q_o = \frac{0,00708 K_o . h (\overline{P_{ws}} - P_{wfs})}{\mu_o . B_o [Ln(re / rw) - 0,75 + S]}$$

Fuente: MAGGILOLO, R. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. ESP OIL. [En Línea] Disponible desde internet en: <http://documents.mx/documents/maggiolo-r1-optimizacion-de-la-produccion-mediante-analisis-nodal.html> p, 24.

Dónde:

Ko: permeabilidad efectiva del petróleo. md.

h: espesor de la arena. Pies.

Pws: presión estática del yacimiento. Lpc.

Pwfs: presión de fondo fluyente. Lpc.

qo: tasa de flujo de petróleo. Bbl/d.

re: radio de drenaje. Pies.

rw: radio del pozo. Pies.

S: factor de daño.

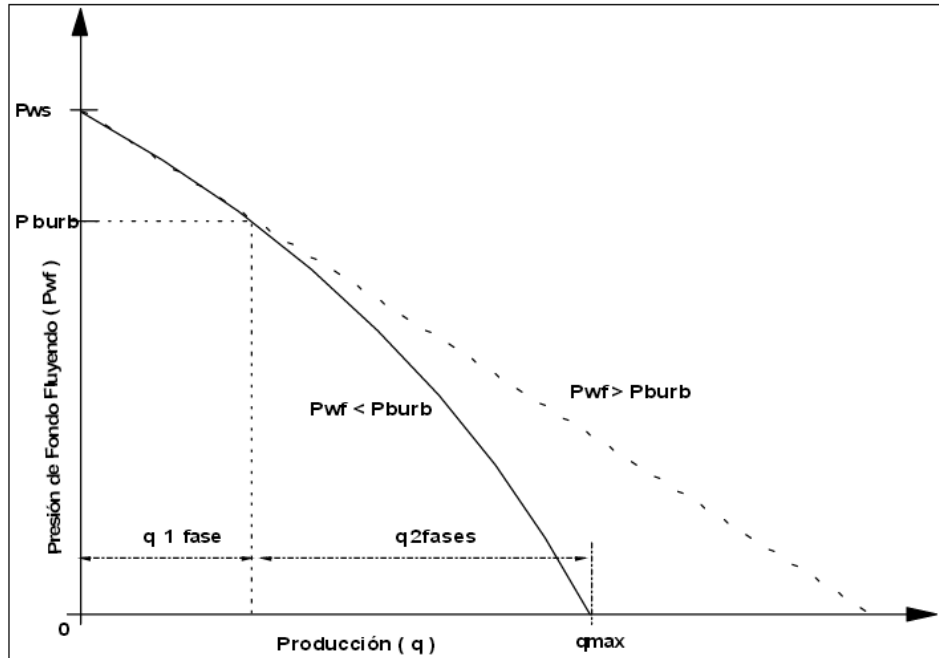
μo: viscosidad del petróleo. Cp.

Bo: factor volumétrico del petróleo. By/bn.

5.4.4 Curvas de comportamiento de afluencia (IPR). La curva IPR es la representación gráfica de las presiones fluyentes (Pwfs), y las tasas de producción de líquido que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de dichas presiones. Es decir para cada una Pwfs existe una tasa de producción de líquido, que se puede obtener de la definición del índice de productividad.³⁴ En la **Gráfica 5**, se puede observar que la curva IPR antes del punto de burbuja, se comporta como una línea recta (Modelo de Darcy), ya que solo se presenta en el pozo una sola fase, en cambio después del punto de burbuja, la curva IPR se comporta como una curva (Modelo de Vogel), esto es debido a que después de dicho punto en el pozo se presentan dos fases, tanto la líquida como la gaseosa.

³⁴ *Ibíd.*, p. 45.

Gráfica 5. Representación gráfica de las curvas de afluencia IPR.



Fuente: MAGGILOLO, R. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. ESP OIL. [Citado Mayo 16, 2016] Disponible desde internet en: <http://documents.mx/documents/maggiolo-r1-optimizacion-de-la-produccion-mediante-analisis-nodal.html> p, 12.

5.4.4.1 Índice de productividad. Se define como la relación que existe entre la tasa de producción (q_0) y el gradiente de presión que existe entre la presión del yacimiento (P_{ws}) y la presión de fondo fluyente (P_{wf}). A continuación se presentan las ecuaciones del índice de productividad, tanto para flujo continuo como para flujo semicontinuo:

Ecuación 47. Índice de productividad para flujo continuo.

$$J \text{ (bpd / lpc)} = \frac{q_0}{(P_{ws} - P_{wfs})} = \frac{0,00708 K_o \cdot h}{\mu_o \cdot B_o [\ln(re / rw) + S]}$$

Fuente: MAGGILOLO, R. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. ESP OIL. [En Línea] Disponible desde internet en: <http://documents.mx/documents/maggiolo-r1-optimizacion-de-la-produccion-mediante-analisis-nodal.html> p, 26.

Dónde:

J: índice de productividad. Bpd/lpc
 Ko: permeabilidad efectiva del petróleo. md.
 h: espesor de la arena. Pies.

Ps: presión estática del yacimiento. Lpc.
 Pwf: presión de fondo fluyente. Lpc.
 qo: tasa de flujo de petróleo. Bbl/d.
 re: radio de drenaje. Pies.
 rw: radio del pozo. Pies.
 S: factor de daño.
 μo: viscosidad del petróleo. Cp.
 Bo: factor volumétrico del petróleo. By/bn.

Ecuación 48. Índice de productividad para flujo semicontinuo.

$$J \text{ (bpd / lpc)} = \frac{q_o}{(P_{ws} - P_{wfs})} = \frac{0,00708 \cdot K_o \cdot h}{\mu_o \cdot B_o \cdot [\ln(re / rw) - 0,75 + S]}$$

Fuente: MAGGILOLO, R. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. ESP OIL. [En Línea] Disponible desde internet en: <http://documents.mx/documents/maggiolo-r1-optimizacion-de-la-produccion-mediante-analisis-nodal.html> p, 27.

Dónde:

J: índice de productividad. Bpd/lpc
 Ko: permeabilidad efectiva del petróleo. md.
 h: espesor de la arena. Pies.
 Ps: presión estática del yacimiento. Lpc.
 Pwf: presión de fondo fluyente. Lpc.
 qo: tasa de flujo de petróleo. Bbl/d.
 re: radio de drenaje. Pies.
 rw: radio del pozo. Pies.
 S: factor de daño.
 μo: viscosidad del petróleo. Cp.
 Bo: factor volumétrico del petróleo. By/bn.

5.4.4.2 Trabajo de Vogel. Dado que después del punto de burbuja el modelo matemático de Darcy para la construcción de la IPR no es válido, Vogel da la facilidad de poder simular el comportamiento de dicha curva cuando se presenta flujo bifásico dentro del pozo. Este modelo de Vogel aplica para flujo bifásico tanto en yacimientos saturados como en yacimientos subsaturados. Como resultado de su trabajo, Vogel publico las siguientes ecuaciones que aplican para los diferentes tipos de yacimientos anteriormente mencionados.

Ecuación 49. Vogel para yacimientos saturados y flujo bifásico.

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

Fuente: MAGGIOLO, R. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. ESP OIL. [En Línea] Disponible desde internet en: <http://documents.mx/documents/maggiolo-r1-optimizacion-de-la-produccion-mediante-analisis-nodal.html> p, 28.

Dónde:

q_o : tasa de producción de petróleo. Bbl/d.

q_{\max} : caudal máximo. Bbl.

P_{wfs} : presión de fondo fluyente. Psi.

P_{ws} : presión estática del yacimiento. Psi.

La **Ecuación 49**, ha sido ampliamente utilizada en la predicción de curvas IPR cuando existen dos fases en un yacimiento saturado y para pozos con porcentajes de agua de hasta 30% según Vogel.

Ecuación 50. Vogel para yacimientos subsaturados y flujo bifásico.

$$q = q_b + (q_{\max} - q_b) \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wfs}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wfs}}{P_b} \right)^2 \right]$$

Fuente: MAGGIOLO, R. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. ESP OIL. [En Línea] Disponible desde internet en: <http://documents.mx/documents/maggiolo-r1-optimizacion-de-la-produccion-mediante-analisis-nodal.html> p, 28.

Dónde:

q : tasa de producción actual. Bbl/d.

q_b : tasa de producción a la presión de burbuja. Bbl/d.

q_{\max} : caudal máximo. Bbl.

P_{wfs} : presión de fondo fluyente. Psi.

P_b : presión de burbuja. Psi.

Para yacimientos subsaturados donde se presenta flujo bifásico y presiones $P_{wfs} > P_b$ se utiliza la **Ecuación 50**, la cual permite simular el comportamiento de la IPR en dicha sección.

5.5 DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO MANUAL DE ANÁLISIS NODAL

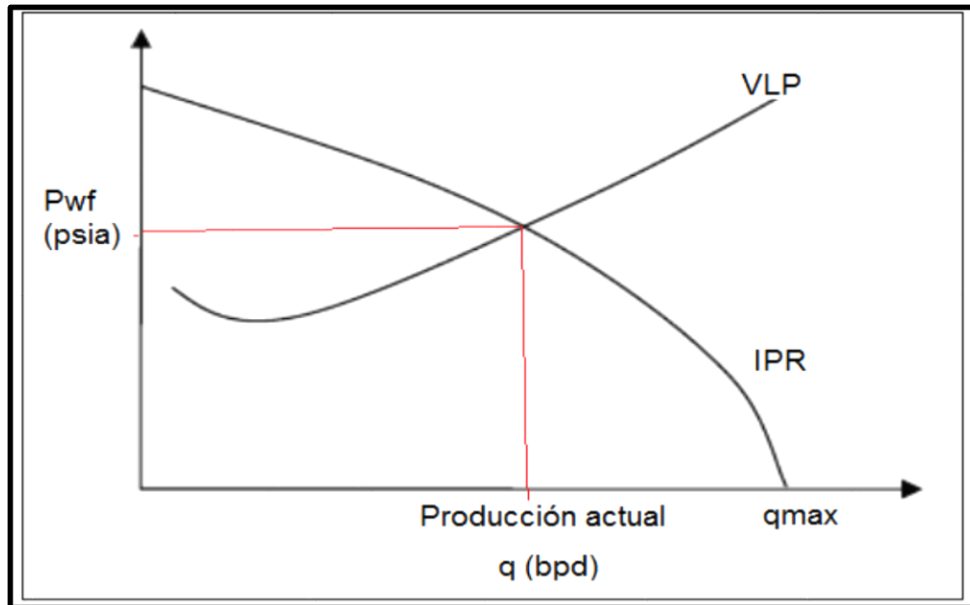
5.5.1 Selección del nodo. Este se elige teniendo en cuenta los componentes del sistema que se desean evaluar. En este caso se eligió el nodo en el fondo del pozo, tanto para el pozo con el sistema de bombeo hidráulico como con el sistema de bombeo mecánico.

5.5.2 Construir la curva IPR. Para obtener la curva de oferta en el fondo del pozo es necesario tener en cuenta un modelo matemático que describa el comportamiento de afluencia de la arena productora así como también un modelo matemático que describa las pérdidas de presión a través de los cañoneos.

5.5.3 Construir la curva VLP. Para obtener la curva de demanda en el fondo del pozo es necesario disponer de correlaciones de flujo multifásico en tuberías que permitan predecir aceptablemente.

5.5.4 Relación de las curvas IPR y VLP. Para obtener una solución se grafican en papel cartesiano las curvas IPR y VLP tal como se muestra en la **Figura 51**.

Figura 51. Relación de curvas IPR y VLP en el fondo del pozo.



Fuente: HOSSAIN, M. Production and Optimization and Forecasting. [En Línea] Disponible desde internet en: http://www.buet.ac.bd/dce/course_material/pdf/production_optimization.pdf p. 16.

Como se puede observar en la **Figura 51**, al intersectar las curvas IPR y VLP, se obtiene como resultado la tasa actual de producción del pozo, con la cual se

puede determinar la mejor configuración de los componentes del sistema de producción.

5.6 DESCRIPCIÓN DE LOS PROGRAMAS COMPUTACIONALES DE ANÁLISIS NODAL

A continuación se describen los programas utilizados para realizar los análisis nodales del pozo tanto con bombeo hidráulico como con bombeo mecánico.

5.6.1 Análisis nodal del pozo con bombeo mecánico. El análisis nodal del Pozo Santos 106 con el sistema de bombeo mecánico, fue realizado por medio del programa PIPESIM de Schlumberger, el cual permite modelar el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo teniendo en cuenta la línea de flujo y las instalaciones de superficie. Esto permite realizar un análisis integral de todo el sistema de producción.

A continuación se presentan los datos requeridos para correr el programa de análisis nodal:

Datos necesarios para el diseño

- Presión Promedio del yacimiento
- Presión de fondo fluyente
- Temperatura
- Permeabilidad
- Espesor de la arena productora
- Porosidad

Datos necesarios del pozo

- Estado mecánico del pozo
- Datum
- Temperatura de superficie
- Datos de producción:
 - Producción de petróleo
 - Producción de agua
 - Relación Gas/Petróleo
 - Presión del separador
- Datos del sistema de levantamiento artificial

5.6.1.1 Aplicación del programa de análisis nodal. A continuación se presenta la simulación que se le realiza al Pozo Santos 106, en el cual se detalla los procedimientos que se deben seguir para predecir el comportamiento futuro de

acuerdo a las sensibilidades tanto en producción de fluido y presiones hasta llegar a superficie a través del análisis nodal en el fondo del pozo, las mismas que se presentan por medio de capturas de pantalla al momento de correr el Software Pipesim-Nodal Analysis respectivamente.

- Datos de entrada: para la realización del análisis nodal por medio del programa PIPESIM se necesitan de los siguientes datos, los cuales fueron suministrados por la empresa, y los cuales son presentados en la **Tabla 12**.

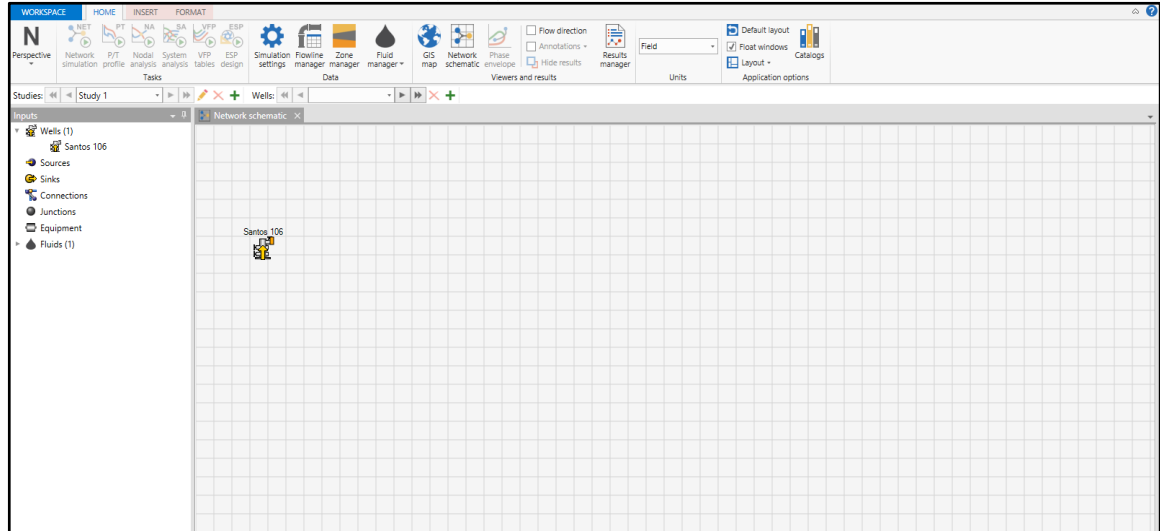
Tabla 12. Datos a cargar en el simulador.

Característica	Valor
Presión de yacimiento	3100 psi
Presión de fondo fluyente	679,56 psi
Temperatura de yacimiento	170 °F
Permeabilidad	93,3 mD
Espesor de la arena productora	1846 pies
Porosidad	22%
Temperatura de superficie	60°F
Producción de fluido	220 BPD
BS&W	1%
GOR	292
Presión del separador	120 psi
Gravedad API	21,1 API
Gravedad específica del gas	0,7

Fuente: Asesoría en Ingeniería de Petróleos. (A.I.P S.A.S.), Bogotá, Colombia, 2016.

- Proceso necesario para la simulación del análisis nodal: Al reunir los datos de necesarios para realizar la simulación, se procede a iniciar el programa. Al iniciar el programa PIPESIM aparece la **Figura 52**.

Figura 52. Ventana inicial del programa de análisis nodal PIPESIM.



Fuente: PIPESIM. Software. 2016. Modificado por los autores.

Al entrar en la sección “Wells”, como aparece en la **Figura 53**, se cargan los datos del pozo. Así mismo, en la sección “General” se nombra el pozo en estudio y se escoge el tipo de pozo, para este caso el pozo productor lleva como nombre Santos 106.

Figura 53. Sección de características del pozo, Programa PIPESIM.

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
Well name:	<input type="text" value="Santos 106"/>						
Active:	<input checked="" type="checkbox"/>						
Well type:	<input checked="" type="radio"/> Production <input type="radio"/> Injection						
Check valve setting:	<input type="text" value="Block reverse"/>						

Fuente: PIPESIM. Software. 2016. Modificado por los autores.

En la sección de “Tubulars”, se sube la información específica de la tubería de producción y del revestimiento. Dicha información se muestra en la **Figura 54** la cual fue generada por la empresa.

Figura 54. Datos de tubería y revestimiento del pozo, Programa PIPESIM.

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
---------	----------	------------------	--------------------	-----------------	---------------	-------------	-------------------

Mode: Simple Detailed
 Dimension option: OD Wall thickness

^ CASING/LINER

	Section type	Name	From MD ft	To MD ft	ID in	OD in	Roughness in	
1	Casing	Casing	0	991	8,771654	9,64567	0,001	...
2	Casing	Casing 1	0	9928	6,184	7	0,001	...

+

^ TUBINGS

	Name	To MD ft	ID in	OD in	Roughness in	
1	Tubing	8562	2,441	2,875	0,001	...

+

Fuente: PIPESIM. Software. 2016. Modificado por los autores.

A continuación en la sección de "Downhole Equipment" (Figura 55), se selecciona el nodo, el cual se ubicó en el punto medio de la zona cañoneada a 8516 pies. Además de un empaque que se encuentra a 7616 pies.

Figura 55. Elementos dentro del pozo, Programa PIPESIM.

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
---------	----------	------------------	--------------------	-----------------	---------------	-------------	-------------------

	Equipment	Name	Active	MD ft
1	Packer	Pk 1	<input checked="" type="checkbox"/>	7616
2		NA	<input checked="" type="checkbox"/>	8516,129

+

Fuente: PIPESIM. Software. 2016. Modificado por los autores.

El sistema de bombeo mecánico a evaluar se cargó en la sección "Equipment", que para el caso es una bomba insertable la cual se encuentra a 8375,8 pies de profundidad, con una unidad de bombeo convencional Lufkin. Esta data es cargada al simulador como se muestra en la Figura 56.

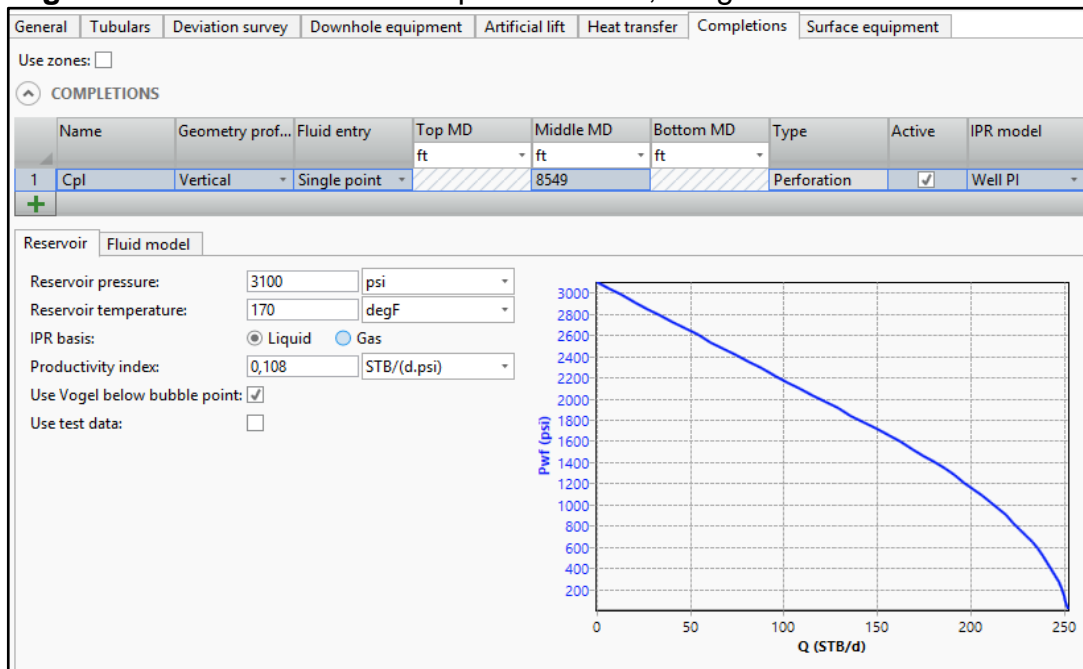
Figura 56. Tipo de bomba cargada en el simulador, Programa PIPESIM.

Equipment	Name	Active	MD
1 Rod Pump	RHBC-20-3-2-2	<input checked="" type="checkbox"/>	8376

Fuente: PIPESIM. Software. 2016. Modificado por los autores.

Ahora en la sección de “Completions” se carga la profundidad media de los perforados o datum, y se escoge el modelo del índice de productividad a usar. Para el procedimiento, se usó un tipo lineal hasta el punto de burbuja, y luego de este se completó por método de Vogel, como se muestra en la **Figura 57**.

Figura 57. Curva del índice de productividad, Programa PIPESIM.



Fuente: PIPESIM. Software. 2016. Modificado por los autores.

Luego de realizar la curva del índice de productividad, en el programa se introducen los datos del fluido que se produce. Para este caso se usó el modelo Black Oil, el cual integra en él, las tres fases del fluido; petróleo, gas y agua. A continuación en la **Figura 58**, se muestran las propiedades cargadas en el simulador.

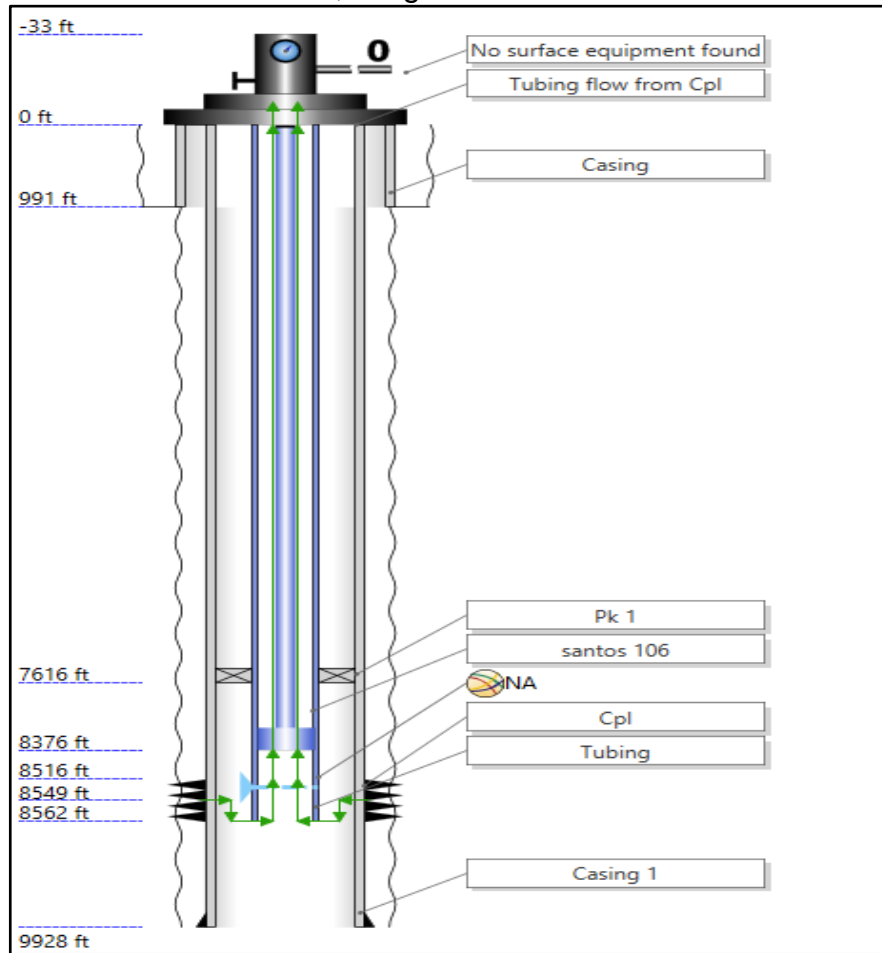
Figura 58. Propiedades del fluido, Programa PIPESIM.

STOCK TANK PROPERTIES		
Watercut	: 1	%
GOR	: 292	SCF/STB
Gas specific gravity:	0,7	
Water specific gravity:	1,001	
API	: 21,1	dAPI

Fuente: PIPESIM. Software. 2016. Modificado por los autores.

Se finaliza de esta manera la carga de datos necesarios para correr el programa de análisis nodal. A continuación se presenta el esquema del pozo que arroja dicho programa con el sistema de bombeo mecánico (Ver **Figura 59**).

Figura 59. Esquema del completamiento del Pozo Santos 106 con bombeo mecánico, Programa PIPESIM.



Fuente: PIPESIM. Software. 2016. Modificado por los autores.

Para iniciar con el análisis nodal, se escogió el nodo en el fondo del pozo, con la presión y temperatura anteriormente descritas durante el proceso de carga de datos. En la sección “Sensitives” se seleccionó la opción “Liquid IP” para calcular dicho índice, tal como se muestra en la **Figura 60**.

Figura 60. Información requerida para realizar el análisis nodal, Programa PIPESIM.

Nodal analysis

Name: Santos 106 - Nodal analysis
Description: Bombeo mecanico tesis

Nodal analysis System results Profile results

GENERAL

Branch start: Santos 106 - Reservoir
Nodal point: Santos 106.NA
Branch end: Santos 106 - Wellhead
Outlet pressure: 120 psi

Inlet conditions Sensitivities Options

Override phase ratios:

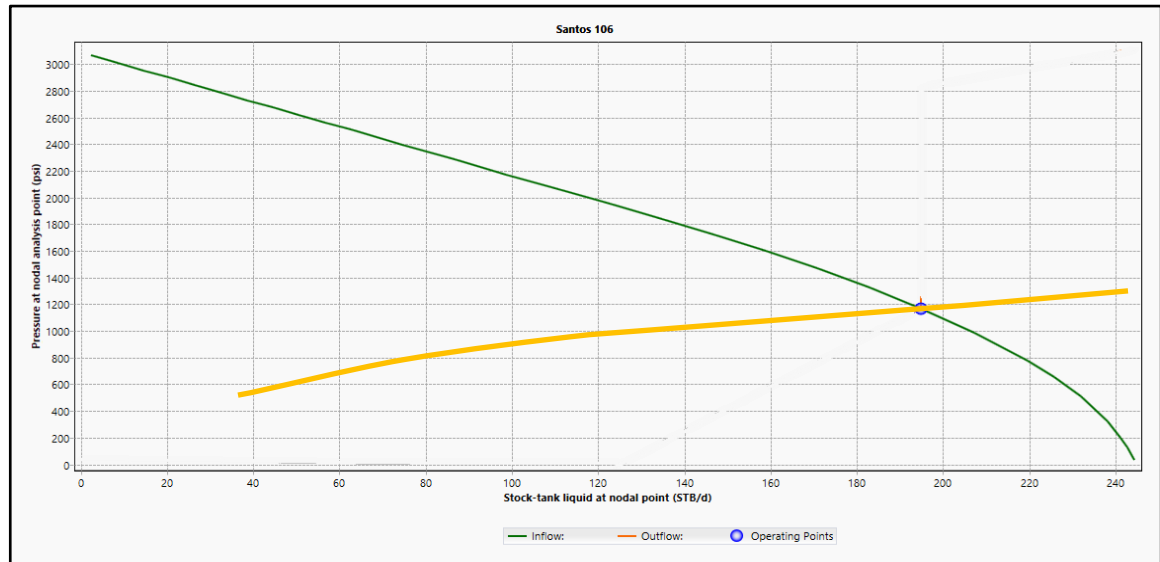
	Inflow	Pressure	Temperature	Fluid
1	Cpl	3100 psi	170 degF	santos

Run Stop

Fuente: PIPESIM. Software. 2016. Modificado por los autores.

Después de ingresar la información, se da click en el botón “Run” y se obtiene la siguiente grafica de análisis nodal del pozo con el sistema de bombeo mecánico. (Ver **Gráfica 6**).

Gráfica 6. Gráfica de oferta y demanda de producción del pozo con sistema de bombeo mecánico.



Fuente: PIPESIM. Software. 2016. Modificado por los autores.

5.6.2 Análisis nodal del pozo con bombeo hidráulico. El análisis nodal del pozo con el sistema de bombeo hidráulico, fue realizado por medio del programa SYAL de Sertecpet, el cual permite modelar el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, teniendo en cuenta la línea de flujo y de inyección de fluido motriz y las instalaciones de superficie necesarias para soportar la operación requerida. Esto permite realizar un análisis integral de todo el sistema de producción.

A continuación se presentan los datos requeridos para correr la sección de análisis nodal del programa SYAL:

Datos necesarios para el diseño

- Presión Promedio del yacimiento
- Presión de fondo fluyente
- Temperatura
- Permeabilidad
- Espesor de la arena productora
- Porosidad

Datos necesarios del pozo

- Estado mecánico del pozo
- Datum
- Temperatura de superficie

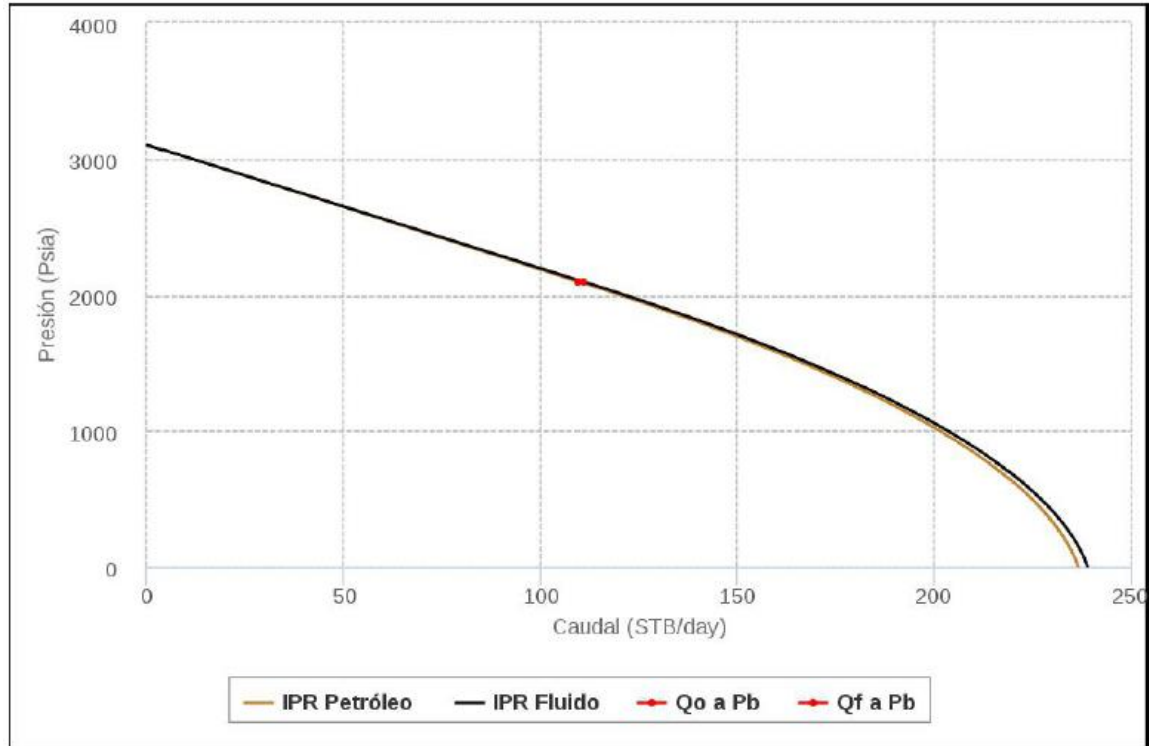
- Datos de producción:
 - Producción de petróleo
 - Producción de agua
 - Relación Gas/Petróleo
 - Presión del separador
- Datos del sistema de levantamiento artificial

5.6.2.1 Aplicación del programa de análisis nodal. A continuación se presenta la simulación que se le realiza al Pozo Santos 106 con el sistema de bombeo hidráulico, el cual fue diseñado y presentado en el capítulo 4. El procedimiento que se lleva a cabo para realizar el análisis nodal, se presenta por medio de capturas de pantalla al momento de correr la sección de análisis nodal del programa SYAL respectivamente.

- Datos de entrada: para la realización del análisis nodal por medio del programa SYAL se requieren los mismos datos con los cuales se desarrolló el análisis nodal del pozo con bombeo mecánico en el programa PIPESIM. Ver **Tabla 12**.
- Proceso necesario para la simulación del análisis nodal: al reunir los datos necesarios para correr la sección de análisis nodal del programa SYAL, y después de haber ingresado los datos generales del yacimiento y del pozo, como se puede observar en la sección 4.1.2.2 del capítulo 4, se procede a cargar la data necesaria en la sección “Calculo y ajuste IPR” como se muestra en la **Figura 41** de la sección 4.1.2.2 del capítulo 4.

Después de ingresar la data, se procede a realizar el cálculo del índice de productividad, tal como se presenta en la **Figura 42** de la sección 4.1.2.2 del capítulo 4, así como también se grafica la curva IPR del pozo como se muestra en la **Gráfica 7**.

Gráfica 7. Curva IPR del Pozo Santos 106, Programa SYAL.

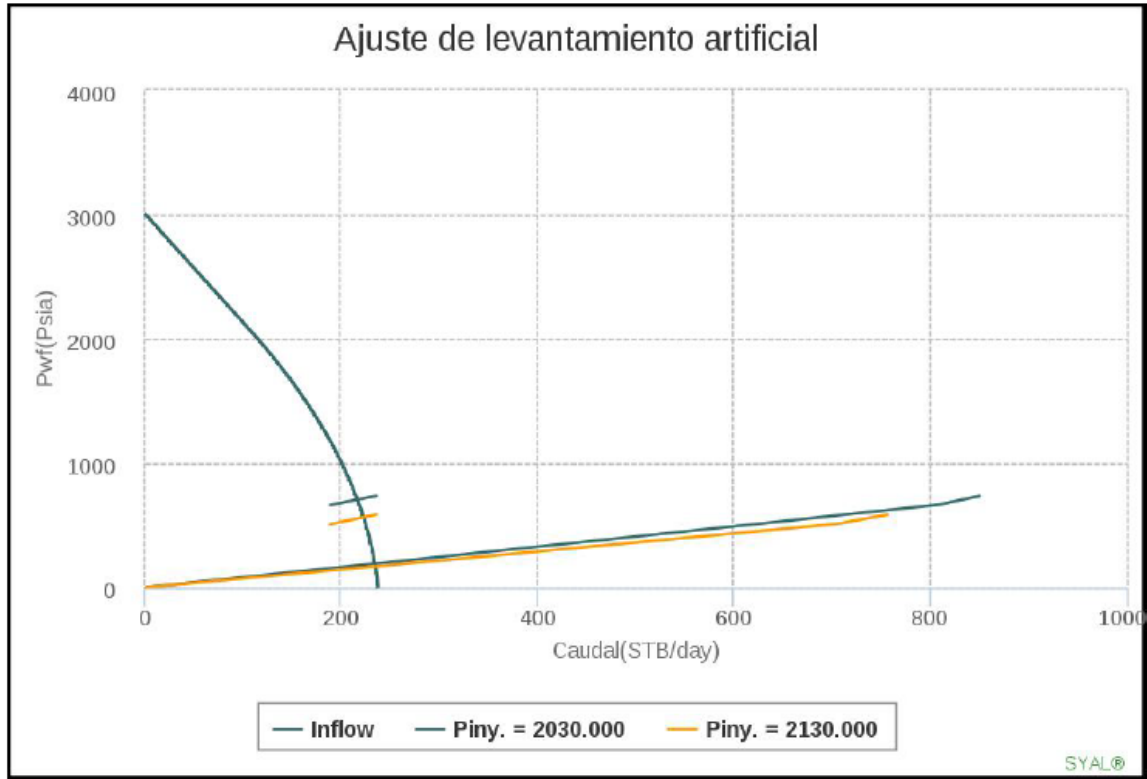


Fuente: SYAL. Software. 2016. Modificado por los autores.

Luego de esto, se procede a ingresar los datos requeridos para el diseño del bombeo hidráulico jet, tales como: presión de fondo fluente, temperatura de inyección, BS&W, presión en cabeza de pozo, presión de inyección, etc. Estos datos son ingresados en la sección "Diseño hidráulico jet" tal como se presenta en las **Figuras 43 y 44** de la sección 4.1.2.2 del capítulo 4.

Posterior a esto se procede a graficar las curvas IPR y VLP del pozo, el cual constituye el análisis nodal del pozo con el sistema de bombeo hidráulico jet diseñado. La **Gráfica 8**, muestra el resultado del análisis nodal que realizó el simulador.

Gráfica 8. Gráfica de oferta y demanda de producción del pozo con sistema de bombeo hidráulico jet.



Fuente: SYAL. Software. 2016. Modificado por los autores.

A continuación, en la **Tabla 13**, se presenta el resultado del análisis nodal en el cual se puede observar la presión y el caudal en el punto de operación del pozo con dicho sistema de levantamiento. Este es obtenido del simulador.

Tabla 13. Resultado análisis nodal del Pozo Santos 106, Programa SYAL.

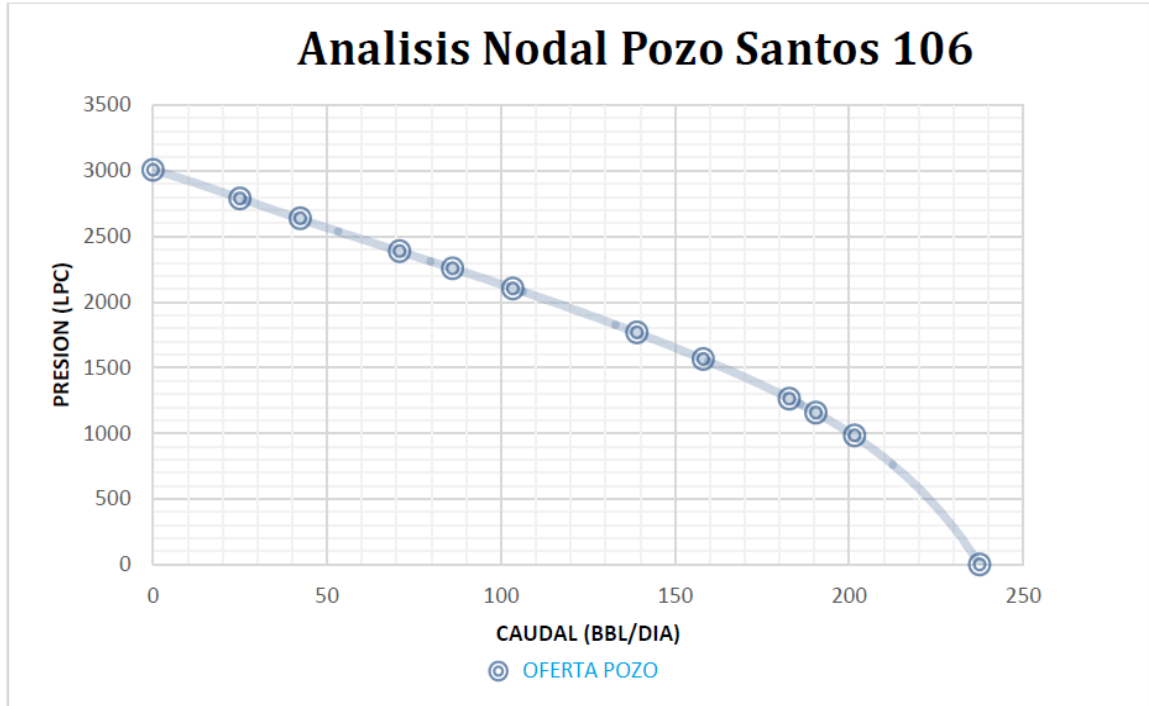
Piny. (Psia)	Caudal (STB/day)	P.fluyente (Psia)
2030.000	216.362	707.698
2130.000	222.544	566.061

Fuente: SYAL. Software. 2016. Modificado por los autores.

5.6.3 Análisis de las simulaciones nodales. A continuación se presenta el respectivo análisis de las simulaciones que se le realizaron al pozo con ambos sistemas de levantamiento.

5.6.3.1 Análisis de la curva IPR del pozo. Al Pozo Santos 106 se le realizó la correspondiente curva IPR la cual determina la relación del caudal de producción con respecto a la presión del fondo fluyente (Pwf). (Ver **Gráfica 9**).

Gráfica 9. Curva IPR del Pozo Santos 106.

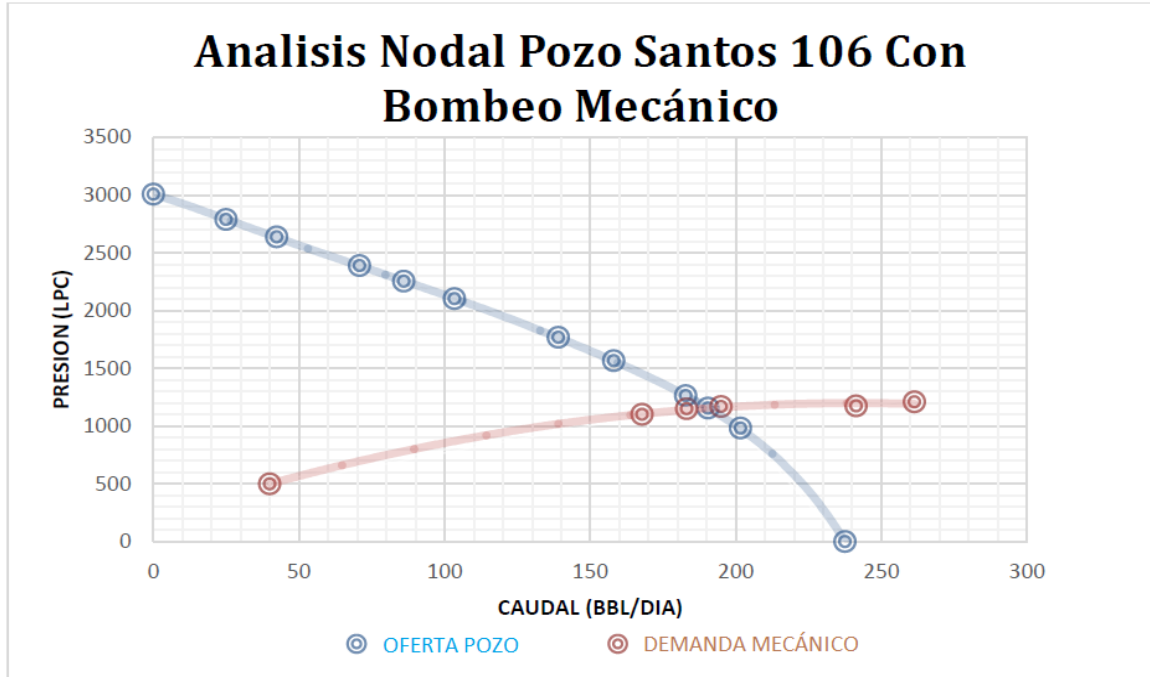


La gráfica anterior es usada para determinar el diseño del levantamiento artificial más adecuado para el pozo, de igual manera son utilizadas para optimizar los parámetros de producción y dicha curva puede ser determinada para cualquier estado de agotamiento si las permeabilidades relativas de los fluidos y su correspondiente PVT son conocidos.

En la **Gráfica 9** se presenta la presión inicial la cual es de 3100 Psi cuyo caudal mínimo corresponde a 0 STB/Día, así mismo se presenta el caudal máximo de 240 stb/Día a una presión mínima de 0 psi el cual no ofrece restricción alguna al flujo.

5.6.3.2 Análisis nodal del pozo con bombeo mecánico. En la **Gráfica 10** se presenta el correspondiente análisis nodal del bombeo mecánico, en el cual se puede identificar los el caudal máximo de operación teniendo en cuenta la IPR del pozo.

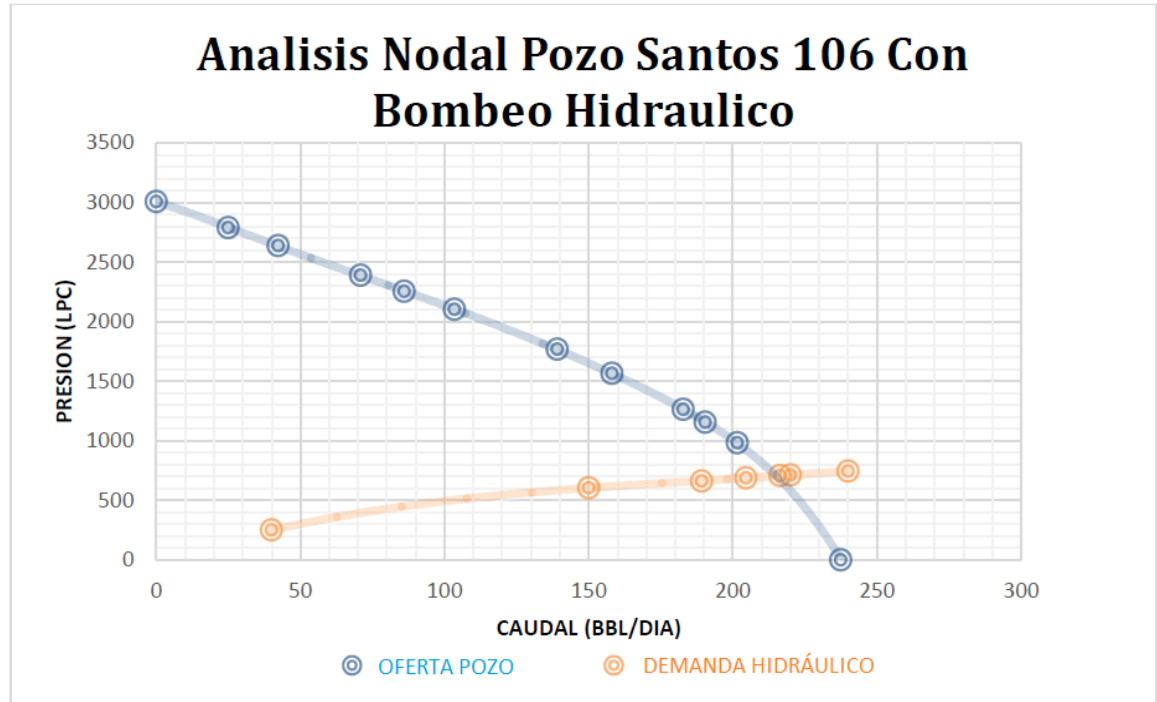
Gráfica 10. Análisis nodal del Pozo Santos 106 con bombeo mecánico.



Dicho caudal máximo de operación del bombeo mecánico es de 190 STB/D a una presión de operación de 1200 Psi el cual se condiciona a la curva IPR del pozo, para lo cual indica el límite operacional de este sistema de levantamiento para el pozo.

5.6.3.3 Análisis nodal del pozo con bombeo hidráulico. En la **Gráfica 11** se presenta el análisis nodal para el sistema de bombeo hidráulico, el cual fue diseñado en el capítulo 4 para su implementación en el sistema de levantamiento combinado.

Gráfica 11. Análisis nodal del Pozo Santos 106 con bombeo hidráulico.



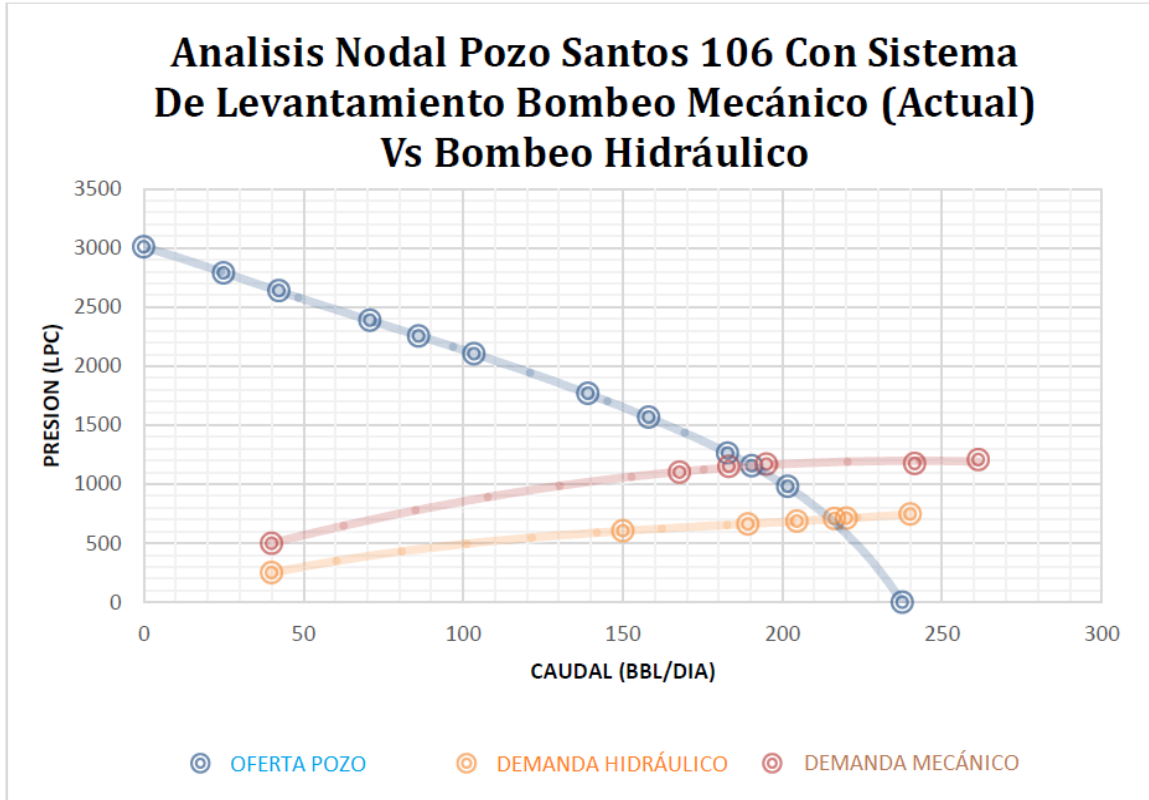
En la gráfica anterior se puede determinar los límites operacionales a los cuales el bombeo hidráulico puede trabajar, siendo restringido por la curva IPR del Pozo Santos 106. Estos límites pueden ser definidos por la intersección entre las dos curvas, para lo cual, el caudal máximo es de 220 STB/Día con una presión de operación de 700 Psi.

Los anteriores análisis nodales se realizaron suponiendo cada uno de esos sistemas de levantamiento artificial, operan en el pozo individualmente.

5.6.3.4 Análisis comparativo. A continuación se presenta una gráfica comparativa entre los sistemas de levantamiento artificial anteriormente descritos.

En la **Gráfica 12** se presenta el análisis comparativo gráfico entre los dos sistemas mencionados, en donde se pueden apreciar las diferencias entre los límites operacionales que son dados por la curva IPR del Pozo Santos 106 y los caudales máximos de operación y las presiones en la que cada sistema trabaja.

Gráfica 12. Comparación entre sistemas de levantamiento.



Las gráficas de cada uno de los sistemas de levantamiento representan el comportamiento ante cada caudal de producción que se requiera, por lo tanto el sistema de bombeo hidráulico aumenta su caudal máximo en un 15.55% con respecto al sistema de bombeo mecánico, así mismo reduciendo su presión de operación en un 42% con respecto al mismo sistema en el límite con la curva IPR del Pozo Santos 106.

6. ESTADOS MECÁNICOS DEL POZO SANTOS 106

En este capítulo se presentan los estados mecánicos del Pozo Santos 106, tanto con el sistema de levantamiento combinado bombeo mecánico e hidráulico, como con este sistema incluyendo la herramienta de registros de producción PLT.

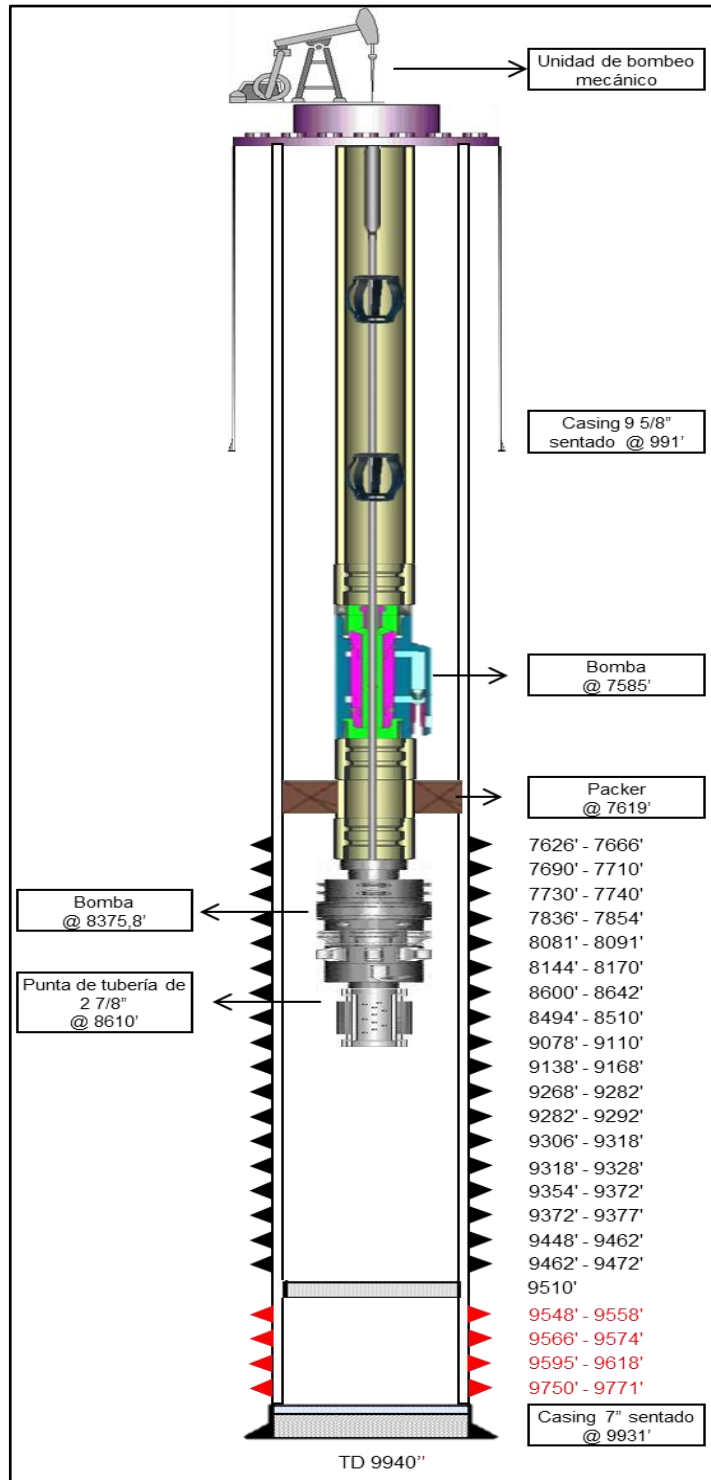
El Pozo Santos 106 se encuentra perforado de forma vertical en dos secciones. La sección uno va desde superficie hasta una profundidad de 991 pies, y cuenta con una tubería de revestimiento con diámetro de 9 5/8 de pulgada. La sección dos va desde 991 pies hasta 9931 pies, esta sección cuenta con una tubería de revestimiento que va desde superficie hasta 9771 pies de profundidad. Los intervalos productores van desde una profundidad de 7626 pies hasta 9771 pies. A una profundidad de 9510 pies se encuentra un tapón fijo el cual aísla los intervalos cañoneados desde 9548 pies hasta 9771 pies. En el **Anexo A** se puede observar los anteriormente descrito.

A continuación se presentan los estados mecánicos del Pozo Santos 106, con el sistema de levantamiento combinado y usando la herramienta PLT.

6.1 ESTADO MECÁNICO DEL POZO SANTOS 106 CON EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO COMBINADO

Para realizar el diseño del sistema de levantamiento combinado es necesario diseñar por separado el bombeo hidráulico del mecánico y viceversa. En el capítulo 4 se diseñó y presentó el estado mecánico del pozo con los sistemas que componen el sistema de levantamiento combinado. A continuación se presenta la descripción (**Tabla 14**) y el esquema del estado mecánico del pozo con el sistema de levantamiento combinado (**Figura 61**). El diseño de varillas del sistema de levantamiento combinado corresponde al diseño realizado en el bombeo mecánico debido a que el bombeo hidráulico no presenta varillas en su diseño.

Figura 61. Estado mecánico del Pozo Santos 106 con el sistema de levantamiento combinado.



Fuente: Asesoría en Ingeniería de Petróleos. (A.I.P S.A.S), Bogotá, Colombia, 2016. Modificado por los autores.

Tabla 14. Diseño del estado mecánico del pozo con el sistema de levantamiento combinado.

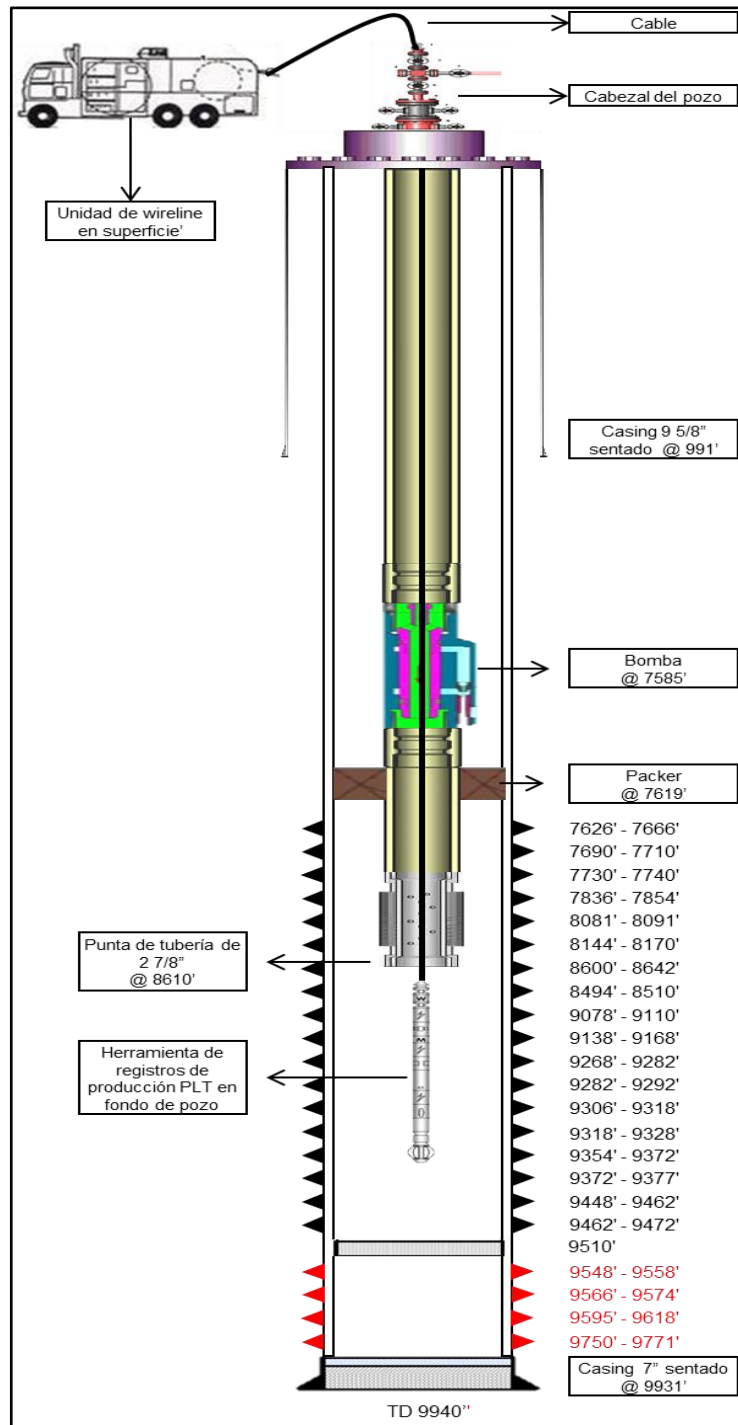
DISEÑO DE PRODUCCIÓN				
Cantidad	Descripción	Diámetro (pulgadas)	longitud (ft)	Profundidad (ft)
1	MDR		17	17
1	Pup joint	3.5	4.10	21.10
1	Cross-over 3 1/2" a 2 7/8"	3.5	0.30	21.40
248	Tubería de producción N80-RII-EUE	2.875	7547.12	7568.52
1	Pup joint	2.875	13.53	7582.05
1	Bomba jet AIP	3.5	2.95	7585.00
1	tubería de producción N80-RII-EUE	2.875	31.00	7616.00
1	Empaque cherokee de 7" x 26	7	3.48	7619.48
24	tubería de producción N80-RII-EUE	2.875	730.37	8349.84
1	Pup joint	2.875	24.86	8374.70
1	Seating nipple	2.5	1.10	8375.80
6	Tubería de producción N80-RII-EUE	2.875	182.59	8558.39
1	Plug	2.875	0.68	8559.07

Fuente: Asesoría en Ingeniería de Petróleos. (A.I.P S.A.S), Bogotá, Colombia, 2016. Modificado por los autores.

6.2 ESTADO MECÁNICO DEL POZO SANTOS 106 CON EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO COMBINADO USANDO LA HERRAMIENTA PLT

La finalidad del sistema de levantamiento combinado es la obtención de información del yacimiento por medio de la herramienta de registros de producción PTL. Cabe recordar, que para la corrida del registro de producción, se desactivará y se desinstalará el sistema de bombeo mecánico y se activará el sistema de bombeo hidráulico. De la misma forma, una vez terminada la corrida del registro, se desactivará el sistema de bombeo hidráulico y se reinstalará y activará el sistema de bombeo mecánico. La descripción del estado mecánico del pozo con el uso de la herramienta PLT corresponde a la descripción del diseño de producción del bombeo hidráulico diseñado. En la **Figura 62** se muestra el esquema del estado mecánico del pozo con el sistema de levantamiento combinado usando la herramienta PLT.

Figura 62. Estado mecánico del Pozo Santos 106 con el sistema de levantamiento combinado usando la herramienta PLT.



Fuente: Asesoría en Ingeniería de Petróleos. (A.I.P S.A.S), Bogotá, Colombia, 2016. Modificado por los autores.

7. EVALUACIÓN FINANCIERA

En los capítulos anteriores se describió y analizó el diseño y funcionamiento de los sistemas de levantamiento de bombeo mecánico, hidráulico y el combinado bombeo mecánico e hidráulico en el Pozo Santos 106 del Campo Provincia.

El sistema de levantamiento por bombeo mecánico es el sistema utilizado actualmente en el pozo, y su completamiento, tal y como se encuentra en el pozo, se va a utilizar en el proyecto. El sistema de levantamiento por bombeo hidráulico se quiere adicionar al pozo sin modificar el completamiento de producción del bombeo mecánico, con el fin de obtener información del yacimiento por medio de registros de producción (PLT).

El proyecto se evaluará financieramente teniendo en cuenta el margen de rentabilidad que se genera con la venta e instalación de la bomba jet (bombeo hidráulico).

7.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN (CAPEX)

La inversión de capital, es la que genera beneficios y se usa para adquirir o mejorar activos, con el fin de aumentar la capacidad o mejorar la eficiencia de la empresa.

La inversión de capital para la evaluación del proyecto está enlazada a los costos del equipo de fondo y la tubería del fluido motriz a utilizar para el bombeo hidráulico. En el bombeo mecánico no se hace una inversión de capital debido a que el pozo actualmente cuenta con un sistema de levantamiento por bombeo mecánico, y sus componentes, tanto de superficie como de fondo, se utilizarán en el proyecto, lo cual permite hacer un ahorro en la inversión de capital.

El equipo a utilizar en fondo para el bombeo hidráulico es una bomba tipo jet. Este equipo se comprará nuevo.

En superficie, se instalará doscientos (200) metros de tubería flexible de alta tensión de tres pulgadas y media (3 1/2"), una válvula de bola de tres (3) pulgadas, dos (2) bridas con cuello RTJ de tres (3) pulgadas y dos (2) conectores terminales de la tubería de tres pulgadas y media (3 1/2"). Lo anterior se puede observar en el **Anexo C**

En la **Tabla 15**, se muestran los costos asociados a la inversión de capital de cada uno de los componentes a utilizar y su precio de venta, para realizar la instalación de la bomba jet y la tubería de inyección de fluido motriz.

Tabla 15. Costos de inversión de capital para la instalación de la bomba jet y la tubería de inyección de fluido motriz. (Cifras en USD).

OPCIÓN	COMPONENTE	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	CANTIDAD	COSTO	VENTA
1	Bomba Tipo Jet	c/u	11000	1	11000	14000
2	Tubería Flexible de Alta Tensión 3 1/2"	METROS	48	200	9600	14000
3	Válvula Bola 3" X 1500 PSI	c/u	1000	1	1000	1000
4	Brida con Cuello RTJ 3"	c/u	115	2	230	230
5	Conector Terminal de la Tubería 3"	c/u	4380	2	8760	8760
TOTAL					30590	37990

Fuente: Asesoría en Ingeniería de Petróleos. (A.I.P S.A.S.), Bogotá, Colombia, 2016. Modificado por los Autores.

7.2 ANÁLISIS DE COSTOS (OPEX)

Los costos de operación, como su nombre lo indica, son los gastos que se dan durante la operación para llevar a cabo el proyecto, y se dan por compras y servicios que se utilizan durante la operación diaria de la compañía. Los recursos se consumen durante la operación del proyecto.

Para la instalación de la bomba tipo jet del bombeo hidráulico, es necesario el uso de un equipo de servicio a pozo (workover), que será suministrado por la compañía operadora (Ver **Anexo B**); y para la instalación de la tubería del fluido motriz es necesario de un técnico y dos ayudantes. En la **Tabla 16** y **17**, se muestran los costos de las instalaciones de la bomba jet y la tubería de inyección del fluido motriz respectivamente.

Tabla 16. Costos equipo de workover para la instalación de la bomba jet. (Cifras en USD).

WORKOVER					
	SERVICIO	UNIDAD	TARIFA UNITARIA	CANTIDAD	COSTO
1	Movilización al Pozo	global	16000	1	16000
2	Movilización Campamento	global	12000	1	12000
3	Equipo en Operación	día	8000	5	40000
4	Campamento	día	500	5	2500
TOTAL					70500

Fuente: Asesoría en Ingeniería de Petróleos. (A.I.P S.A.S.), Bogotá, Colombia, 2016. Modificado por los Autores.

En la **Tabla 16** la tarifa de operación del equipo incluye: bomba triplex 300 HP, tanques con capacidad de quinientos (500) barriles, preventoras de siete un dieciseisavo de pulgada (7 1/16") por cinco mil (5000) lpc, un acumulador de

presión, caseta del Company man, planta eléctrica y herramientas de levante y manejo requeridas para la operación. Además está incluido el costo del personal del equipo. Dichos costos asociados al equipo de workover, no se tomaran en cuenta para la determinación del margen de rentabilidad del proyecto, ya que estos, serán asumidos por la compañía operadora del Campo Provincia.

Tabla 17. Costos de la instalación de la línea de inyección del fluido motriz. (Cifras en USD).

TUBERÍA DE INYECCIÓN				
PERSONAL	CANTIDAD	COSTO DIARIO	DÍAS	COSTO
Técnico	1	50	2	100
Ayudante	2	30	2	120
TOTAL				220

Fuente: Asesoría en Ingeniería de Petróleos. (A.I.P S.A.S.), Bogotá, Colombia, 2016. Modificado por los Autores.

7.3 EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO

Esta evaluación se realizará con el objetivo de determinar el margen de rentabilidad del proyecto para la empresa.

7.3.1 Margen de rentabilidad del proyecto. Los ingresos del proyecto son el total los costos de venta de la **Tabla 15**, sumados con los costos del personal mostrados en la **Tabla 17**.

Los costos del proyecto son el total de los costos de la **Tabla 15**, sumados con los costos del personal mostrados en la **Tabla 17**.

A continuación se muestra la **Tabla 18** con los ingresos, costos y el margen de rentabilidad del proyecto.

Tabla 18. Margen de rentabilidad del proyecto. (Cifras en USD).

INGRESOS	COSTOS	MARGEN DE RENTABILIDAD
38,210	30,810	24.02%

7.4 CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Al analizar los ingresos que se obtienen con la venta del proyecto y los costos que se generan al llevar a cabo el mismo, se tiene un margen de rentabilidad de 24.02%, es decir, el costo de venta de USD 30,810 se incrementó en el 24.02% para que el precio de venta fuera USD 38,210.

La ganancia que se obtiene con la realización de este proyecto para la compañía prestadora de servicio es de USD 7,400.

Por lo expuesto anteriormente en este capítulo, se considera que el proyecto es viable, asumiendo que la compañía debe acogerse a este.

8. CONCLUSIONES

- El Campo Provincia comenzó su producción en el año 1962, con una producción de petróleo de 20000 BOPD y 10 MSCFD de gas. El pico más alto de producción fue de 34500 BOPD de petróleo, y actualmente se encuentra produciendo 911 MMSCFD de gas y 206 MBPD de petróleo.
- En la actualidad existen diferentes herramientas de registros de producción, que permiten obtener parámetros de yacimiento en tiempo real con alta calidad en los resultados obtenidos, sin embargo, estos resultados en el bombeo mecánico, no son representativos debido a la configuración mecánica y a las restricciones de flujo que presenta dicho sistema.
- Mientras el sistema de levantamiento por bombeo hidráulico presenta flujo constante en el pozo, el bombeo mecánico en cambio, presenta flujo por baches debido al principio de funcionamiento de la bomba de subsuelo de dicho sistema.
- El cambio de profundidad del empaque Cherokee de 7480 ft a 7619 ft, no afecta la eficiencia del bombeo mecánico, mientras que si brinda el sello necesario para que la bomba jet del sistema de bombeo hidráulico funcione correctamente.
- Según el diseño de bomba jet realizado, y después de haber iterado diferentes geometrías de boquilla y garganta, se determinó que la geometría mas eficiente es una 13L para una bomba jet directa, la cual requiere una potencia de 160 hp en superficie para producir 220 BPD, respecto a las geometrías 13M y 12M, las cuales requieren más potencia (203 hp y 235 hp respectivamente) para producir el mismo caudal.
- Después de realizar el análisis nodal del Pozo Santos 106, con los dos sistemas de levantamiento que componen el sistema combinado, se determinó que el bombeo mecánico produce 190 BPD a una presión de 1200 psi, mientras que el bombeo hidráulico jet produce 220 BPD a una presión de 700 psi.
- El sistema de levantamiento por bombeo hidráulico resulta ser más eficiente que el bombeo mecánico en el Pozo Santos 106 del Campo Provincia, debido a que presenta un incremento de caudal del 15.55% con una disminución de presión de fondo del 42%, según los resultados obtenidos luego de realizar el análisis nodal de cada uno de los sistemas de levantamiento que componen el sistema combinado.

- Con la bomba tipo jet de A.I.P S.A.S se podrá utilizar la herramienta de registros de producción PLT en pozos con bombeo mecánico y obtener un resultado representativo en los registros de producción, debido a que el diámetro interno de la bomba jet es de 2.31 pulgadas y el diámetro externo de la herramienta PLT es de 2 pulgadas. .
- Financieramente el proyecto resulta ser viable, ya que al analizar los costos de implementación y los ingresos obtenidos con la venta del proyecto se tiene un margen de rentabilidad del 24.02%.
- Al terminar la evaluación técnica y financiera de este proyecto, se concluyó que el proyecto es viable, por lo cual la compañía puede usarlo como modelo para implementar el sistema combinado en el Pozo Santos 106 del Campo Provincia.
- La bomba jet del sistema de levantamiento de bombeo hidráulico no presentará cavitación, debido a que el caudal producido por ésta (220 BPD), no sobrepasa el caudal límite de cavitación de 383 BPD.
- Mientras el bombeo mecánico se encuentre en funcionamiento, la bomba tipo jet de A.I.P S.A.S no presentará ninguna restricción al flujo, gracias a su configuración en una tubería tipo mandril.
- Con el diseño del sistema de levantamiento combinado la empresa operadora del campo se beneficiará debido a que podrá caracterizar el yacimiento en pozos con sistema de levantamiento por bombeo mecánico.

9. RECOMENDACIONES

- Evaluar la implementación del sistema de levantamiento combinado bombeo mecánico e hidráulico para pozos en los cuales se dificulta la toma de registros de producción.
- Evaluar técnico financieramente el cambio de sistema de levantamiento, de bombeo mecánico a hidráulico, dados los resultados obtenidos luego de realizar el análisis nodal del Pozo Santos 106 con cada uno de estos sistemas.
- Implementar la bomba jet de A.I.P S.A.S para trabajos de estimulación a pozos, debido a la configuración mecánica que presenta.
- Evaluar el diseño de la bomba jet de A.I.P S.A.S combinada con un sistema de levantamiento por cavidades progresivas (PCP) para el uso de la herramienta de registros de producción PLT en pozos con dichos sistemas de levantamiento.
- Caracterizar el agua de inyección e índice de Langelier para conocer el potencial incrustante y/o corrosivo, que pueda afectar la boquilla de la bomba jet.
- Evaluar el uso de petróleo como fluido motriz para la bomba jet del sistema de levantamiento por bombeo hidráulico.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Selección y Entrega de Datos. Disponible en <http://www.anh.gov.co/Banco%20de%20informacion%20petrolera/EPIS/Paginas/Seleccion-de-datos.aspx>.> [Con acceso el 26/03/2016].

BROWN, George. Temperaturas de fondo de pozo obtenidas con fibra óptica. Southampton, Inglaterra, 2009.

DALLOS SANTANDER, Hugo Andrés. MENDOZA MORENO, Néstor Eduardo. Optimización de la producción en pozos con bombeo mecánico utilizando una herramienta no convencional para ajustar el desplazamiento del pistón dentro de la bomba, aplicación Campo Colorado. Colombia. 2013. [Consultado 10, Marzo 2016]. Disponible en <http://tangara.uis.edu.co/>.

FLOREZ DULCEY, Patricia. Evaluación del desempeño del sistema de bombeo mecánico en los pozos del Campo Yariguí-Cantagallo a partir de registros TWM e información de producción. Colombia. 2009. [Consultado 20, Marzo 2016]. Disponible en <http://tangara.uis.edu.co/>.

GAIBOR SALINAS, Andrés Mauricio. Estudio de factibilidad para la implementación del sistema de bombeo hidráulico en pozos con bajo índice de productividad del Bloque 16. Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador. 2013.

HIRSCHFELDT, M. Oil Production. Disponible desde internet en http://www.oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf Nota Técnica>.

HOSSAIN, M. Production and Optimization and Forecasting. Disponible desde internet en http://www.buet.ac.bd/dce/course_material/pdf/production_optimization.pdf.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Normas colombianas para la presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Bogotá; INCONTEC sexta actualización, 2008 NTC 1486. 110 p

_____. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá: el instituto, 2008, p. 12.

_____. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá: el instituto, 1998, p. 12.

JACKSON, R.R. Análisis de la medición de presión y el gradiente de presión: ¿Que tan confiable es para la determinación de la densidad del fluido y los gradientes de presión?. Nigeria, 2007.

LEÓN GARRIDO, Ana Gabriela. Bombeo mecánico: descripción, diseño y diagnóstico. Proyecto de Grado. Universidad Autónoma Nacional de México, México D.F. 1999.

MAGGIOLO, R. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. ESP OIL. Disponible desde internet en <<http://documents.mx/documents/maggiolo-r1-optimizacion-de-la-produccion-mediante-analisis-nodal.html>>.

MIRANDA GRIJALDA, Erick Leonardo. Producción de petróleo con bombeo hidráulico tipo jet, utilizando como fluido motriz el agua del sistema de reinyección, en un Campo del Oriente Ecuatoriano. Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador. 2015.

PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2013.

PINZÓN AGREDO, Genny. Registros de Producción (PLT's). Colombia. 2011. [Consultado 1, Abril 2016]. Disponible en <<https://es.scribd.com/doc/63444006/REGISTROS-DE-PRODUCCION>>.

SÁNCHEZ PICÓN, Andrea Camila. CAVIEDES GALINDO, Marcela. Selección de pozos para operaciones de Workover mediante análisis avanzados de producción en el Campo Provincia. Colombia. 2011. [Consultado 10, Marzo 2016]. Disponible en <<http://tangara.uis.edu.co/>>.

SÁNCHEZ, Sara. MAGGIOLO, Ricardo. MARQUEZ, Richard. Producción de hidrocarburos. Escuela de Petróleo, Universidad de Zulia. Maracaibo, Venezuela. 1999.

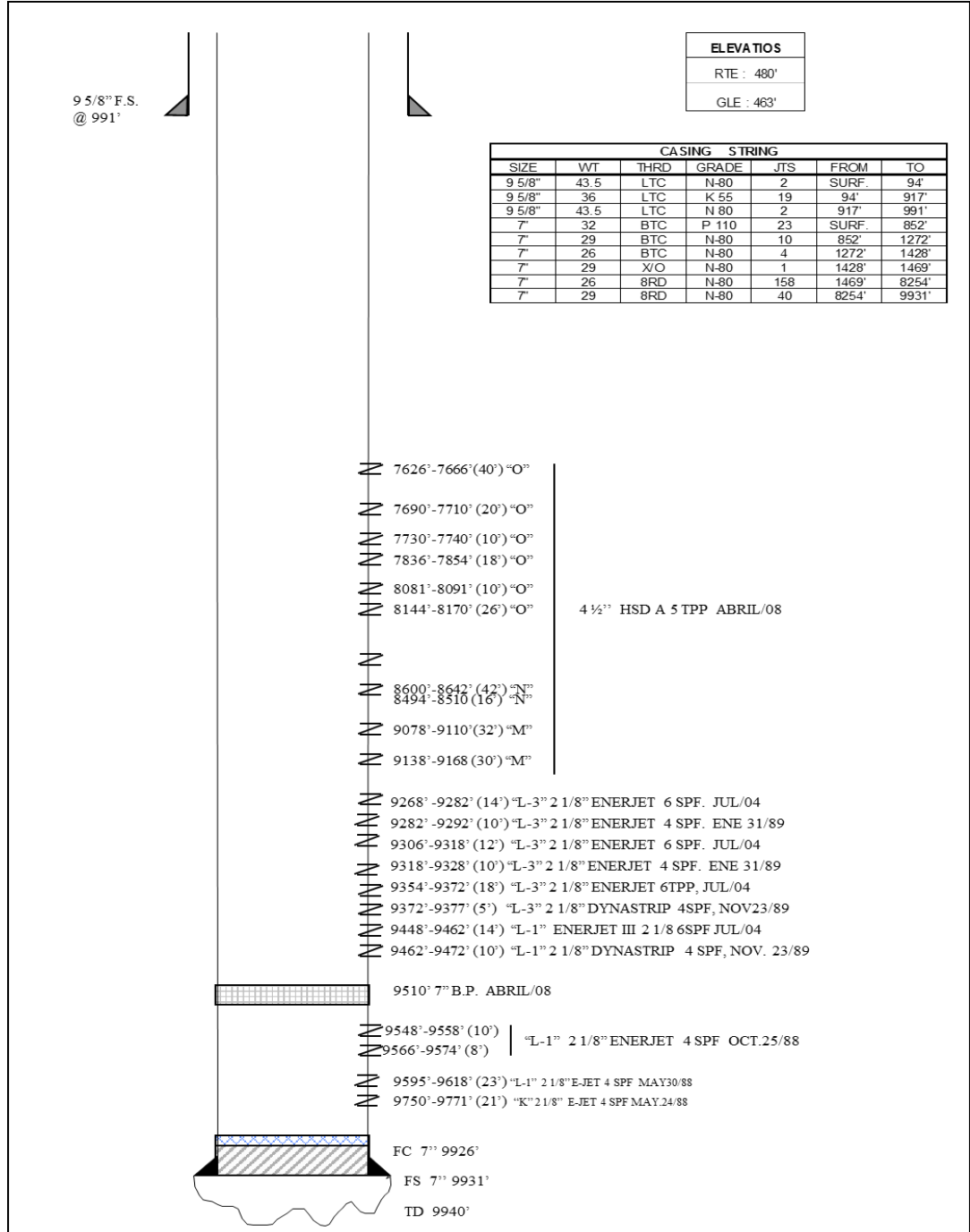
SANTAMARÍA RODRÍGUEZ, Leidy Paola, TÉLLEZ CASTAÑEDA, Emerson Steven. Evaluación técnica y económica de las operaciones Rigless con Wireline de registros y cañoneo en el Campo Provincia de Ecopetrol S.A. Colombia. 2015. [Consultado 10, Marzo 2016]. Disponible en <<http://tangara.uis.edu.co/>>.

SMOLEN, James. Pozo Entubado Y Evaluación de Registros de Producción. Estados Unidos, 1996.

ANEXOS

ANEXO A

ESQUEMA MECÁNICO DEL POZO SANTOS 106



ANEXO B

COTIZACIÓN EQUIPO DE WORKOVER



Tabla Economica Marenfox S.A



SERVICIO	UNIDAD	TARIFA UNITARIA (USD)
1 Movilización inicial (100 km)	Global	2,760.00
2 desmovilización inicial (100 km)	Global	2,760.00
3 Movilización entre pozos (1 - 10 km)	Global	1,000.00
4 Movilización entre pozos (10.1 - 25 km)	Global	1,600.00
5 Movilización entre pozos (25.1 - 50 km)	Global	1,800.00
6 Equipo en operación	Día	8,000.00
7 Equipo en stand by sin personal	Día	429.19
8 Equipo en stand by con personal	Día	585.69
9 5000 ft de tubería 2-7/8"	Día	159.38
10 Campamento	Día	500.00
11 Movilización campamento	Global	1,200.00
12 desmovilización campamento	Global	1,200.00

Notas:

En la tarifa del campamento esta incluido: 4 casetas 8 personas, 1 batería baño, 1 PTAR, 1 PTAP. (El agua requerida para el campamento sera suministrada por el cliente)
 El agua requerida para la operación sera suministrada por el cliente
 La tarifa de operación incluye:
 - Bomba triplex 300 HP
 - Tanques con cap. 500 Bbbls
 - Preventoras 7-1/16" * 5000 psi
 - Acumulador de presión
 - Caseta Co. Man
 - Planta eléctrica
 - Herramientas de levante y manejo requeridas para la operación

ANEXO C

COTIZACIÓN TUBERÍA FLEXIBLE PARA POZOS PRODUCTORES

DESCRIPCION	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	MONEDA	COMENTARIOS
LINE PIPE:3 1/2" NOM;106 MM OD;14.5 MM W.T.;5.99 KG/ML;PLAIN;HDPE + FIBERGLASS REINFORCED EPOXY;HDPE LINER EXT COAT;API 15S;SPOOLABLE PIPE LINE,MAWP 2500 PSI;QA/QC REQ CERTIFICATE OF CONFORMITY;MFG: FIBERSPAR P/N: FSLPJ 3 1/2" 2500 (E)	METRE	48	USD	TUBERIA FLEXIBLE ALTA PRESION
CONNECTOR:END;3-1/2";MAWP 2500 PSI,TO MATCH SPOOLABLE FIBERGLASS REINFORCED EPOXY PIPE WITH A STANDARD 3" CLASS 900 RTJ CARBON STEEL FLANGE DIMENSIONS AS PER ASME B16.5.CONNECTOR MATERIAL DUPLEX 2205 STAINLESS STEEL;QA/QC REQ CERTIFICATE OF	EACH	4380	USD	CONECTOR TERMINAL DE LA TUBERIA - VAN INSTALADOS EN EL MANIFOLD Y EN LA CABEZA DE POZO INYECTOR
CONNECTOR,SPLICE:3-1/2";PIPE TO PIPE CONNECTOR,3-1/2" MAWP 2500 PSI,TO MATCH TWO SECTIONS OF SPOOLABLE FIBERGLASS REINFORCED EPOXY PIPE.CONNECTOR MATERIAL DUPLEX 2205 STAINLESS STEEL;CERTIFICATE OF COMPLIANCE	EACH	3876	USD	CONECTOR INTERMEDIO TUBO A TUBO - SE INSTALA CUANDO HAY NECESIDAD DE PROLONGAR LA TUBERIA
FLANGE,PIPE:WELD NECK;RTJ;3";CLASS 900;SCH 80;CS;ASTM A105;FULL COMPLIANCE WITH ASME B16.5,COATED INTERNALLY SEE SPECIFICATION OXY 1109657-001-1;QA/QC REQ MILL TEST REPORT AND OXY VISUAL INSPECTION REQUIRED	EACH	115	USD	BRIDA CON CUELLO RF PARA CONECTAR LA TUBERIA - SE REQUIEREN DOS UNIDADES POR POZO (1 UND EN CABEZA DE POZO Y 1 UND EN MANIFOLD)
VALVE,BALL:TRUNNION MOUNTED;3";CLASS 1500;FULL PORT;250 DEG F;FLANGE RTJ;LEVER OPERATED;CS BODY;PTFE SEAT;API 6D;SS 316 OR CS W/HARD CHROME OR ELECTROLEE NI PLATED BALL AND STEM;QA/QC REQ REQ MILL TEST REPORT AND OXY VISUAL INSPECTION REQUI	EACH	100000	USD	VALVULA BOLA 3" X 1500 PSI - VALOR EN PESOS COLOMBIANOS