

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL CAMBIO DEL SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ACTUAL POR BOMBEO HIDRÁULICO
EMPLEANDO LAS CONDICIONES OPERATIVAS DEL CAMPO PEGUITA III.

JAVIER GIOVANNY LIZARAZO FIGUEROA
EIKER AUGUSTO OLAYA NOGUERA

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERIAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2017

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL CAMBIO DEL SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ACTUAL POR BOMBEO HIDRÁULICO
EMPLEANDO LAS CONDICIONES OPERATIVAS DEL CAMPO PEGUITA III.

JAVIER GIOVANNY LIZARAZO FIGUEROA
EIKER AGUSTO OLAYA NOGUERA

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

Director
ALEX FABIAN NIETO VELASQUEZ
Ingeniero de Petróleos

Asesor
IVAN PEÑALOZA
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERIAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2017

Nota de aceptación

PRESIDENTE DEL JURADO

JURADO 1

JURADO 2

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

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 GARCIA-PEÑA

Decano Facultad de Ingeniería

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Programa Ingeniería de Petróleos

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.

Primero que todo, agradecerle a Dios por permitirme llegar hasta este punto y pedirle que me siga acompañando, haciendo su voluntad en mi vida, ayudándome a tomar cada una de las decisiones que me esperan en el futuro.

A mis padres, este logro también es de ellos, siempre me apoyaron en todos los momentos difíciles de esta carrera, me tendieron su mano y pusieron a mi disposición su experiencia en la vida, gracias por ser esas personas en las que siempre pude confiar. Además de mis padres, una persona muy especial como mi Madrina, mi segunda madre, gracias por esperarme todos los días con un poco de cariño y preocupación. Finalmente, a mis dos hermanos por la compañía y colaboración cada que los necesité. A toda mi familia, gracias por acompañarme en este camino.

A la empresa CEPSA, gracias por permitirme realizar este trabajo de grado y por su apoyo en su desarrollo.

Agradezco especialmente, al ingeniero Alex Fabián Nieto, director de este proyecto, por confiar en nosotros para el desarrollo del mismo, su paciencia, su continua colaboración, preocupación, su tiempo, pero sobre todo por el conocimiento que me obsequió.

Finalmente, al ingeniero Iván Peñaloza y demás docentes de la Universidad América que aportaron su conocimiento en este trabajo, gracias.

Javier Giovanny Lizarazo Forero.

“Quiero agradecer a Dios por las bendiciones que me ha brindado no solo durante la realización de este trabajo, sino durante el desarrollo de mi formación académica y mi vida personal.

Quiero agradecer a mi familia por su compañía y apoyo incondicional, siempre me ayudaron a ver el lado positivo en las adversidades.

Agradezco a la empresa CEPSA por la oportunidad de realizar mi trabajo de grado y por su compañía durante el desarrollo del mismo.

A la Universidad de América por ayudarme a desarrollar las habilidades necesarias a nivel personal y profesional, su apoyo tiene gran mérito en este logro, quiero agradecer al ingeniero Iván Peñaloza por su continuo seguimiento y ayuda en la realización de este proyecto.

Muchas gracias a mi director el ingeniero Alex Fabián Nieto por su constante apoyo, su dedicación, su tiempo y por todos los conocimientos que me fueron transmitidos, más que un gran director y profesor es un gran amigo.

Por último, quiero agradecer a todas las personas que indirectamente influyeron en la realización de este trabajo.”

Eiker Augusto Olaya Noguera.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	28
OBJETIVOS	29
1. GENERALIDADES DEL CAMPO PEGUITA III	30
1.1 HISTORIA DEL CAMPO PEGUITA III	30
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO PEGUITA III	31
1.3 MARCO GEOLÓGICO DEL CAMPO PEGUITA III	34
1.3.1 Columna estratigráfica	34
1.3.2 Estratigrafía.	36
1.3.2.1 Basamento.	36
1.3.2.2 Grupo Quetame y Grupo Farallones	36
1.3.2.3 Formación Une.	37
1.3.2.4 Formación Gacheta.	37
1.3.2.5 Formación Guadalupe.	37
1.3.2.6 Formación Barco.	37
1.3.2.7 Formación Cuervos.	38
1.3.2.8 Formación Mirador.	38
1.3.2.9 Formación Carbonera.	38
1.3.2.10 Formación León.	40
1.3.2.11 Formación Guayabo.	40
1.3.2.12 Formación Necesidad.	41
1.3.3 Geología estructural del Campo Peguita III	41
1.3.4 Geología del petróleo.	42
1.3.4.1 Roca Generadora	42
1.3.4.2 Roca Almacenadora.	42
1.3.4.3 Migración	42
1.3.4.4 Roca Sello.	42
1.3.4.5 Trampa	43
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO PEGUITA III	43
1.4.1 Método de producción	44
1.4.2 Características del yacimiento.	44
1.4.2.1 Gradiente de Presión.	44
1.4.2.2 Presión y Temperatura del Yacimiento.	44
2. EXTRACCIÓN Y TRATAMIENTO DE FLUIDOS	46
2.1 COMPLETAMIENTO DE UN POZO PETROLERO	47
2.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO	51
2.3 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ELECTROSUMERGIBLE	56
2.3.1 Equipos de bombeo electrosumergible de fondo.	56
2.3.1.1 Bomba centrífuga.	57
2.3.1.2 Motor electrosumergible.	57

2.3.2 Equipos de bombeo electrosumergible de superficie.	59
2.3.2.1 Generador eléctrico.	59
2.3.2.2 Variadores de frecuencia.	60
2.3.2.3 Transformadores.	60
2.3.3 Sistema By-Pass.	61
2.3.4 Diseño bomba electrosumergible.	61
2.4 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO HIDRÁULICO	62
2.4.1 Sistemas del fluido motriz.	62
2.4.1.1 Sistema de fluido motriz abierto (OPF).	63
2.4.1.2 Sistema de fluido motriz cerrado (CPF).	63
2.4.2 Equipos de superficie.	63
2.4.2.1 Bomba superficial.	64
2.4.2.2 Cabezal de pozo.	64
2.4.2.3 Controlador de presión constante.	65
2.4.2.4 Controlador de flujo constante y medidor de flujo.	65
2.4.2.5 Múltiple de control del fluido de potencia.	65
2.4.2.6 Tanques de almacenamiento, tanques de lavado y separadores.	66
2.4.3 Equipos del subsuelo.	66
2.4.3.1 Ensamblaje de fondo (BHA).	66
2.4.3.2 Válvula de pie.	68
2.4.3.3 Grabadores de presión.	68
2.4.4 Fluido de potencia.	68
2.4.5 Bomba hidráulica tipo JET.	68
2.4.6 Diseño bomba hidráulica tipo JET.	69
2.5 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO EN EL CAMPO PEGUITA III	72
2.6 ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS DEL CAMPO PEGUITA III	73
2.6.1 Estado Mecánico del Pozo A.	74
2.6.2 Estado Mecánico del Pozo B.	74
2.6.3 Estado Mecánico del Pozo C.	74
2.6.4 Estado Mecánico del Pozo D.	75
2.6.5 Estado Mecánico del Pozo E.	75
2.7 RECOLECCIÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN	81
2.8 PROCESAMIENTO Y ALMACENAMIENTO DEL CRUDO	82
2.9 PROCESO DE TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN.	84
2.10 SISTEMA DE INYECCIÓN ACTUAL	84
3. CONDICIONES DINÁMICAS DE FLUJO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ACTUAL	87
3.1 PROPIEDADES PVT DE LOS POZOS DEL CAMPO PEGUITA III	87
3.1.1 Correlación de Glaso Pb	88
3.1.2 Correlación de Glaso Rs	88
3.1.3 Correlación de Glaso Bo	89
3.1.4 Correlación de Beal, C. μ_o . Beal	89
3.2 ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DEL CAMPO PEGUITA III	95

3.2.1 Curva IPR.	96
3.3 CONDICIONES DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ACTUAL	99
3.4 CORRIDA DE FLUJO PARA LOS POZOS DEL CAMPO PEGUITA III	100
3.4.1 Sección uno: Resumen del sistema.	104
3.4.2 Sección dos: Datos PVT	104
3.4.3 Sección tres: Curvas de comportamiento de flujo.	105
3.4.4 Sección cuatro: Datos de equipos	107
3.4.5 Sección número cinco: Resumen de análisis	108
3.5 RESULTADOS CONSUMO LEVANTAMIENTO ACTUAL.	110
4. DISEÑO DEL LEVANTAMIENTO BOMBEO HIDRÁULICO PARA EL CAMPO PEGUITA III	113
4.1 DATOS DE ENTRADA PVT PARA EL DISEÑO BOMBEO HIDRÁULICO	113
4.1.1 Correlación Beggs y Robinson: Viscosidad del petróleo.	114
4.1.2 Correlación Carr: Viscosidad del gas.	114
4.1.3 Correlación Van Wingen: Viscosidad del agua.	114
4.2 ESQUEMAS DE COMPLETAMIENTO	115
4.2.1 Completamiento Pozo A.	117
4.2.2 Completamiento Pozo B.	118
4.2.3 Completamiento Pozo C.	119
4.2.4 Completamiento Pozo D.	120
4.2.5 Completamiento Pozo E.	121
4.3 SISTEMA DE INYECCIÓN PROPUESTA	122
4.4 PERDIDAS DE PRESIÓN EN LÍNEAS DE INYECCIÓN	122
4.5 CONFIGURACIÓN BOQUILLA GARGANTA	124
4.6 INTRODUCCIÓN AL SOFTWARE SYAL	126
4.6.1 Sección Pozo.	128
4.6.3 Sección de equipo de subsuelo	129
4.6.4 Sección IPR	131
4.6.5 Sección de diseño del levantamiento.	132
4.7 DISEÑO BOMBEO HIDRÁULICO CON LA PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO PEGUITA III	135
4.8 IMPLEMENTACIÓN BOMBA EN POZO A Y POZO C	138
4.9 DISEÑO BOMBEO HIDRÁULICO AUMENTO DE PRODUCCIÓN 10% PARA POZOS B, D, E	139
5. COMPARACIÓN ENERGÉTICA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ELECTROSUMERGIBLE E HIDRÁULICO PARA EL CAMPO PEGUITA III	141
5.1 CONSUMO ENERGÉTICO PARA LOS POZOS DEL CAMPO PEGUITA III	141
5.1.1 Producción constante.	141
5.1.2 Producción incremental.	142

6. ANÁLISIS FINANCIERO	142
6.1 INTRODUCCIÓN DEL PROBLEMA	143
6.2 ESCENARIO DE PRODUCCIÓN CONSTANTE	144
6.2.1 Análisis costos de inversión.	144
6.2.1.1 Sistema de levantamiento actual.	144
6.2.1.2 Sistema de levantamiento propuesto	144
6.2.2 Análisis de costos de operación.	144
6.2.2.1 Costos de producción sistema de levantamiento actual	145
6.2.2.2 Costos de producción sistema de levantamiento propuesto	145
6.2.3 Evaluación financiera	147
6.2.3.1 Indicador costo anual uniforme equivalente	147
6.2.3.2 Tasa interés de oportunidad	148
6.2.5.3 Flujo de caja y efectivo	148
6.2.6 Conclusión de la evaluación financiera.	149
6.3 ESCENARIO DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL	149
6.3.1 Análisis de inversión.	149
6.3.1.1 Sistema de levantamiento propuesto	149
6.3.2 Análisis de costos de operación	150
6.3.2.1 Sistema de levantamiento propuesto	150
6.3.3 Análisis de ingresos.	152
6.3.3.1 Regalías	152
6.3.4 Evaluación financiera..	153
6.3.4.1 Indicador valor presente neto	153
6.3.4.2 Tasa interés de oportunidad	154
6.3.4.3 Flujo de caja y efectivo.	154
6.3.4.4 Resultados	154
6.3.5 Conclusión de la evaluación financiera.	154
7. CONCLUSIONES	155
8. RECOMENDACIONES	157
BIBLIOGRAFÍA	158
ANEXOS	160

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación del bloque Caracara y Campo Peguita III	33
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales	35
Figura 3. Historia de producción Campo Peguita III año 2015	43
Figura 4. Tipos de completamiento.	47
Figura 5. Esquemas de completamiento.	48
Figura 6. Configuración de los completamientos.	49
Figura 7. Esquemas de la configuración de los completamientos.	50
Figura 8. Completamiento selectivo.	50
Figura 9. Equipos de bombeo electrosumergible de fondo.	56
Figura 10. Bomba Centrífuga.	57
Figura 11. Motor electrosumergible y sus partes	58
Figura 12. Equipos de bombeo electrosumergible de superficie	59
Figura 13. Generador Electrico	59
Figura 14. Variadores de frecuencia	60
Figura 15. Transformador Marca REDA	60
Figura 16. Herramienta automática en forma de Y	61
Figura 17. Sistemas de fluido motriz	62
Figura 18. Instalación típica sistema de bombeo hidráulico.	63
Figura 19. Bomba multiplex de superficie.	64
Figura 20. Válvula cuatro vías en cabezal de pozo, bombeo Jet.	64
Figura 21. Válvula controladora de presión.	65
Figura 22. Múltiple de control del fluido de potencia	66
Figura 23. Tanque de almacenamiento y separador.	66
Figura 24. Sistemas de bombeo hidráulico	67
Figura 25. Interior de la bomba hidráulica tipo Jet.	69
Figura 26. Funcionamiento y perfil de presión y velocidad en bombas jet.	70
Figura 27. Instalación boquilla y garganta en directa.	71
Figura 28. Instalación boquilla y garganta en inversa.	72
Figura 29. Estado Mecánico actual del Pozo A	76
Figura 30. Estado Mecánico Pozo B	77
Figura 31. Estado Mecánico Pozo C	78
Figura 32. Estado Mecánico Pozo D	79
Figura 33. Estado Mecánico Pozo E	80
Figura 34. Líneas de producción e inyección Campo Peguita III a Estación Jaguar.	81
Figura 35. Esquema proceso de deshidratación y almacenamiento de la Estación Jaguar.	83
Figura 36. Esquema proceso de tratamiento de agua de la Estación Jaguar.	85
Figura 37. Estado Mecánico Pozo F	86
Figura 38. Rangos de aplicación para las correlaciones de Glaso.	88

Figura 39.	Rangos de aplicación para la correlación de Beal.	89
Figura 40.	Gráfica PVT Pozo A	90
Figura 41.	Gráfica PVT Pozo B.	91
Figura 42.	Gráfica PVT Pozo C	92
Figura 43.	Gráfica PVT Pozo D	93
Figura 44.	Gráfica PVT Pozo E	94
Figura 45.	Comportamiento de Producción Pozo A.	97
Figura 46.	Comportamiento de Producción Pozo B.	97
Figura 47.	Comportamiento de Producción Pozo C.	98
Figura 48.	Comportamiento de Producción Pozo D.	98
Figura 49.	Comportamiento de Producción Pozo E.	99
Figura 50.	Regímenes de flujo.	100
Figura 51.	Nodos comunes en el análisis del sistema.	101
Figura 52.	Interfaz menú principal Prosper 9.0	102
Figura 53.	Diagrama de flujo Software Prosper.	103
Figura 54.	Sección uno. Resumen del sistema.	104
Figura 55.	Sección dos. Datos PVT.	105
Figura 56.	Sección tres. Curva de comportamiento de flujo.	105
Figura 57.	Datos del sistema de levantamiento.	106
Figura 58.	Sección cuatro. Datos de equipos.	107
Figura 59.	Sección cuatro. Resumen de desviación.	107
Figura 60.	Sección cuatro. Equipos de fondo. Gradiente geotérmico.	108
Figura 61.	Sección cinco. Resumen de análisis. Vista rápida ESP.	109
Figura 62.	Grafica ESP desde cabeza de pozo y desde fondo.	109
Figura 63.	Sección cinco. Análisis de sensibilidad.	110
Figura 64.	Rangos de aplicación para la correlación de Beggs y Robinson.	114
Figura 65.	Completamiento general de bombeo Hidráulico JET.	116
Figura 66.	Completamiento bombeo hidráulico JET, Pozo A.	117
Figura 67.	Completamiento bombeo hidráulico JET, Pozo B.	118
Figura 68.	Completamiento bombeo hidráulico JET, Pozo C.	119
Figura 69.	Completamiento bombeo hidráulico JET, Pozo D.	120
Figura 70.	Completamiento bombeo hidráulico JET, Pozo E.	121
Figura 71.	Red de inyección propuesta.	122
Figura 72.	Configuraciones Boquilla Garganta.	124
Figura 73.	Principio de operación bomba JET	124
Figura 74.	Relación Boquilla Garganta y producción levantamiento.	126
Figura 75.	Interfaz Software SYAL.	126
Figura 76.	Diagrama de flujo Software SYAL.	127
Figura 77.	Sección Pozo (Pozo E).	128
Figura 78.	Reportes PVT Software SYAL (Pozo E).	129
Figura 79.	Sección PVT (Pozo E).	129
Figura 80.	Sección de equipo de subsuelo (survey) (Pozo E).	130
Figura 81.	Sección de equipo de subsuelo (Pozo E)..	130
Figura 82.	Sección de equipo de subsuelo (Pozo E).	131
Figura 83.	Sección IPR datos requeridos (Pozo E).	131

Figura 84. Sección IPR resultados (Pozo E).	132
Figura 85. Sección de diseño (Pozo E).	133
Figura 86. Sección de diseño (Pozo E).	134
Figura 87. Sección de diseño (Pozo E).	135
Figura 88. Red de inyección con bomba en superficie para Pozo A en el Campo Peguita III.	138
Figura 89. Flujo de caja y efectivo para el sistema de levantamiento actual ESP, escenario producción constante.	148
Figura 90. Flujo de caja y efectivo para el sistema de levantamiento propuesto Hidráulico, escenario producción constante.	148
Figura 91. Flujo de caja y efectivo para el sistema de levantamiento propuesto, escenario de producción incremental.	154

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Pozos Perforados en el Campo Peguita III.	31
Tabla 2. Propiedades Petrofísicas en el Bloque Caracara.	45
Tabla 3. Características de la tubería de revestimiento y de producción.	46
Tabla 4. Ventajas y desventajas de los tipos de completamiento	48
Tabla 5. Aplicabilidad de los sistemas de levantamiento.	53
Tabla 6. Matriz de selección sistemas de levantamiento en el Campo Peguita III.	55
Tabla 7. Descripciones y nombres de las bombas	58
Tabla 8. Estadísticas de desempeño Bombas electrosumergibles.	73
Tabla 9. Parámetros de operación sistema de inyección Campo Peguita III.	85
Tabla 10. Propiedades PVT de los pozos en estudio	87
Tabla 11. Resultados correlaciones Pozo A	90
Tabla 12. Resultados correlaciones Pozo B	91
Tabla 13. Resultados correlaciones Pozo C	92
Tabla 14. Resultados correlaciones Pozo D	93
Tabla 15. Resultados correlaciones Pozo E	94
Tabla 16. Pwf y Caudales del Campo Peguita III	95
Tabla 17. Índices de productividad del Campo Peguita III	95
Tabla 18. Datos de operación bombeo Electrosumergibles del Campo Peguita III	99
Tabla 19. Resultados modelamiento del sistema de levantamiento electrosumergible.	112
Tabla 20. Datos PVT de ingreso para el Software SYAL.	113
Tabla 21. Datos de separador para ingreso al Software SYAL.	113
Tabla 22. Pérdidas de presión en líneas de inyección propuestas	123
Tabla 23. Resultados modelamiento Pozo A.	136
Tabla 24. Resultados modelamiento Pozo B.	136
Tabla 25. Resultados modelamiento Pozo C.	136
Tabla 26. Resultados modelamiento Pozo D.	137
Tabla 27. Resultados modelamiento Pozo E.	137
Tabla 28. Resumen pozos Campo Peguita III combinación boquilla-garganta para escenario de producción constante.	137
Tabla 29. Resultados modelamiento Pozo B.	139
Tabla 30. Resultados modelamiento Pozo D.	139
Tabla 31. Resultados modelamiento Pozo E.	140
Tabla 32. Resumen pozos A, B y C del Campo Peguita III combinación boquilla-garganta en producción incremental.	140
Tabla 33. Comparación kilovatio/hora Pozos Peguita III.	142
Tabla 34. Comparación kilovatio/hora Pozos Peguita III.	142
Tabla 35. Potencia requerida Campo Peguita III en producción incremental.	142
Tabla 36. Inversiones sistema de levantamiento propuesto, escenario producción constante.	144

Tabla 37. Producción Campo Peguita III.	145
Tabla 38. Lifting Cost sistema de levantamiento actual.	145
Tabla 39. Costos de operación sistema de levantamiento actual.	145
Tabla 40. Consumo energía bombas JET.	146
Tabla 41. Ajuste Lifting Cost consumo de Energía.	146
Tabla 42. Costos de Mantenimiento Sistema de Levantamiento Propuesto	146
Tabla 43. Ajuste Lifting Cost Mantenimiento.	146
Tabla 44. Lifting Cost sistema de levantamiento propuesto, escenario producción constante.	146
Tabla 45. Costos de operación sistema de levantamiento propuesto.	147
Tabla 46. Costos de inversión escenario producción incremental.	149
Tabla 47. Costos de inversión por periodos escenario producción incremental.	149
Tabla 48. Producción incremental Campo Peguita III.	150
Tabla 49. Consumo energía Sistema de levantamiento propuesto.	150
Tabla 50. Ajuste Lifting Cost consumo de energía, escenario producción incremental.	150
Tabla 51. Costos de Mantenimiento Sistema de Levantamiento Propuesto, escenario producción incremental.	151
Tabla 52. Ajuste Lifting Cost Mantenimiento, escenario producción incremental.	151
Tabla 53. Lifting Cost sistema de levantamiento propuesto, escenario producción Incremental.	151
Tabla 54. Costos de operación sistema de levantamiento propuesto, escenario de producción incremental.	151
Tabla 55. Precio de venta.	152
Tabla 56. Producción incremental.	152
Tabla 57. Producción Neta Campo Peguita III.	152
Tabla 58. Ingresos Campo Peguita III, escenario producción incremental.	153

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Correlación Pb	88
Ecuación 2. Correlación Rs	88
Ecuación 3. Correlación Bo	89
Ecuación 4. Correlación μ_o	89
Ecuación 5. Ecuación de Vogel	95
Ecuación 6. Ecuación General para caída de presión en flujo multifásico	100
Ecuación 7. Potencial de consumo	110
Ecuación 8. Correlación Uo, Beggs and Robinson.	114
Ecuación 9. Correlación, Ug Carr.	114
Ecuación 10. Correlación Uw, Van Wingen.	114
Ecuación 11. Pérdidas de presión flujo monofásico.	123
Ecuación 12. Relación boquilla y garganta.	125
Ecuación 13. Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).	147
Ecuación 14. CAUE sistema de levantamiento actual.	148
Ecuación 15. CAUE sistema de levantamiento propuesto.	149
Ecuación 16. Valor Presente Neto	153
Ecuación 17. Valor Presente Neto (VPN), escenario de producción incremental.	154

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPÓSITO: parte de la superficie terrestre donde se presentaron fenómenos de transporte y depositación de sedimentos que se acumulan y se diferencian física, química y biológicamente de las zonas adyacentes.

ANÁLISIS NODAL: es una herramienta analítica que permite identificar las restricciones o límites presentes en el sistema de producción.

ANTICLINALES: se presenta como una deformación de rocas plegadas en forma de arco, en donde se presentan estratos que resultan de esfuerzos tectónicos de tipo diverso, en el núcleo o centro se presentan los estratos más antiguos y en los externos los más jóvenes.

ARCILLOLITAS: son rocas sedimentarias de origen mecánico, de textura detrítica o plástica, poseen tamaño de grano alrededor de 0,004 mm y están compuestas en mayor parte por arcillas.

ARENISCAS: son rocas sedimentarias de origen mecánico bien redondeadas de textura detrítica o plástica, grano fino a grueso entre 2 y 0.06 mm, contienen en su mayoría arenitas, cuarzoarenitas y litoarenitas, espacios intersticiales entre sus granos lo cual les da buena capacidad de almacenamiento.

BOMBA CENTRIFUGA: son bombas rotativas de tipo hidráulico que transforman la energía mecánica de un impulsor en energía de presión o cinética e incrementa la velocidad del fluido mediante un elemento rotante y la acción de la fuerza centrífuga.

BOMBA ELECTROSUMERGIBLE: es un sistema de levantamiento artificial que utiliza la energía eléctrica para impulsar un conjunto en fondo y de esta forma otorgarles energía a los fluidos y poderlos llevar a superficie.

BOMBA MULTIPLEX: son bombas de dos o más etapas que se utilizan para el aumento en la energía de los fluidos.

BOMBAS DE ACCIÓN RECIPROCANTE: son unidades de desplazamiento positivo que descargan una cantidad de líquido definido durante el movimiento de un pistón y un émbolo haciendo compresión y aumentando la presión del fluido.

BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS: es un sistema de bombeo por desplazamiento positivo que consta de un estator y un rotor, los cuales forman cavidades entre sí transportando de este modo el fluido hasta llegar a superficie.

BOQUILLA: parte de la bomba Jet en la cual entra el fluido motriz. Disminuye la presión que lleva para convertirla en una alta velocidad a la salida de ella.

GARGANTA: parte de la bomba Jet en la cual se transfiere energía del fluido motriz al fluido del reservorio para desplazarse al difusor.

CAMPO: es la superficie del suelo existente sobre acumulaciones de petróleo en el subsuelo, en la cual se hacen variedad de pozos para la extracción del hidrocarburo.

CAÑONEO: operación realizada en el proceso de completamiento del pozo con el fin de abrir orificios o perforaciones frente a la unidad de interés para empezar la producción.

CAUDAL: es la cantidad volumétrica o másica de fluido que avanza en una unidad de tiempo.

CLUSTER: es un conjunto de pozos que se unen en una misma línea de producción y generalmente hacen parte de una misma localización.

CONGLOMERADOS: son rocas sedimentarias de origen mecánico, bien redondeados con textura detrítica o plástica, granos gruesos y fragmentados de tamaños mayores a 2 mm, constituidas en su mayoría por gravas y cantos.

CUARCITAS: roca metamórfica dura, con textura granoblástica y no foliada, tienen tamaño de grano mayor a 2 mm, con alto contenido de cuarzo y se forman por recristalización a altas temperaturas y presión.

CUENCA: áreas de la corteza terrestre en las que se produce una acumulación de un espesor considerable de sedimentos, que persisten por largos periodos geológicos.

DEVANADOS: vueltas de un alambre conductor que tiene una bobina.

DIFUSOR: parte de la bomba Jet en la cual los fluidos que van a alta velocidad transforman esta energía en presión para poder realizar el levantamiento a superficie.

DISCORDANCIA: estructura plana que separa rocas más antiguas debajo de rocas más jóvenes, se desarrolla durante un período de tiempo en el que no se depositan sedimentos, cualquier interrupción en la sedimentación, ya sea larga o corta, puede generar una discordancia.

DOMO: es un tipo de anticlinal circular o elíptico en vez de alargado. La migración ascendente de los diapiros salinos puede formar domos, denominados domos salinos.

EQUIPOS DEL SUBSUELO: son todos los equipos con los cuales cuenta el pozo para su construcción y su completamiento, incluye el sistema de levantamiento artificial si lo tiene.

ESCUDO: región continental formada por rocas de la edad precámbrica, que no fueron recubiertas por el mar, predominan las rocas ígneas y metamórficas que poseen poca actividad orogénica.

ESPESOR: es la longitud medida perpendicularmente a la extensión lateral de una roca, este puede variar a lo largo de la extensión de la roca.

ESTRATIGRAFÍA: el estudio de la historia, la composición, las edades relativas y la distribución de los estratos, y la interpretación de los estratos para mostrar la historia de la tierra.

FALLA INVERSA: se presenta cuando el bloque de falla se desplaza ascendentemente, dicho movimiento puede producirse en zonas en las que la corteza terrestre se encuentra comprimida.

FALLA NORMAL: se presenta cuando el bloque elevado se desplaza hacia abajo respecto del bloque hundido, se forma durante la sedimentación y habitualmente posee estratos de mayor espesor en bloque elevado que en el bloque hundido.

FLUIDO MOTRIZ: es el fluido utilizado en el sistema de levantamiento hidráulico para otorgarle energía al fluido que proviene del yacimiento. Generalmente este puede ser petróleo o agua.

FORMACIÓN: es un cuerpo de estratos de un tipo predominante o una combinación de diversos tipos de roca, un cuerpo de roca suficientemente característico y continuo para ser mapeado.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: es una rama de la geología que estudia todos los aspectos relacionados con la formación de yacimientos petrolíferos y sus características.

GRABADORES DE PRESIÓN: son dispositivos utilizados para memorizar datos de presión del yacimiento en una prueba de flujo.

GRANO GRUESO: son granos de roca que oscilan en diámetros de 3,3 a 10 milímetros.

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

HIDROCARBURO: es un compuesto orgánico formado por cadenas de carbono e hidrogeno, presente en el yacimiento.

HIDROCICLONES: equipo de las facilidades del campo utilizado para la separación de sólidos en líquidos a partir del principio de la fuerza centrífuga.

INFRAYACE: hace alusión a la ubicación de una formación que está inmediatamente por debajo a otra unidad geológica de referencia,

LIMOLITA: es una roca de origen sedimentario de textura clástica con granos muy finos de diferentes minerales; Está constituida por granos intermedios entre las arcillas y arenas, llamadas limo, cuyo diámetro varía entre 1/16mm hasta 1/256mm; Su composición es muy variada pero frecuentemente se encuentra óxido de hierro, calcita, feldespatos.

LINER CEMENTADO: es un tipo de completamiento en el cual la tubería de revestimiento que en este caso es un Liner va cementada, para su respectivo cañoneo y es colgado desde un casing de mayor diámetro punto desde el cual inicia su longitud.

LINER RANURADO: es un tipo de completamiento en el cual la tubería de revestimiento Liner no se cementa y viene previamente con ranuras para el acceso de fluidos, no se cañonea.

LUTITA: es una roca de origen sedimentario de textura clástica integrada por detritos; Está constituida por granos del tamaño de la arcilla y el limo; Su composición es de cantidades relativamente grandes de materia orgánica y se consideran de baja permeabilidad.

MARCO GEOLÓGICO: hace referencia a toda la descripción geológica de un lugar o región determinada.

MATERIAL OLEOFÍLICO: es aquel material que repele el agua y recoge los derrames base hidrocarburos.

MIEMBRO: es la unidad estratigráfica de rango inferior a la formación y que posee características geológicas particulares que lo distinguen se las demás unidades.

MIGRACIÓN: es el movimiento de los hidrocarburos de la roca madre a la roca reservorio ocasionados por la maduración de la materia orgánica y condiciones de temperatura y presión.

MOTOR TRIFÁSICO: maquina eléctrica que convierte la energía eléctrica trifásica en energía mecánica, muy utilizados en la industria petrolera.

MOVIMIENTOS COMPRESIONALES: son movimientos que generan esfuerzos compresionales que se caracterizan por acortar el cuerpo de la unidad rocosa.

OLEODUCTOS: es la tubería utilizada para el transporte de petróleo desde el lugar de producción hasta el de embarque.

PERICRATÓNICA: es aquella cuenca que se encuentra alrededor de una zona de tal rigidez que por esto no ha sufrido deformaciones al no verse afectado por movimientos orogénicos.

PERIODO DE TRANSGRESIÓN: corresponde al periodo en el que ocurre el evento geológico donde el mar ocupa terreno continental, producido por hundimiento de la costa o elevación del nivel del mar.

PLIEGUES DE CABALGAMIENTO: son estructuras geológicas generadas por esfuerzos compresionales en la parte superior de fallas inversas donde se produce un desplazamiento de los estratos más antiguos hacia la superficie.

PRESIÓN DE FONDO: presión medida usualmente en libras por pulgada cuadrada en el fondo del pozo.

PRESION DE INYECCION: presión medida usualmente en libras por pulgada cuadrada en la cabeza de un pozo inyector.

PRESIÓN DE SEPARADOR: presión medida usualmente en libras por pulgada cuadrada en el separador de las facilidades.

PRESIÓN EN CABEZA: presión medida usualmente en libras por pulgada cuadrada en la cabeza de un pozo Productor.

PRESIÓN HIDROSTÁTICA: parte de la presión debida al peso de uno o varios fluidos producidos por el pozo.

PRESURIZADO: hace referencia a que un equipo o sistema se encuentra a altas presiones.

RESERVORIO: cuerpo de roca con buena porosidad y permeabilidad para poder transportar los fluidos almacenados y con buenas saturaciones de hidrocarburos.

ROCA ALMACENADORA: es aquella roca que por sus características de permeabilidad y porosidad tiene la capacidad de almacenar los hidrocarburos que han migrado desde la roca madre.

ROCA GENERADORA: es aquella roca que tiene un alto contenido de materia orgánica que a altas condiciones de presión y temperatura generan hidrocarburos.

ROCA SELLO: es aquella roca que, por ser impermeable, es decir que con escasa permeabilidad, tiene la capacidad de retener los hidrocarburos en la roca almacenadora.

SEPARADORES: equipo de las facilidades de producción, utilizado para separar las fases de los fluidos provenientes del pozo.

SILICICLÁSTICA: se refiere a la composición con sedimentos a base de sílice, que fueron fragmentos a partir de rocas preexistentes y transportados para luego formar una nueva roca.

SISTEMA DE BOMBEO FIJO: es un tipo de ensamblaje de las bombas hidráulicas donde dicha bomba está unida mecánicamente a la sarta de producción.

SISTEMA DE BOMBEO LIBRE: es un tipo de ensamblaje de las bombas hidráulicas donde dicha bomba se encuentra libre para circular a lo largo de la sarta de producción.

SISTEMA DE BYPASS AUTOMÁTICO: sistema alternativo de tuberías disponible para cuando el controlador de presión desvía el fluido con el fin de mantener la presión de inyección del fluido motriz constante.

SISTEMA DE INYECCIÓN: hace referencia al conjunto de elementos y máquinas incluyendo tuberías que hacen parte de la inyección de agua.

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO: hace referencia al conjunto de elementos que tienen como propósito aumentar la energía potencial de los fluidos.

SISTEMA DE MICROFLOTACIÓN: método de remoción de aceite en agua a través de la inyección de productos químicos y micro burbujas de nitrógeno.

SUPRAYACER: hace alusión a la ubicación de una formación que está inmediatamente por encima a otra unidad geológica de referencia,

TANQUES DE ALMACENAMIENTO: tanques horizontales o verticales, utilizados para contener grandes cantidades de petróleo.

TASA DE CAVITACIÓN: tasa mínima de inyección de fluido motriz a la cual se evita que los cambios drásticos de presión hidrostática generen la formación y colapso de cavidades de vapor contra la superficie del sistema de levantamiento causando erosión.

TASA DE INYECCIÓN: se refiere al caudal utilizado para la inyección de agua en un pozo.

TRAMPA ESTRATIGRÁFICA: estructura geológica que no permite el flujo de hidrocarburos fuera de sus límites, debido a cambios en el tipo de roca.

TRAMPA ESTRUCTURAL: es una estructura geológica que por su capacidad de no flujo retiene los hidrocarburos, esta puede ser una falla o pliegue.

TRAMPA: estructuras geológica o rasgo estratigráfico que tienen propiedades de no flujo, que contienen los hidrocarburos evitando su migración.

VÁLVULA DE PIE: válvula ubicada bajo la bomba hidráulica que permite el flujo del reservorio a la bomba y evita el flujo de esta al reservorio.

VARIADOR DE FRECUENCIA: elemento utilizado en superficie para cambiar las velocidades de operación de una bomba en el subsuelo.

YACIMIENTO DE ARENAS CONSOLIDADAS: son rocas con gran capacidad de almacenamiento y capacidad de flujo, con contenido de areniscas que contienen buen material cementante.

YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO: son rocas con gran capacidad de almacenamiento y capacidad de flujo, se encuentran fracturas producto de esfuerzos generados naturalmente y esto aumenta la capacidad de flujo de los fluidos contenidos.

YACIMIENTO: son rocas con porosidad y permeabilidad suficiente para almacenar cantidades considerables de fluidos de interés para su extracción.

ABREVIATURAS

PCP: Bombeo Cavidades progresivas.
BES: Bombeo electrosumergible.
BPD: Barriles por día.
BFPD: Barriles de fluido por día.
API: Instituto Americano de Petróleo.
Cp: Centipoises.
° F: Grados Fahrenheit.
PPM: Partículas por millón.
Ft: Pies.
GL: Gas Lift.
ESP: Bomba electrosumergible.
RPM: Revoluciones por minuto.
Hz: Hertz.
OD: Diámetro externo.
ID: Diámetro interno.
NEMA: Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos.
OPF: Sistema de fluido motriz abierto.
CPF: Sistema de fluido motriz cerrado.
PSI: Libra por pulgada cuadrada.
HP: Caballos de fuerza.
BHA: Ensamblaje de fondo.
BS&W: Porcentaje de agua y sedimentos.
BWPD: Barriles de agua por día.
PSIG: Libra por pulgada cuadrada manométrica.
BBL: Barriles.
HRS: Horas.
SCF: pies cúbicos estándar.
STB: Barriles estándar.
RB: Barriles de reservorio.

PWF: Presión de fondo fluyente.
IPR: Curva de comportamiento de producción.
PVT: Análisis de Presión, volumen y temperatura.
V: Voltaje.
AMP: Amperios.
KM/H: Kilómetros por hora.
D: Día.
AN: Área de la Boquilla.
AT: Área de la garganta.
KW/H: kilovatio/hora.
USD: Dólares.
%: Porcentaje
WC: Contacto de agua.
PBU: Prueba de presión.
MDT: Probador Modular de la Dinámica de la Formación.

RESUMEN

Este proyecto es desarrollado en el Campo Peguita III del Bloque Caracara. Inicialmente se realizó una descripción de las generalidades del campo para mostrar su historia, localización y geología general de la Cuenca de los Llanos Orientales. El desarrollo del contenido corresponde a la descripción del funcionamiento de la operación de extracción y tratamiento empleada en el Campo Peguita III, se describió la red de inyección de agua a manera de disposición, se realizaron corridas de condiciones dinámicas de flujo con el sistema de levantamiento actual para corroborar el consumo energético del sistema de levantamiento artificial del campo, se diseñó un sistema de levantamiento hidráulico para las condiciones operativas, con esto se modelaron sus condiciones dinámicas de flujo y se obtuvieron los requerimientos de cargas de potencia, para así realizar la comparación entre los sistemas de levantamiento actual e hidráulico, teniendo en cuenta la presión manejada por la red de inyección actual, la cual será el suministro energético para el sistema de levantamiento hidráulico. Los simuladores aplicados son IPM-PROSPER y SYAL.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos al mantener la producción constante, se contempló un escenario donde los pozos en los que es posible realizar el levantamiento hidráulico con la presión disponible en la línea de inyección aumentaban su producción en un 10% y en aquellos donde no es posible que continuaran operando con bombeo electrosumergible.

Finalmente se realizó la evaluación financiera de cada uno de los escenarios de producción propuestos para determinar la viabilidad de su implementación en el Campo Peguita III concluyendo que según el indicador costo anual uniforme equivalente en el escenario de producción constante, se genera un ahorro de costos originados en consumo energético y costos de mantenimiento. Según el indicador valor presente neto para el escenario de producción incremental el proyecto es atractivamente rentable para la compañía.

PALABRAS CLAVES

Sistema levantamiento artificial
Bombeo Hidráulico
Campo Peguita III
Cuenca Llanos Orientales

INTRODUCCIÓN

Más del 90% de los campos del mundo utilizan alguno de los sistemas de levantamiento, para extraer los fluidos a superficie. Cada sistema se instala según la necesidad y aplicabilidad en cada pozo. Se deben tener en cuenta diferentes características tanto de las facilidades, el pozo y su respectiva locación como las características de los fluidos de producción.

En el Campo Peguita III actualmente se usa el bombeo electrosumergible como sistema de levantamiento que extrae fluidos con 90% y 95% BS&W, el agua de producción que se obtiene a partir del tratamiento de fluidos se está inyectando nuevamente a manera de disposición.

Teniendo en cuenta el alto requerimiento energético de estas bombas electrosumergibles, alto costo en operaciones de completamiento y reparación, su alto riesgo a fallas debido a fallas eléctricas en un 75% (fases aterrizadas, cortos internos); fallas mecánicas en equipos en un 24% (eje roto, falla de sellos) y arenamientos de pozo 1%, y sobretodo la alta producción de agua y el manejo actual de la misma. En el Campo Peguita III se requiere evaluar técnico y financieramente la implementación de un sistema de bombeo hidráulico tipo JET. Esto debido a la mayor aplicabilidad de este levantamiento, a las características operacionales de este campo, al mejor aprovechamiento de la energía del agua de producción y sobre todo a la posible reducción en los costos de operación referentes al sistema de levantamiento, lo cual es el objetivo principal de la compañía.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico financieramente la implementación del Sistema de Levantamiento Artificial Bombeo Hidráulico empleando las condiciones operativas del Campo Peguita III.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir generalidades del Campo Peguita III ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales.
2. Describir el funcionamiento de la operación de extracción empleada en el Campo Peguita III.
3. Realizar corridas de condiciones dinámicas de flujo (análisis nodal) con el sistema de levantamiento actual.
4. Realizar diseño y corridas de condiciones dinámicas de flujo (análisis nodal) del sistema de levantamiento de bombeo hidráulico empleando las condiciones operativas del Campo Peguita III.
5. Modelar condiciones dinámicas de flujo con los sistemas de levantamiento electrosumergible y bombeo hidráulico, con sus correspondientes requerimientos de cargas de potencia y/o energía.
6. Determinar la viabilidad financiera del proyecto utilizando los indicadores financieros Valor Presente Neto (VPN) y Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE)

1. GENERALIDADES DEL CAMPO PEGUITA III

En este capítulo se describen las características del campo haciendo referencia a su historia, ubicación geográfica, marco geológico e historia de producción, el Campo Peguita III, el cual se encuentra en la Cuenca de los Llanos Orientales.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO PEGUITA III

La historia del Campo Peguita III según CEPCOLSA¹, comienza con la firma del Contrato de Asociación CARACARA sobre un área de 405.000 Hectáreas el 8 de febrero de 2001 entre la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL y HUPECOL LLC Operadora, con fecha efectiva 16 de Abril de 2001, y resolución No. 611 del Ministerio de Minas y Energía.

La actividad de exploración de esta área tuvo sus inicios a partir del año 2003 en el cual se definieron a partir de Sísmica 3D estructuras de interés; la primera perforación se llevó a cabo con el pozo A en el año 2005 buscando hidrocarburos en areniscas de la Formación Carbonera con resultados satisfactorios. El segundo pozo perforado en el mismo año, resultó sin trazas de hidrocarburo, la comercialidad de este es otorgada el 7 de noviembre de 2006 en un Área de 100 Acres. Los derechos de HUPECOL LLC fueron adquiridos en su totalidad por CEPCOLSA en el año 2008 entrando a operar el contrato de asociación a partir del 7 de Julio de 2008 y en el cual se han perforado a la actualidad cuatro pozos de desarrollo. En el año 2015 CEPCOLSA cambia su razón social por CEPSA, a fecha 15 de agosto de 2016 el Contrato CARACARA cuenta con una extensión de 141.320 hectáreas y continúa siendo la operadora la compañía CEPSA.

El detalle de los pozos que se han perforado hasta la actualidad son los que se muestra en la **Tabla 1** a continuación:

¹ CEPCOLSA. Plan de desarrollo Bloque Caracara “Aspectos de: Geología, Yacimiento, Producción, Facilidades de Producción, Evaluación Económica y Responsabilidad Integral”. Bogotá: Contrato Asociación Caracara, 2016. p. 18

Tabla 1. Pozos Perforados en el Campo Peguita III.

Nombre del pozo	Fecha de Perforacion	Clasificación	Profundidad Alcanzada (ft)	Resultado
Pozo A	Comenzó el 22 de agosto de 2005 y finalizó el 5 de septiembre de 2005	Pozo Exploratorio	5480	Exitoso para la Formación C7
Pozo F	Comenzó el 07 de octubre de 2005 y finalizó el 22 de octubre de 2005	Pozo Exploratorio	5559	No Exitoso (100% BS&W)
Pozo B	Comenzó el 02 de enero de 2013 y finalizó el 22 de enero de 2013	Pozo de desarrollo	8697	Exitoso para la Formación C7
Pozo D	Comenzó el 28 de julio de 2014 y finalizó el 09 de agosto de 2014	Pozo de desarrollo	6026	Exitoso para la Formación C7
Pozo C	Comenzó el 19 de marzo de 2015 y finalizó el 05 de abril de 2015	Pozo de desarrollo	7212	Exitoso para la Formación C7
Pozo E	Comenzó el 22 de octubre de 2015 y finalizó el 11 de noviembre de 2015	Pozo de desarrollo	8910	Exitoso para la Formación C7

Fuente. CEPISA. 2016. Elaborado por los Autores.

1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO PEGUITA III

El Bloque Caracara con una extensión de 141.320 Ha, se encuentra localizado en la Cuenca de los Llanos Orientales, departamento del Meta y municipio de Puerto Gaitán.

El Campo peguita III se encuentra en el occidente del Bloque Caracara, como se muestra en la **Figura 1**.

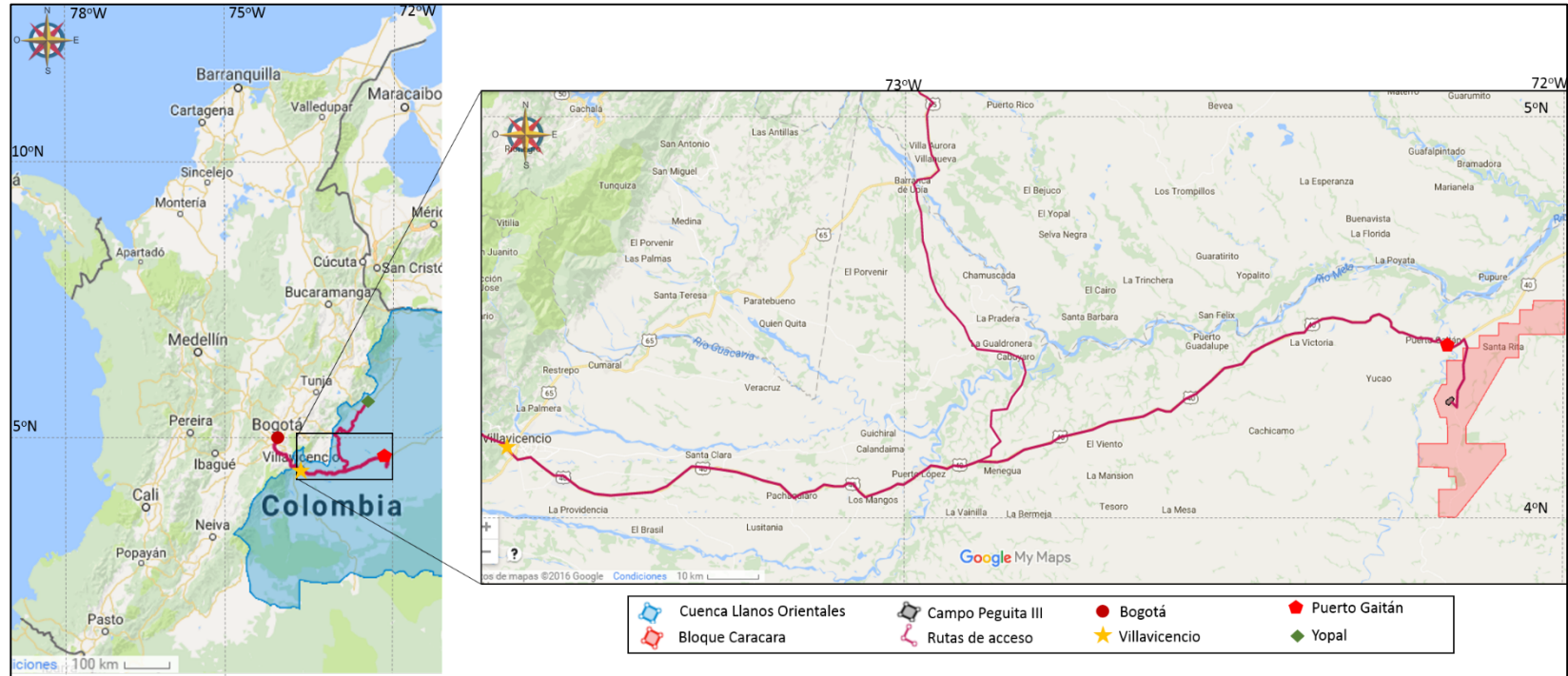
Para acceder hasta el Campo Peguita III por vía terrestre, desde la ciudad de Bogotá saliendo por el sur se toma la ruta 40 del INVIAS durante 307 km hasta el municipio de Puerto Gaitán, la cual pasa por la Ciudad de Villavicencio y luego se dirige más hacia el oriente del país pasando por el municipio de Puerto López y finalmente Puerto Gaitán, enseguida se toma la vía que conduce al San Pedro de Arimena, seis kilómetros y medio de la cabecera municipal de Puerto Gaitán se desvía hacia el sur del país tomando la ruta que se dirige al Alto de Neblinas y finalmente se

continúa por un trayecto de 12 kilómetros en el mismo sentido hasta la entrada a los pozos del Campo Peguita III.

También se puede realizar el acceso al área por vía aérea desde la ciudad de Bogotá por medio de vuelo privado hasta el Aeropuerto Jaguar (igualmente de propiedad privada) ubicado dentro del Bloque Caracara y de allí tomar transporte terrestre hasta el campo. Por otro lado, de manera menos eficiente se puede tomar un vuelo comercial desde la ciudad de Bogotá hasta la ciudad de Villavicencio y seguir por la ruta 40 del INVIAS como se explicó anteriormente. También se puede tomar un vuelo desde la ciudad de Bogotá hasta la ciudad de Yopal y tomar la ruta 65 hacia el sur del país, pasando por el municipio Aguazul hasta Barranca de Upía, donde se desvía por la ruta que se dirige al municipio de Cubayaro para luego empalmar con la ruta 40 del INVIAS adelante del municipio de Puerto López y de allí continuar por esta ruta como se indicó anteriormente para arribar al Campo Peguita III.

Estas diferentes rutas de acceso también se pueden observar en la **Figura 1**.

Figura 1. Ubicación del bloque Caracara y Campo Peguita III



Fuente. CEPSA. Inicios de explotación Campo Peguita III. 2015 (Modificado por los autores)

1.3 MARCO GEOLÓGICO DEL CAMPO PEGUITA III

Según CEPESA.² Geológicamente los Llanos Orientales es una cuenca pericratónica, asimétrica, limitada al Sur por el Arco de Guaviare o Saliente del Vaupés, al oeste por la Cordillera Oriental, al Este por el Escudo de Guayana y al Norte se prolonga más allá del río Arauca en Venezuela.

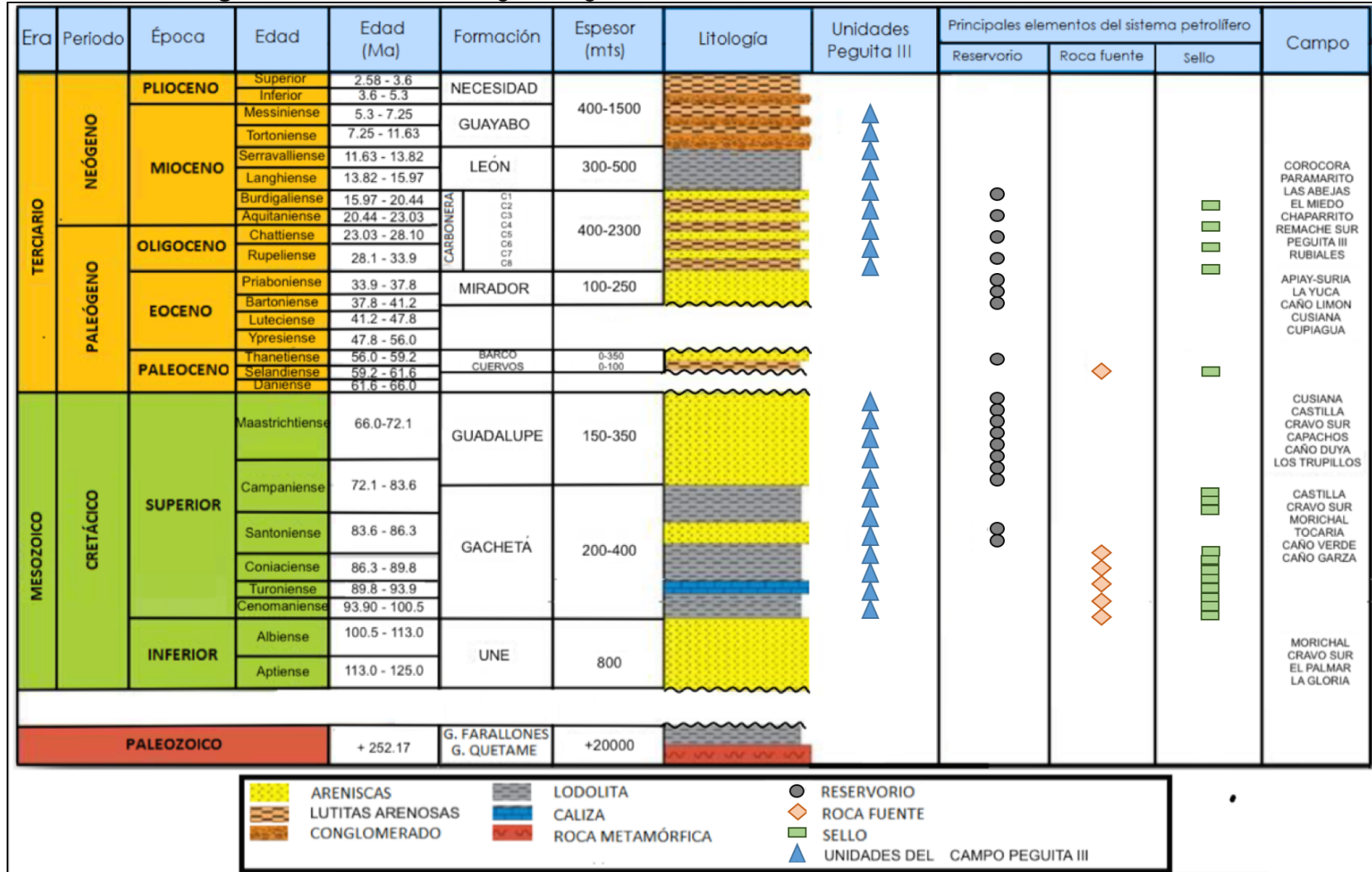
Se extiende desde los afloramientos de rocas cristalinas del Pre-Cámbrico, en el Escudo de la Guayana (Río Orinoco-Río Guaviare), hasta el piedemonte de la Cordillera Oriental, en donde el basamento alcanza profundidades de 8.500 metros aproximadamente. La columna sedimentaria depositada se adelgaza gradualmente hacia el Este, formando un sucesivo cubrimiento de las unidades más jóvenes sobre el basamento Pre-Cámbrico.

El grado de deformación estructural decrece de Oeste hacia Este a través de la cuenca. Los pliegues de cabalgamiento que originan largos anticlinales cerca al piedemonte andino disminuyen en magnitud hacia el Oriente, hasta convertirse en pequeñas estructuras anticlinales asociadas a fallas normales de poco desplazamiento.

1.3.1 Columna estratigráfica La **Figura 2** presenta la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales, en la cual se localiza el Campo Peguita III, en esta columna se encuentra desde el Grupo Quetame y el Grupo Farallones hasta la Formación Necesidad, mostrando sus respectivos años y el interés productivo de las mismas.

² CEPCOLSA. Plan de desarrollo Bloque Caracara “Aspectos de: Geología, Yacimiento, Producción, Facilidades de Producción, Evaluación Económica y Responsabilidad Integral”. Bogotá: Contrato Asociación Caracara, 2016. p. 14

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente. CEPISA. INICIOS DE EXPLOTACION. Bogotá: 2014. (Modificado por los autores)

1.3.2 Estratigrafía. En el Bloque Caracara la estratigrafía se caracteriza por un basamento paleozoico sobre el cual reposan discordantemente secuencias sedimentarias del Cretáceo superior y del Terciario como se observa en la Figura 2. La ausencia en esta área de la Formación Barco (Paleoceno) hasta las areniscas de la Formación Mirador (Eoceno medio) al igual que la secuencia inferior del Cretáceo, es debido a pinchamientos y/o no depósito de las mismas.

A continuación, se describen las formaciones presentes en la Cuenca de los Llanos Orientales, las cuales son descritas de la más antigua a la más reciente, haciendo énfasis en aquellas que fueron encontradas en el Campo Pegueta III.

1.3.2.1 Basamento. Según JULIVERT³ el basamento de la cuenca de los Llanos Orientales corresponde a edad Precámbrica con rocas ígneas-plutónicas ácidas de la perteneciente al Escudo Guayanés, CEPESA⁴ menciona que este basamento cuenta con espesores por encima de los 200 kilómetros, además que este basamento no ha sido perforado a lo largo de la extensión del Bloque Caracara. Sobre este basamento se depositaron discordantemente sedimentos paleozoicos como los pertenecientes al grupo Quetame y Grupo Farallones.

1.3.2.2 Grupo Quetame y Grupo Farallones. A pesar del poco conocimiento actual que se tiene de estos grupos se datan de edad paleozoica, existen diferentes estudios mucho más antiguos. El geólogo y cartógrafo alemán HETTNER⁵, quien por primera vez nombró este grupo, describe estas rocas como arcillas esquistosas semicristalinas, cuarcitas y conglomerados cuarcíticos. Y según el INGEOMINAS⁶ éste constituye una potente sucesión sedimentaria, predominantemente siliciclástica, con arenitas, limolitas y lodolitas muy compactas. El espesor en conjunto de estos dos grupos en el Bloque Caracara está por encima de 2000 metros. El Grupo Farallones, que infrayace a la Formación Une y suprayace al Grupo Quetame de manera discordante para ambos contactos. Según CEPESA⁷, no se tiene suficiente información de estos depósitos justamente en los lugares de mayor potencial, esto debido a que la mayoría de pozos que la han atravesado totalmente se sitúan en la periferia del Escudo Guayanés.

³ JULIVERT, M. Léxico estratigráfico. Colombia, 1968. Volumen 5. p. 11.

⁴ CEPOLSA. Plan de desarrollo Bloque Caracara “Aspectos de: Geología, Yacimiento, Producción, Facilidades de Producción, Evaluación Económica y Responsabilidad Integral”. Bogotá: Contrato Asociación Caracara, 2015. p. 15

⁵ HETTNER, Alfred. Viajes por los Andes colombianos. Colombia, 1882-1884. p. 17.

⁶ INSTITUTO COLOMBIANO DE GEOLOGÍA Y MINERÍA INGEOMINAS. Informe geología de la plancha 210 GUATEQUE. 2010. p. 29.

⁷ CEPOLSA. Plan de desarrollo Bloque Caracara “Aspectos de: Geología, Yacimiento, Producción, Facilidades de Producción, Evaluación Económica y Responsabilidad Integral”. Bogotá: Contrato Asociación Caracara, 2015. p. 16

1.3.2.3 Formación Une. Según JULIVERT⁸, areniscas une como las nombra en la publicación, esta formación pertenece a la edad Cretáceo Temprano, describe esta formación como areniscas cuarzosas con intercalaciones menores de lutitas y de limolitas carbonosas. Además La Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH⁹ comenta que esta formación es productora de hidrocarburos en los Campos de Apiay – Suria y posee un espesor en la zona de estudio de 800 metros. La formación Une infrayace de manera concordante a la Formación Gachetá y suprayace de manera discordante al Grupo Farallones.

1.3.2.4 Formación Gachetá. Según JULIVERT¹⁰ esta formación pertenece al periodo cretáceo en el cual han sido recogidos algunos fósiles, informes de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH¹¹ comentan que esta formación está constituida por una secuencia de lutitas, de color gris a gris oscuro, con desarrollos menores de areniscas, con contenido variable de glauconita y presenta a veces pequeños niveles calcáreos, además esta formación posee facies alternantes entre lodolitas negras, calizas micríticas negras, chert negros con abundante materia orgánica. En el bloque Caracara tiene un espesor entre 200 y 400 metros. Infrayace la Formación Guadalupe y suprayace la Formación Une de manera concordante para ambos contactos.

1.3.2.5 Formación Guadalupe. Según DE PORTA¹², esta formación pertenece al periodo cretácico, enuncia que consiste en una secuencia de areniscas masivas, con pequeñas intercalaciones de lutitas, a veces con pequeñas capas de carbón. Esta formación es productora en la cuenca de los Llanos Orientales. En el área de estudio posee un espesor entre 150 y 300 metros. Infrayace la formación Cuervos y suprayace la formación Gachetá de manera concordante para ambos contactos.

1.3.2.6 Formación Barco. Según JULIVERT¹³ esta formación pertenece al Paleoceno Superior del oriente colombiano, esta formación está conformada por una secuencia moderadamente homogénea de areniscas amalgamadas. Las areniscas son de granos medios a grueso, bien calibrados y con estratificación cruzada, además informes geológicos de CEPSA¹⁴ dan a conocer que se encuentran delgadas intercalaciones de arcillas grises, parcialmente limosas, principalmente hacia la base. Esta formación desaparece por pinchamiento hacia el lado Este de la Cuenca de Llanos Orientales y es por esto que su espesor varía entre cero y 350 metros. La formación infrayace a la Formación Cuervos y

⁸ JULIVERT, M. Léxico estratigráfico. Colombia, 1968. Volumen 5. p. 460.

⁹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS – ANH. Cartografía geológica cuenca cordillera oriental. Bogota, 2016. p. 83.

¹⁰ JULIVERT, M. Léxico estratigráfico. Colombia, 1968. Volumen 5. p. 273.

¹¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS – ANH. Cuenca llanos orientales, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. p. 48.

¹² DE PORTA, J. Léxico estratigráfico. Colombia, 1974. Volumen 5. p. 207.

¹³ JULIVERT, M. Léxico estratigráfico. Colombia, 1968. Volumen 5. p. 279.

¹⁴ Ibid., p. 20.

suprayace a la Formación Guadalupe de manera concordante. En el Bloque Caracara no está presente debido probablemente a fenómenos de no deposición o no erosión.

1.3.2.7 Formación Cuervos. Según DE PORTA¹⁵ esta formación pertenece al Paleoceno superior su nombre viene de la quebrada que es afluente del Río Catatumbo, Litológicamente la formación consta de shales carbonáceas, gris oscuras, arcillitas intercaladas con limolitas micáceocarbonosas, areniscas de grano fino y carbones. El espesor de esta formación varía de 245 m al NW del domo Esperanza a 490 m en el anticlinal de Río de Oro junto a Puerto Barco, se ha identificado su ambiente de depósito como continental transicional. La formación infrayace la Formación Mirador de forma discordante y suprayace de manera concordante la Formación Barco. En lo que concierne a esta formación en el Bloque Caracara al igual que la Formación Barco, ha desaparecido por pinchamiento y adelgazamiento progresivo. La edad de la formación Paleoceno no está presente en el Bloque Caracara.

1.3.2.8 Formación Mirador. Según DE PORTA¹⁶ Esta formación pertenece a la edad del Eoceno Medio - Inferior y al igual que Paleoceno de la Formación Barco y Formación cuervos no están presentes en el Bloque Caracara. La formación está conformada de areniscas de grano fino a grueso, en parte conglomeráticas, de color pardo claro a blanco. Contienen algunas capas de shale micácea de color gris y gris-parduzco. Tiene un espesor que varía 100 y 250 metros, sin embargo, desaparece por pinchamiento hacia el Este. Esta unidad infrayace a la Formación Carbonera de manera concordante y suprayace discordantemente sobre la Formación Cuervos en el sector del pie de monte y sobre la Formación Guadalupe en el sector Oriental de la cuenca.

1.3.2.9 Formación Carbonera. Según DE PORTA¹⁷ esta formación pertenece al Eoceno Medio y Oligoceno Inferior, entiende a esta formación como arcillitas grises a gris verdoso y pardas con areniscas y con algunos lechos de lignito en su parte inferior y superior. Las areniscas se presentan en capas cuyo espesor varía desde menos de 1 m hasta 30 m, el tamaño del grano es variable. Estas areniscas se presentan más arcillosas que las de la Formación Mirador. Las areniscas están en mayor proporción hacia la parte superior e inferior de la sección mientras que los lentes de carbón son comunes hacia la parte inferior. El espesor de esta formación varía entre 2600 a 1200 pies, específicamente en el Bloque Caracara presenta un espesor aproximado de 1500 pies. La amplia distribución de mantos de carbón y de fósiles vegetales indica un origen generalmente no marino.

¹⁵ DE PORTA, J. Léxico estratigráfico. Colombia, 1974. Volumen 5. p. 337.

¹⁶ DE PORTA, J. Léxico estratigráfico. Colombia, 1974. Volumen 5. p. 370.

¹⁷ DE PORTA, J. Léxico estratigráfico. Colombia, 1974. Volumen 5. p. 116.

Esta formación ha sido dividida en ocho unidades operacionales nombrados Carbonera C1 sucesivamente hasta Carbonera C8, formando cuatro pares, cada par consta de una unidad superior de areniscas de origen fluvio-deltaico intercaladas con arcillas y otra unidad inferior constituido por arcillas depositadas en un ambiente de planicies costeras. Aquellos unidades con terminación en número par poseen en mayor proporción de lutitas, limolitas y arcillolitas, aquellos con número impar constan en mayor parte de arenas o areniscas. CEPESA¹⁸ y la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH¹⁹ describen cada uno de sus unidades como se resume a continuación. La Formación Carbonera infrayace la Formación León y suprayace la Formación Mirador de manera concordante ambos contactos.

- **Carbonera C8.** Es la continuación del periodo de transgresión que muestra el carácter marino que se observa en el tope de la Formación Mirador. Poseen en mayor proporción de lutitas, limolitas y arcillolitas, el espesor de la unidad C8 desde 50 pies al oriente de la cuenta hasta más de 400 pies en el pie de monte.
- **Carbonera C7.** En el Bloque Caracara, esta unidad es el reservorio y está conformado por una secuencia de intercalaciones delgadas de arcillas, arenas y limolitas. Hacia la base se presenta una unidad de arena masiva que se ha denominado C7-M que posee depósitos más fluviales. Las arenas son cuarzíticas, con tamaño de grano y selección variable, arcillosas y ocasionalmente carbonosas. Las arenas son cuarzíticas, con tamaño de grano y selección variable, arcillosas y ocasionalmente carbonosas. Los cuerpos de arena son delgados, por lo general con espesores que oscilan entre los 10 y 20 pies. Esta unidad en el área de estudio tiene un espesor total de aproximadamente 400 pies.
- **Carbonera C6.** Es una unidad con secuencia de arcillolitas, lutitas y en menor proporción arenas y limolitas. En la parte inferior se observan delgados mantos de carbón. Posee un espesor máximo conocido de 600 pies en el sector Este de la cuenca y se reduce hacia el centro hasta un promedio de 100 a 150 pies y su ambiente de depósito es de planicie costera.
- **Carbonera C5.** Unidad conformada por una secuencia de arcillas de color gris, café, amarillo y rojo intercaladas con arenas cuarzosas, de color translúcido a blanco lechoso y de grano fino a medio, ocasionalmente bien cementadas y limolitas de color café. Arenas poco consolidadas, su tamaño de grano es sobretodo medio y grueso, a veces ligeramente calcáreas y con glauconita. Se observan trazas de dolomita y pirita. Su origen de depósito es fluvial. El espesor de esta unidad puede llegar hasta 1100 pies.

¹⁸ Ibid., p. 18.

¹⁹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Cuenca llanos orientales, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. p. 49

- **Carbonera C4.** En el sureste de la cuenca no es evidente las características de esta unidad. Está conformado por una secuencia relativamente delgada y monótona de arcillas de color gris a gris verdoso. Su espesor en la parte central de la cuenca esta entre 150 y 300 pies en la parte central de la cuenca.
- **Carbonera C3.** La unidad está conformada por una secuencia de arenas, limolitas y arcillas de color gris intercaladas, cuyas capas pueden variar de grosor entre 3 y 30 pies, frecuentemente se encuentran niveles carbonosos en la secuencia sobretodo en la parte central de la cuenca. Sus sedimentos tienen origen fluvial. Esta unidad en el centro de la cuenca posee un espesor de promedio de 300 pies. En el bloque Caracara se observaron mantos delgados de carbón en la parte media y superior.
- **Carbonera C2.** Es el sello mejor desarrollado enseguida de la Formación León y de mayor extensión hacia el Este. Está compuesto monótonamente por lutitas grises y algunas limolitas. Su ambiente de depósito es de planicie costera. Tiene un espesor es de 100 a 600 pies en el centro de la cuenca aumentando drásticamente hacia el suroccidente.
- **Carbonera C1.** Es la última unidad arenosa de esta secuencia que se subyace a la Formación León que realiza un sello con sus lutitas. Está conformado por una secuencia de arcillas de color gris, café, amarillo ocre, púrpura, blanco cremoso y rojo moteado intercaladas con arcillolitas de color café y arenas cuarzosas, de color translúcido a blanco lechoso y de grano medio. Frecuentemente se encuentran delgadas capas de carbón. Tiene un espesor que aumenta hacia el occidente llegando a tener en el lado del piedemonte hasta aproximadamente 1400 pies.

1.3.2.10 Formación León. Según DE PORTA²⁰, esta formación pertenece al Oligoceno Superior y Mioceno Inferior. Está formada predominantemente por shales de color gris y gris verdoso, con raras capas delgadas de areniscas con láminas carbonáceas, tanto en la base como en la parte superior de la formación las shales tienden a pasar a limos. Su espesor varía de 700 a 1600 pies. Su ambiente de sedimentación es marino y marino somero. CEPESA²¹ enuncia que esta formación representa la última transgresión del mar en la Cuenca de Los Llanos Orientales. Infrayace los niveles arenosos de la Formación Guayabo y suprayace los niveles arenosos de la Formación Carbonera, ambas de manera concordante.

1.3.2.11 Formación Guayabo. Según DE PORTA²² esta formación se considera de una edad de Mioceno Medio Superior, la sucesión consta de la base hacia la parte superior de: arcillas arenosas y grises con areniscas, arcillas y arcillas

²⁰ DE PORTA, J. Léxico estratigráfico. Colombia, 1974. Volumen 5. p. 328.

²¹ CEPESA. Inicio de explotación campo peguita III. 2015. p. 17

²² DE PORTA, J. Léxico estratigráfico. Colombia, 1974. Volumen 5. p. 263.

arenosas con algunas areniscas, areniscas y localmente arcillas moteadas. Además CEPESA²³ añade que es el resultado de la rápida orogénesis de la cordillera oriental. Esta formación la define como una secuencia monótona de gravas y arenas que tienen intercalaciones delgadas de arcillolitas que ya reflejan un ambiente continental. Esta formación se ha dividido en dos unidades: la Formación Calzón ubicada en la parte superior que comprende una sucesión de areniscas de grano medio a grueso y la Formación Charle en la parte inferior que está constituida de arcillas, lutitas rojas y grises y en menor proporción de areniscas amarillentas y su espesor varía entre 4200 a 9000 pies. La formación infrayace la Formación Necesidad y suprayace la Formación León de forma concordante.

1.3.2.12 Formación Necesidad. Según DE PORTA²⁴ esta formación pertenece al Plioceno y Pleistoceno. La formación consta de arcillas de color rojo y azulado alternando con areniscas de grano grueso que pueden pasar a conglomerados. Al Sur Este del Río Catatumbo la formación está comprendida por una alternancia de areniscas amarillentas, de grano fino a grueso, con estratificación cruzada, con arcillitas; aunque éstas no hay seguridad de que puedan pertenecer a la parte superior de la Formación Guayabo. El espesor de la Formación Necesidad es desconocido. El espesor visible en Playa Necesidad es de unos 50 m. CEPESA²⁵ enuncia que esta formación es una secuencia de conglomerados poco consolidados, alternando con areniscas de grano fino a grueso, en menor proporción arcillas. No está presente en el Bloque Caracara. La formación suprayace concordantemente la Formación Guayabo.

1.3.3 Geología estructural del Campo Peguita III. A nivel regional en la Cuenca de los Llanos Orientales las acumulaciones de hidrocarburos se localizan mayoritariamente en los altos estructurales con cierre contra las fallas normales principales y en los altos estructurales con cierre propio. A nivel local la estructura del Campo Peguita III es un anticlinal formado a partir de dos pequeñas fallas que se interceptan entre sí casi ortogonalmente. La falla que realiza el sello en el margen oriental de la estructura, tiene un comportamiento normal y pertenece al sistema de fallas antitética NE-SW característico del área. La segunda falla presente en el campo posee una disposición casi E-W, la cual sella la estructura hacia el norte e intercepta perpendicularmente la falla oriental. Los movimientos de esta última falla son de tipo normal. Las dos fallas presentes en el área pueden tener componentes de movimiento horizontales, los cuales se reflejan en la geometría de las fallas. Las fallas que cortan las Formaciones Cretácicas (Guadalupe), particularmente a lo

²³ Ibid., p. 17

²⁴

²⁵ CEPOLSA. Plan de desarrollo Bloque Caracara “Aspectos de: Geología, Yacimiento, Producción, Facilidades de Producción, Evaluación Económica y Responsabilidad Integral”. Bogotá: Contrato Asociación Caracara, 2015. p. 18

largo del sistema de fallas SW-NE, fueron pares antitéticos, con desplazamiento a nivel del Carbonera y con trazos invertidos o verticales hacia el basamento.

1.3.4 Geología del petróleo. En esta sección se describen los parámetros principales relacionados con el sistema petrolífero de la Cuenca de los Llanos Orientales, algunos de los cuales se muestran en la **Figura 2**.

1.3.4.1 Roca Generadora. Actualmente la principal roca generadora de la Cuenca de los Llanos es la Formación Gachetá. Según CEPSA²⁶, el contenido de materia orgánica de la Formación Gachetá es bueno del orden de 2% a 4%, y con predominio de Kerógeno tipo III, potencialmente generador de gas y condensado y en menor proporción de Kerógeno del tipo II potencialmente generadora de aceite.

En lo que concierne a la Madurez de la Formación Gachetá, valores de temperatura entre 435 - 445 °C, entraron a la formación en ventana de generación de hidrocarburo, la cual pudo empezar probablemente en el Paleoceno Superior a una profundidad entre 200 y 400 metros.

1.3.4.2 Roca Almacenadora. La Cuenca de Los Llanos Orientales se encuentran gran cantidad de areniscas almacenadoras como se observa en la **Figura 2**, las cuales pertenecen a las Formaciones Une, Guadalupe y Formación Carbonera. Esta última es la principal roca generadora local del Campo Peguita III, la cual tiene una porosidad promedio del 20% con buena continuidad y permeabilidades promedio de 600 mD.

1.3.4.3 Migración. En la Cuenca de Llanos Orientales durante el Terciario inferior, es posible deducir que el aceite generado de lutitas cretáceas Formaciones Gachetá, quedaba en condiciones de migrar hacia el Este o área de los Llanos, desplazándose desde las partes centrales de la cuenca hacia las áreas marginales, originando la trasgresión de la Formación Carbonera sobre el área de los Llanos, transgresión que se llevó a cabo en varios pulsos creando diferentes facies que se conocen como unidades C8 hasta C1. Los aumentos de presión y temperatura generaron la maduración de los hidrocarburos por ende la expulsión y migración de hidrocarburos hacia la cuenca de los Llanos.

1.3.4.4 Roca Sello. A nivel regional la Cuenca de los Llanos Orientales cuenta con Formaciones con contenido de arcillolitas en gran proporción, como lo son la Formación Cuervos y la Formación Necesidad. En el caso de la unidad C7 de la Formación Carbonera, el sello principal está constituido por la Unidad C6, caracterizada en el área de Caracara por ser una secuencia predominante de arcillolitas, lutitas y limolitas. La Unidad C7 corresponde a una secuencia de

²⁶ CEPSA. Inicio de explotación campo peguita III. 2015. p. 13

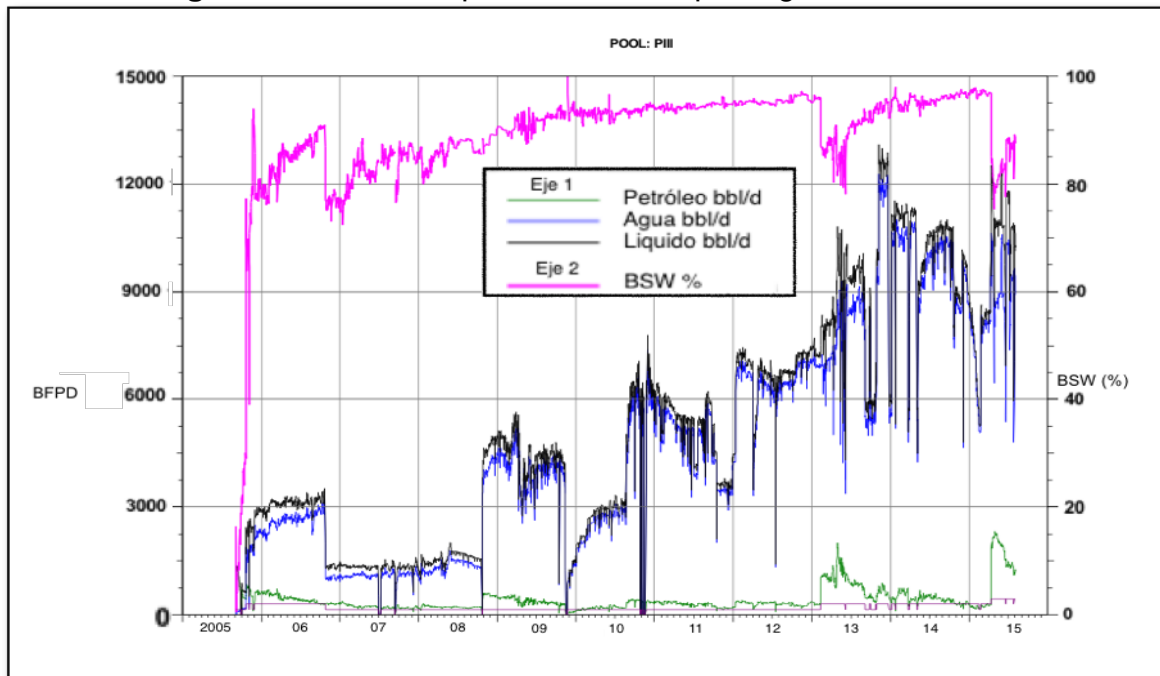
areniscas con intercalaciones de litologías finas. Las intercalaciones de lodolitas actúan como pequeños sellos locales que impiden la migración de fluidos verticalmente.

1.3.4.5 Trampa. Se considera que la mayor parte de hidrocarburos debió quedar atrapado en trampas estratigráficas que se interceptan en las vías de migración del aceite. De igual manera en trampas estructurales como plegamientos, fallas inversas y de cabalgamiento, que se produjeron por movimientos compresionales. Es posible atribuir a los cabalgamientos trampas estratigráficas en las cuales estaban almacenados hidrocarburos, y desde las cuales fueron migrados hacia las nuevas trampas y estructuras formadas, usando las fallas como canales de migración hacia rocas almacenadoras situadas más altas estratigráficamente.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO PEGUITA III

Como se muestra en la **Figura 3**, la producción del Campo Peguita se empieza a reportar a mediados del año 2006 después de declarada su comercialidad, con la perforación del primer pozo exploratorio se alcanzó una producción aproximada de 3000 barriles de fluido con 80% de BS&W, actualmente y con las últimas perforaciones hechas en el campo se ha aumentado la producción a 11500 barriles de fluido aproximadamente con 82% de BS&W.

Figura 3. Historia de producción Campo Peguita III año 2015



Fuente. INICIOS DE EXPLOTACION, CEPESA. Bogotá: 2015.

1.4.1 Método de producción. El comportamiento en producción de los pozos del Campo Peguita III refleja un impacto de empuje hidrodinámico que puede ser confirmado por el buen soporte de presión y altos caudales o por el contrario en función de una pobre conectividad del sistema de arenas con el acuífero principal, en donde se presentan pozos de bajo caudal y bajo corte de agua.

En este tipo de yacimiento, no hay presencia de capa de gas y por tal razón, la presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja. En el momento en que se inicia la producción de fluidos, la presión del yacimiento tiende a reducirse y la reacción inmediata del acuífero es invadir la zona de almacenamiento de crudo, haciendo que la presión se mantenga y permitiendo un desplazamiento inmiscible del petróleo que se encuentra en la parte invadida. El factor de recobro inicial o la eficiencia de recuperación para yacimientos con un empuje activo de agua, se encuentra el rango de 20 al 70 %.

1.4.2 Características del yacimiento. Según CEPSA.²⁷ En el Campo Peguita III se produce de diferentes Subniveles de la unidad C7, de fondo a tope: C7M, C73, C72, C71, C7B & C7A. Las dos primeras unidades, C7-M, son yacimientos de arenas masivas principalmente, con espesores típicos entre 20 y 40 ft de neto, con permeabilidades altas, variando entre 500 a 5000 mD, y donde el acuífero es de fondo. Las unidades superiores, C7-3, C7-2, C7-1, C7-B y C7-A, lo forman arenas de poco espesor (<20ft de neto) con intercalaciones de arcillas y menor continuidad lateral que el C7-M. Las permeabilidades son algo inferiores, 500 a 2000mD, y la entrada del acuífero es lateral. Las porosidades de todos estos yacimientos son altas, 25 a 30%, según evaluación petrofísica.

La evolución del WC, el límite de presión constante observado en los PBUs, al igual que el mantenimiento de presión derivado de estas pruebas y los diferentes MDTs, confirman la presencia de un acuífero muy activo como principal mecanismo de empuje del yacimiento. En cuanto a mojabilidad, según los resultados de los ensayos de permeabilidad relativa efectuados en los corazones se trataría de un yacimiento mojable al agua.

1.4.2.1 Gradiente de Presión. El gradiente de presión de los respectivos yacimientos, varía entre 0.425 psi/ft y 0.433 psi/ft. Estos gradientes se obtuvieron de la tendencia de los datos de presión con profundidad de las pruebas MDT para la sub unidad C7-M.

1.4.2.2 Presión y Temperatura del Yacimiento. La presión inicial y temperatura inicial para todos los campos se estableció en 2098 psia y 195°F

²⁷ CEPOLSA. Plan de desarrollo Bloque Caracas "Aspectos de: Geología, Yacimiento, Producción, Facilidades de Producción, Evaluación Económica y Responsabilidad Integral". Bogotá: Contrato Asociación Caracas, 2016. p. 38

@4500TVDSS. La presión final de cada uno de los tanques se tomó teniendo en cuenta los valores recientes.

Diferentes propiedades petrofísicas del yacimiento del Bloque Caracara en general se resumen en la **Tabla 2**, teniendo en cuenta que algunos valores varían drásticamente a lo largo del bloque se presentan algunas propiedades en rangos.

Tabla 2. Propiedades Petrofísicas en el Bloque Caracara.

Nombre	Símbolo	Valor
Porosidad	Φ	25-27%
Permeabilidad Efectiva	Ke	500-10500 mD
Contenido de BS&W	BS&W	83%
Presión de Burbuja	Pb	60-400 psig
Presión Original de Yacimiento a 4500 ft TVDSS	Psi	2200
Factor Volumétrico del Aceite	Boi	1.05 rb/stb
Relación Gas-Aceite	Rs/GOR	8-10 scf/stb
Compresibilidad del Aceite	Co	$5,16 \times 10^{-6}$ psi ⁻¹
Temperatura del Yacimiento	°F	160 °F
Espesor Total (C7-A @ C7-M)	Ht	100-150 ft
Espesor Neto (C7-A @C7-M)	H	40-80 ft
Saturación Inicial de Aceite Residual	Soi	25%
Saturación Inicial de Agua	Swi	27%

Fuente. CEPCOLSA. Base de Datos. Muestras de corazones, muestras de pared y Análisis PVT. Bogotá: 2010 p. 37

2. EXTRACCIÓN Y TRATAMIENTO DE FLUIDOS

En este capítulo se describirá la forma en la que se extraen, producen y tratan los fluidos del Campo Peguita III, además se explicarán detalladamente los sistemas de levantamiento en estudio.

La extracción de los fluidos, comienza con la perforación del pozo, en el cual se utilizan tuberías de perforación y una broca para realizar las diferentes secciones de los pozos y así poder conectar el yacimiento con superficie. Estas se seleccionan teniendo en cuenta las propiedades de las formaciones y por tanto los esfuerzos, presiones de colapso e interna y profundidades a las cuales se llevarán. Las tuberías de perforación y producción más usadas en la industria del petróleo se describen en la **Tabla 3**.

Tabla 3. Características de la tubería de revestimiento y de producción.

Diámetro nominal (pg)	Peso nominal (lb/ft)	Grado	Diámetro Drift (pg)	Diámetro Interior (pg)	Resistencia al Colapso (psi)	Tensión (1000 lbf)
4 1/2	9.50	H-40	3.965	4.090	2760	111
	11.60	K-55	3.875	4.052	4010	165
	15.10	P-110	3.701	3.826	14350	485
5	11.50	J-55	4.435	4.560	3060	182
	15.00	N-80	4.283	4.408	7250	350
	24.10	P-110	3.875	4.000	19800	778
5 1/2	14.00	J-55	4.887	5.012	3120	222
	17.00	K-55	4.767	4.892	4910	273
	20.00	P-110	4.653	4.778	11100	641
6 5/8	20.00	H-40	5.924	6.049	2520	229
	24.00	C-90	5.796	5.921	6140	624
	24.00	P-110	5.796	5.921	6730	763
7	17.00	H-40	6.413	6.538	1420	196
	23.00	L-80	6.241	6.366	3830	532
	35.00	P-110	5.879	6.004	13020	1119
7 5/8	47.10	N-80	6.250	6.375	12040	1100
	26.40	C-95	6.844	6.969	3710	714
	29.70	P-110	6.750	6.875	5350	940
8 5/8	24.00	K-55	7.972	8.097	1370	381
	36.00	L-80	7.700	7.825	4100	827
	49.00	P-110	7.386	7.511	10750	1553
9 5/8	32.30	H-40	8.845	9.001	1370	365
	36.00	K-55	8.765	8.921	2020	564
	53.50	P-110	8.379	8.535	7950	1710
10 3/4	32.75	H-40	10.036	10.192	840	367
	51.00	C-90	9.694	9.850	3400	1310
	65.70	P-110	9.404	9.560	7500	2088
11 3/4	60.00	C-75	10.616	10.772	3070	1298
	60.00	L-80	10.616	10.772	3180	1384
	60.00	C-90	10.616	10.772	3180	1384
13 3/8	72.00	G-90	12.191	12.347	2780	1869
	72.00	C-95	12.191	12.347	2820	1973
	72.00	P-110	12.191	12.347	2890	2284
16	65.00	H-40	15.062	15.250	630	736
	75.00	J-55	14.936	15.124	1020	1178
	84.00	K-55	14.822	15.010	1410	1326
18 5/8	87.50	H-40	17.567	17.775	630	994
	87.50	J-55	17.567	17.775	630	1367
	87.50	K-55	17.567	17.775	630	1367
20	94.00	H-40	18.936	19.124	520	1077
	94.00	J-55	18.936	19.124	520	1480
	133.00	K-55	18.542	18.730	1490	2125

Fuente. CEPSA. Halliburton Cementing Tables. Oklahoma, USA.2001 p. 30

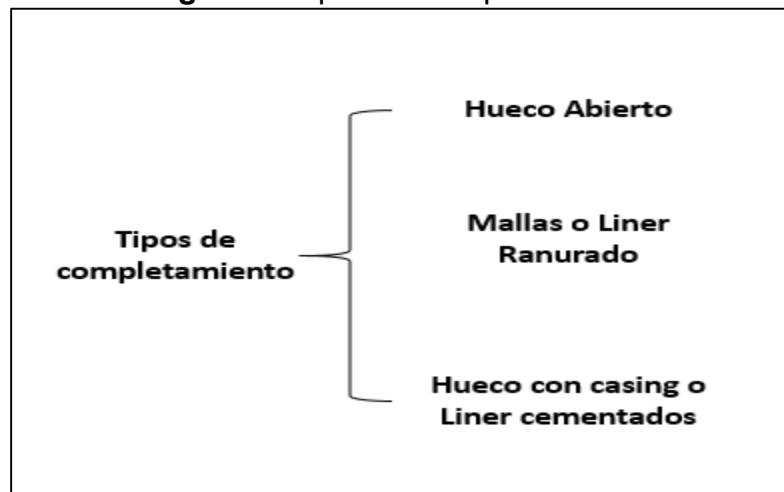
2.1 COMPLETAMIENTO DE UN POZO PETROLERO

Luego de la perforación, se realiza el completamiento del pozo con el fin de dejarlo en condiciones de producir eficientemente los fluidos que aporte el yacimiento, según PERRIN²⁸, los factores que se consideran para la selección del tipo de completamiento son los siguientes:

- Reservas
- Mecanismo de producción del yacimiento
- Consolidación de la formación
- Tasa de producción
- Inversión requerida
- Consideraciones para levantamiento artificial

Los completamientos se pueden clasificar como lo muestra la **Figura 4**.

Figura 4. Tipos de completamiento.

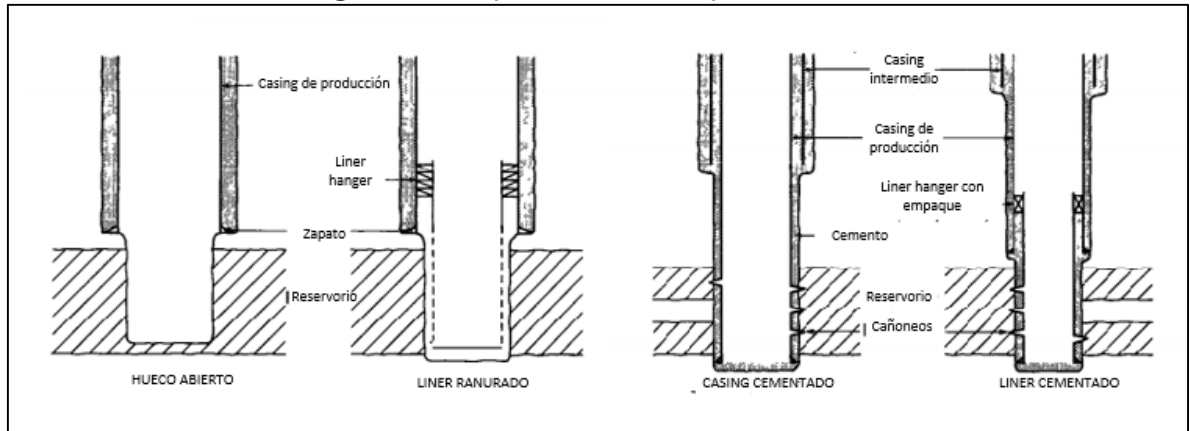


Fuente. WELL COMPLETION AND SERVICING (Modificado por los autores). Bogotá, 2016.

La **Figura 5** muestra los esquemas típicos de los completamientos mencionados anteriormente.

²⁸ PERRIN, Denis. WELL COMPLETION AND SERVICING. Francia, 1999. Volumen 1. p. 25.

Figura 5. Esquemas de completamiento.



Fuente. WELL COMPLETION AND SERVICING, PERRIN, Denis. Francia, 1999.

Las ventajas y desventajas de cada tipo de completamiento se describen en la **Tabla 4.**

Tabla 4. Ventajas y desventajas de los tipos de completamiento

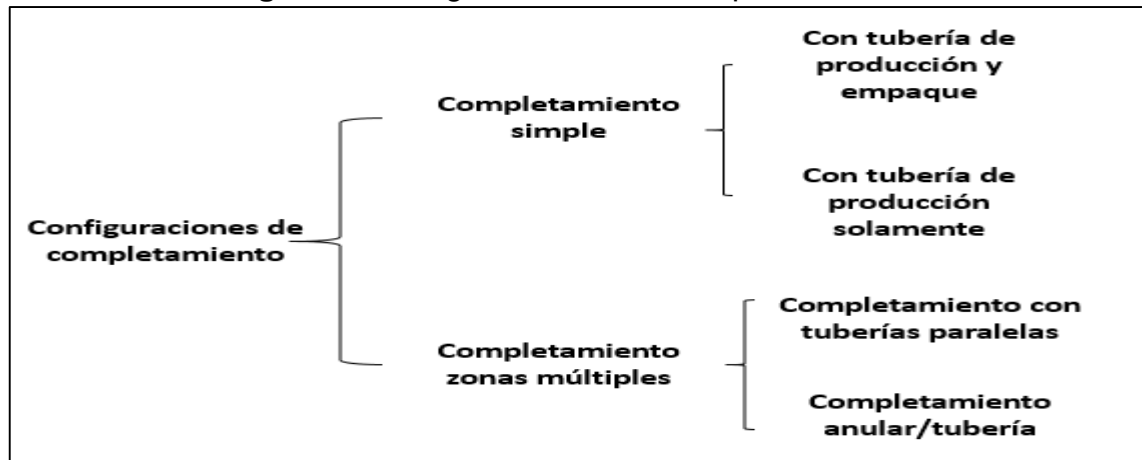
Tipo de completamiento	Ventajas	Desventajas	Aplicabilidad
Hueco Abierto	<p>Es un Completamiento económico, ya que la inversión es mínima.</p> <p>Se genera menos daño de formación.</p>	<p>No existe selectividad para la producción o la inyección.</p> <p>No hay control para flujos cruzados</p> <p>Puede requerirse la limpieza periódica del hueco.</p>	<p>Yacimientos naturalmente fracturados.</p> <p>Yacimientos con Presiones capaces de llevar los fluidos a superficie.</p> <p>Yacimientos de arenas consolidadas.</p>
Mallas o Liner Ranurado	<p>Es Económica.</p> <p>Sirve para el control de arena.</p> <p>Puede empacarse con grava para un mejor control de arena.</p>	<p>No existe selectividad para la producción o la inyección.</p> <p>No es posible estimular selectivamente.</p> <p>Se dificultan posibles reparaciones.</p>	<p>Formaciones no consolidadas.</p> <p>Yacimientos con bajo aporte de agua.</p>
Hueco con Casing o Liner Cementado	<p>Controlar producción de agua y de gas.</p> <p>Es posible estimular selectivamente.</p> <p>Permite realizar técnicas para el control de arena.</p>	<p>Costos altos en cañoneo. Requiere buenos trabajos de cementación.</p> <p>Interpretación de registros no es tan precisa.</p>	<p>Más utilizado actualmente.</p> <p>Yacimientos en los cuales es necesario realizar selectividad.</p>

Fuente. WELL COMPLETION AND SERVICING (Modificado por los autores). Bogotá, 2016.

El completamiento de los pozos debe ser acorde a la energía que otorga el yacimiento.

Los completamientos pueden tener varias configuraciones. Como menciona PERRIN²⁹, el uso de tuberías de producción y empaques puede dividir los completamientos como se muestra en la **Figura 6**.

Figura 6. Configuración de los completamientos.

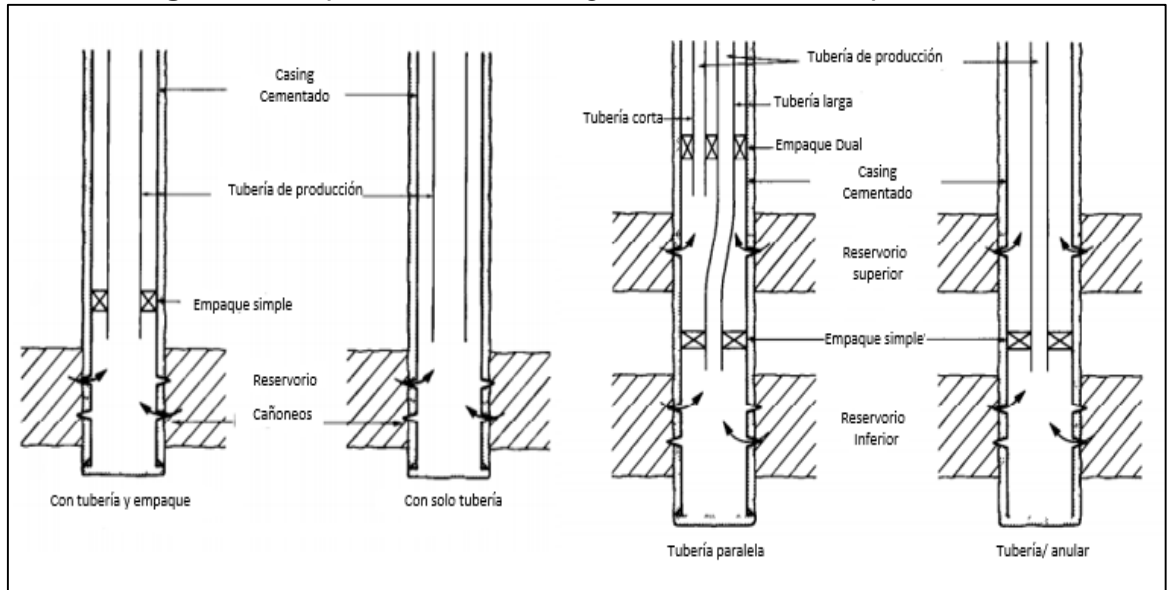


Fuente. WELL COMPLETION AND SERVICING (Modificado por los autores). Bogotá, 2016.

Los completamientos simples se realizan cuando solo es necesario producir una zona del yacimiento, mientras que los completamientos múltiples son usados para la producción de varias zonas al tiempo. La ventaja principal entre los pozos de completamiento múltiple y simple es que en aquellos con completamientos múltiples es posible producir de dos zonas diferentes, esto debido a que la normatividad colombiana prohíbe producir hidrocarburos provenientes de diferentes formaciones por una misma tubería de producción. Los esquemas de las configuraciones se muestran en la **Figura 7**.

²⁹ PERRIN, Denis. WELL COMPLETION AND SERVICING. Francia, 1999. Volumen 1. p. 27.

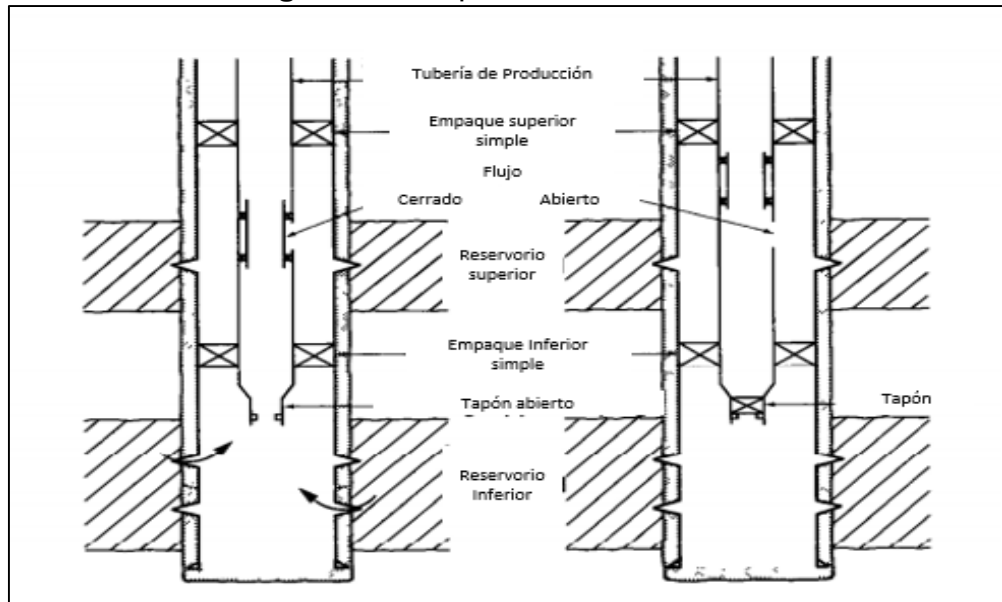
Figura 7. Esquemas de la configuración de los completamientos.



Fuente. WELL COMPLETION AND SERVICING, PERRIN, Denis. Francia, 1999.

Para el caso de los pozos del Campo Peguita III se tienen pozos completados con tubería revestida, tubería de producción y empaque, para los pozos que tienen varias zonas en producción se tiene completamiento selectivo el cual está dentro del grupo de completamiento múltiple y maneja la configuración que muestra la **Figura 8**.

Figura 8. Completamiento selectivo.



Fuente. WELL COMPLETION AND SERVICING, PERRIN, Denis. Francia, 1999.

2.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

Cuando la energía del yacimiento es suficiente para llevar los fluidos del yacimiento al pozo y del fondo del pozo a superficie, se dice que el pozo fluye naturalmente. Sin embargo, la mayoría de los pozos no producen por sí mismos y de allí surge la necesidad de extraer los fluidos mediante energías ajenas al pozo, a lo que se le denomina levantamiento artificial, la cual transfiere energía proveniente de una fuente externa desde la superficie al fluido del reservorio.

Actualmente hay diversos tipos de levantamiento artificial y su selección dependerá principalmente de la rentabilidad, viabilidad y la optimización del funcionamiento teniendo en cuenta el medio ambiente, seguridad y características de los fluidos de producción y del pozo. A continuación, se describirá brevemente los principales sistemas de levantamiento que actualmente existen.

2.2.1 Gas Lift. Este sistema de levantamiento consiste en inyectar gas presurizado a través de espacio anular disponible entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción, enseguida por medio de válvulas especialmente diseñadas y ubicadas en tubos llamados mandriles, este gas ingresa a la columna hidrostática disminuyendo su densidad y por ende también la presión hidrostática mejorando las condiciones de flujo para que al final los fluidos del yacimiento y el gas inyectado lleguen a superficie.

2.2.2 Bombeo Mecánico. Consta de una unidad en superficie que convierte movimiento rotacional de un accionador en un movimiento recíproco de arriba hacia abajo. Este movimiento recíproco es transferido por medio de una sarta de varillas a una bomba de fondo mecánica de pistón. Esta funciona en conjunto con una cámara y una válvula viajera contenida en el pistón y otra contenida en el sistema de anclaje. El pistón al realizar el movimiento hacia arriba abre la válvula fija y cierra la viajera permitiendo un efecto de succión que llena la cámara de fluidos de producción. Al descender el pistón se abre la válvula viajera y se cierra la fija evitando que los fluidos salgan de la cámara y permitiendo llenar el barril por encima del pistón. Esta acción se repite una y otra vez hasta llevar los fluidos a superficie.

2.2.3 Bombeo Cavidades progresivas (PCP). Funciona a partir de un motor (eléctrico o de combustión interna) que acciona un cabezal de rotación en superficie que por medio de una sarta de varillas transmite un movimiento rotativo a una bomba de cavidades progresivas en fondo. Esta bomba consta de un rotor helicoidal y un estator doble helicoidal, que forman cavidades entre ellos. Este rotor al recibir el movimiento rotacional gira de forma excéntrica el cual permite que las cavidades asciendan de tal forma que cuando estén llenas de fluidos de producción los transporten hacia arriba.

2.2.4 Bombeo electrosumergible (BES). Se basa principalmente en la extracción de fluidos por medio de un equipo de bombeo sumergible. Este equipo en fondo es alimentado por energía eléctrica que es convertida en energía mecánica que es a su vez transferida a los fluidos de producción. Este equipo de bombeo está compuesto por un motor sumergible que transfiere un movimiento rotacional proporcionado por la electricidad a una bomba centrífuga multietapa continua a este motor, cada etapa de esta bomba posee un impulsor que se encarga de transferir la energía al fluido, el fluido pasa de una etapa a la siguiente con el fin de transferir suficiente energía a los fluidos de producción para ascender a superficie.

2.2.5 Bombeo hidráulico JET. Un fluido a presión (ya sea agua o petróleo liviano) que es llamado fluido motriz, es bombeado a fondo a la bomba hidráulica tipo JET. En esta bomba el fluido motriz presurizado llega a la boquilla de la bomba que produce una disminución en el área de flujo y a la vez una alta velocidad en el fluido, por lo tanto una reducción en la presión, generando un mayor diferencial que hace que los fluidos de formación ingresen una garganta de diámetro constante y allí se mezcla con el fluido motriz; Enseguida pasa al difusor donde se proporciona una mayor área de flujo transformando la energía cinética nuevamente en potencial que es usada para vencer la presión hidrostática con el fin de llevar ambos fluidos a superficie.

En el Campo Peguita III se usa actualmente el bombeo electrosumergible, pero debido a las condiciones operacionales que se han ido dando, como el aumento del BSW, los métodos de recobro secundario de inyección de agua que se han ido implementando y la aplicabilidad que se observa en la **Tabla 5**, se requiere evaluar un sistema de levantamiento hidráulico ya que se adapta más a las condiciones actuales del campo. Por esto a continuación se va a realizar un mayor énfasis en la explicación teórica del sistema de levantamiento de bombeo electrosumergible e hidráulico JET.

Tabla 5. Aplicabilidad de los sistemas de levantamiento.

VARIABLE	GAS LIFT	B. MECÁNICO	PCP	ESP	JET
Manejo de caudal	Excelentes bajos caudales (<100 BPD). Altos caudales en yacimientos someros.	Excelentes tasas bajas (<100 BPD). Pobre Altas tasas	Excelente Pobre limitación a 2000 BFPD @ 2000 Ft y 200 BFPD @ 5000 Ft.	Pobre (tasas > 400 BFPD) Excelente	300 a 15000 BPD
Manejo de fluidos viscosos	Regular (crudos de 16 API)	Bueno: < 200 Cp a 4000 BFPD, varillas sufren por altas tasas.	Excelente	Pobre (<200 Cp)	Excelente
Temperatura	Excelente (300-320 F)	Excelente (550 F).	Regular (250 F)	Excelente (250-305 F)	100 – 500 F
Manejo de sólidos/Arena	Excelente	Pobre hasta 0,1% de arena	Excelente por encima de 50% de arena	Pobre (<200 ppm, 0.02% arena)	Bueno (< 800 ppm)
Manejo de gas	Excelente (ayuda a reducir la inyección)	Bueno (puede usar separadores o ancla de gas)	Regular si se debe bombear gas	Pobre para gas libre	Excelente
Eficiencia en Pozos desviados	Excelente	Regular (< 70%)	Pobre	Buena	No aplica
Corte de agua	Regular (Eficiencia se reduce por encima de 40%)	No limitaciones	No limitaciones	Excelente (más recomendado)	Buena (requiere de más potencia)
Limitación de profundidad	Regular (función de cantidad y diámetro de válvulas)	Buena (7500 Ft & 500 BFPD, 150 BFPD & 15000 Ft)	Pobre (hasta 5000 Ft)	Limitado al motor (10,000 Ft)	Buena (500' - 15000')
Gravedad crudo	>15 API	>8 API	Solo para API< 40	> 8 API	> 8 API
Eficiencia energética	10% – 30%	45% -60%	40% -70%	35% -60%	10% - 30%
Trabajos completamiento	Wireline o equipo de workover	Workover	Workover	Workover	Hidráulicamente o slickline

Fuente: VILLA,Guillermo. Clase producción II. Universidad América. 2016.

2.3 SELECCIÓN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

La selección de los sistemas de levantamiento más apropiados para el Campo Peguita III, se realizó mediante una matriz de selección teniendo en cuenta los diferentes sistemas de levantamiento anteriormente descritos. Para cada uno de ellos se evaluaron diferentes características teniendo en cuenta las condiciones operativas del Campo Peguita III y así poder determinar la viabilidad de su implementación.

A cada característica de estos sistemas de levantamiento les fue asignado un determinado peso de cero a uno, esto según la importancia y necesidad de esta característica en el Campo Peguita III. Las calificaciones de estos sistemas de levantamiento son con base a la información obtenida anteriormente de cada sistema de levantamiento. A continuación, se mencionan los aspectos a evaluar y se argumenta el peso otorgado a cada una de ellas.

Manejo de agua: para el Campo Peguita III maneja un corte de agua muy alto, entre 76% a 98% a excepción del Pozo E, el cual por su reciente perforación en el año 2015 cuenta con un corte de agua y sedimentos de 1,27%. Es por esto que a este ítem de selección se le otorgó un peso de 0,1.

Manejo de caudales: es importante que el sistema de levantamiento maneje los caudales de producción del Campo en estudio, los cuales oscilan entre 890 y 3100 BFPD. Es por esto que a este ítem de evaluación se otorga un peso de 0,1.

Costos de instalación y extracción: debido a las continuas fallas y la necesidad de mantenimiento de los sistemas de levantamiento, trabajos de extracción de la bomba y su nueva instalación son muy importantes desde el punto de vista financiero. Teniendo en cuenta el costo de estos trabajos y la frecuencia de fallas de cada levantamiento será calificado, esto con un peso de 0,2.

Gravedad API: La gravedad de crudo es igual un factor que se debe tener en cuenta, el Campo Peguita III produce un crudo de en promedio 20,7 °API, y debido a que se debe verificar que el sistema de levantamiento pueda trabajar con este fluido de producción, el cual no es un fluido muy complicado se le otorga un peso de 0,1.

Eficiencia: La disposición de energía no es un problema crucial en el campo debido a que se dispone de la presión del sistema de inyección de agua, y a esto se suma la cantidad de agua de producción disponible para generar energía, es por esto que se le otorga un peso de 0,1.

Control de arena: A pesar que la producción de sólidos no es un problema actual en el campo de estudio, si lo es para el sistema de levantamiento actual, el cual es vulnerable a fallas a causa de este. Se evaluará este factor con un peso de 0,1.

Vida útil: Es un factor influyente en la frecuencia con la que se deben hacer nuevos trabajos de instalación y mantenimiento de equipos. Teniendo en cuenta el alto costo de estos trabajos, es de importancia que la vida útil del sistema de levantamiento sea prolongada, por esto se otorgó un peso de 0,2.

Consumo de energía: Este parámetro de evaluación se refiere al costo de operación, teniendo en cuenta la forma en que requiere la energía cada uno del sistema de levantamiento artificial y su precio actual. Se le otorgó un peso de 0,1 por su equivalente importancia con respecto a los demás parámetros.

Hubo otras características que no se evaluaron en esta matriz de selección, debido a que no harían alguna diferencia entre los sistemas de levantamiento o no son relevantes en las condiciones operativas del Campo Peguita III.

Tabla 6. Matriz de selección sistemas de levantamiento en el Campo Peguita III.

CARACTERISTICA		GL	PCP	ESP	BM	JET
Manejo de agua	0,1	4/10	8/10	10/10	8/10	8/10
Manejo de caudales	0,1	7/10	7/10	5/10	5/10	7/10
Costos instalación	0,2	4/10	4/10	4/10	4/10	9/10
Gravedad API	0,1	10/10	8/10	10/10	10/10	10/10
Eficiencia	0,1	3/10	5/10	5/10	4/10	2/10
Control de arena	0,1	9/10	9/10	5/10	5/10	8/10
Vida útil	0,2	8/10	4/10	5/10	8/10	9/10
Consumo de energía	0,1	7/10	6/10	6/10	6/10	4/10
TOTAL		6.4/10	5.9/10	5.9/10	6.2/10	7.5/10

0-4	Malo
5-7	Regular
8-10	Bueno

Fuente. Cepsa. 2016 (Modificado por los autores)

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en la **Tabla 6**, se puede afirmar que tanto el gas lift, bombeo mecánico y bombeo hidráulico tienen una buena aplicabilidad al Campo Peguita III. Debido a que el sistema de levantamiento actual es totalmente electrosumergible se evaluará su reemplazo por un levantamiento hidráulico tipo JET, que como se observó en la matriz de selección, es el que mayor compatibilidad con las condiciones operativas del campo en estudio.

Se recomienda también analizar la viabilidad técnico financiera de implementar un sistema gas lift en el Campo Peguita III, teniendo en cuenta su calificación en la matriz de selección. Por ahora se evaluará la implementación únicamente del

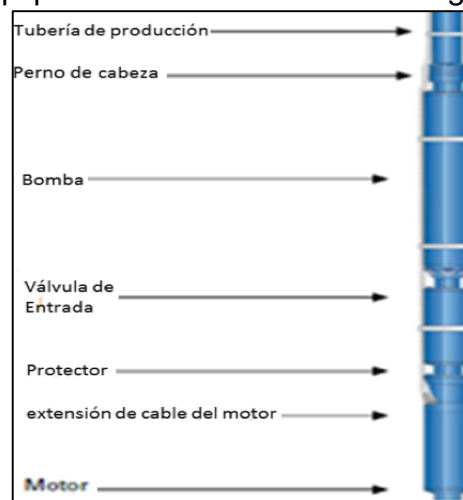
sistema de levantamiento hidráulico tipo JET como se ha mencionado anteriormente, con el fin de determinar la viabilidad técnica y financiera de aprovechar la energía que trae actualmente el agua de producción en un sistema de levantamiento.

2.3 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ELECTROSUMERGIBLE

El sistema de levantamiento electrosumergible utiliza una bomba centrífuga ensamblada junto con un motor ubicados en fondo, esta bomba otorga energía al fluido de producción a partir de la energía eléctrica tomada por el motor, este método de levantamiento es muy utilizado en pozos medianamente profundos. Según Schlumberger “en el bombeo electrosumergible de petróleo pesado ha sido diseñada una bomba con configuraciones de álabes y aletas para disminuir pérdidas friccionales y evitar la disminución de la eficiencia de la bomba causadas por la viscosidad de este petróleo”³⁰. Para su aplicación es importante analizar todas las condiciones operativas del campo con sus respectivos requerimientos de potencia y energía.

2.3.1 Equipos de bombeo electrosumergible de fondo. Una bomba electrosumergible consiste en un sistema de bomba centrífuga, protector, motor y más accesorios que van debidamente adecuados para la producción de agua o petróleo a través de la tubería. En la **Figura 9** se puede observar los equipos de subsuelo requeridos para el levantamiento.

Figura 9. Equipos de bombeo electrosumergible de fondo.

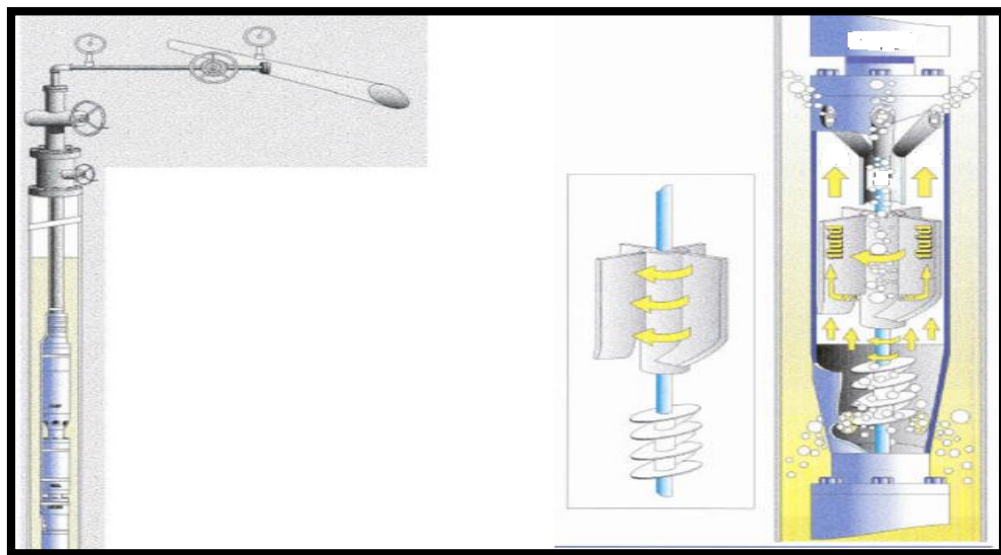


Fuente: Schlumberger. Electrical Submersible Pump Manual for Clients.2010

³⁰ SCHLUMBERGER. ESP. Oilfield glossary. [Citado el 04 de abril de 2016]. Bogotá. [En línea]. Recuperado de < <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/e/esp.aspx> >.

2.3.1.1 Bomba centrífuga. Es una máquina que hace girar el fluido con un impulsor giratorio, como muestra la **Figura 10**, estas contienen un número seleccionado de impulsores equipados con paletas, todo este equipo accionado por un motor eléctrico. El número de etapas determina la carga total generada y la potencia requerida. Este tipo de bomba es fabricada en diferentes materiales dependiendo de las condiciones operativas del pozo por ejemplo resistente a la arena. Cada etapa provee una altura de levantamiento de fluido. Ejemplo si para producir 2500 barriles tenemos una carga dinámica de 3000 pies y la bomba seleccionada levanta 30 pies por etapa, el número total de etapas requeridas es $3000 \text{ pies} / 30 \text{ pies/etapa} = 100 \text{ etapas}$.

Figura 10. Bomba Centrífuga.

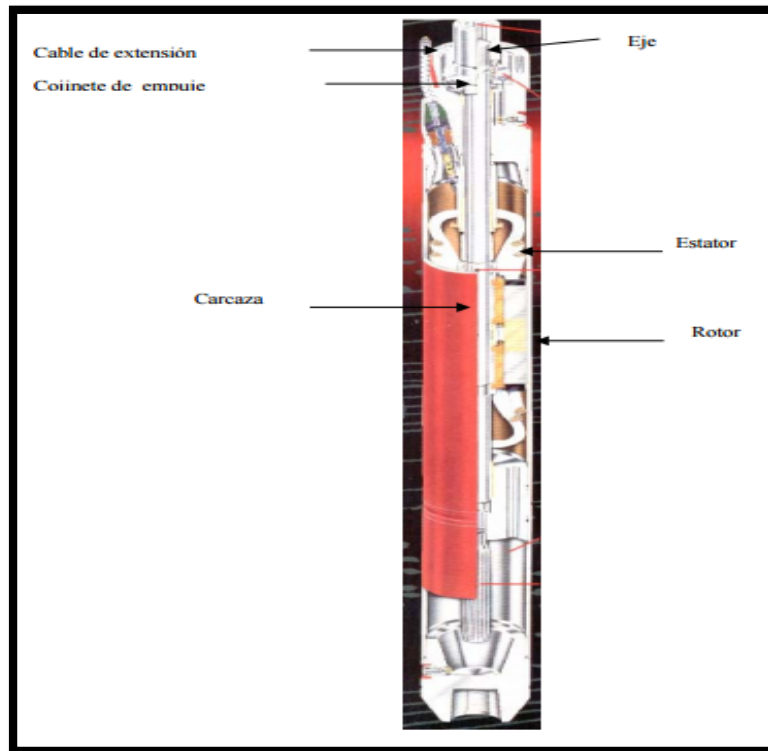


Fuente: Schlumberger. Electrical Submersible Pump Manual for Clients.2010

2.3.1.2 Motor electrosumergible. Es un motor trifásico, es de tipo inducción o imanes permanentes y se encuentra refrigerado y lubricado por aceite en su totalidad. Resiste altos valores de torsión sin sobrecargar la línea eléctrica. La posición de este debe estar por encima del fluido que entra al pozo, preferiblemente ubicado en sitios con baja desviación repentina. Sí la instalación se hace frente a los perforados se debe instalar una camisa al motor para protegerlo. Bajo condiciones normales de operación, el motor opera aproximadamente a 3500 rpm a 60 Hz, 2915 a 50 Hz³¹. En la **Figura 11** se muestran las partes del motor y en **Tabla 7** se encuentran las descripciones y las bombas según Schlumberger.

³¹ ESP OIL INTERNATIONAL TRAINING GROUP. BOMBA ELECTROSUMERGIBLE. WorkShop International. [Citado el 04 de abril de 2016]. Bogotá. [En línea]. Recuperado de <<http://sb5d8e4489ff1fa7d.jimcontent.com/download/version/1446514416/module/9649947552/name/libro1.pdf>>.

Figura 11. Motor electrosumergible y sus partes



Fuente: ESP OIL. Bombeo Electrosumergible: Diseño, Optimización y Trouble Shooting. WorkShop International. 2004.

Tabla 7. Descripciones y nombres de las bombas

Type	Series	Pump "OD"	CSG. "ID"
A	338	3.38"	4 ½"
D	400	4.00"	5 ½"
G	540	5.13"	6 5/8"
S	538	5.38"	7"
H	562	5.63"	7"
J	675	6.75"	8 5/8"
L	738	7.25"	9 5/8"
M	862	8.63"	10 ¾"
N	950	9.5"	11 ¾"
P	1125	11.25"	13 3/8"

Fuente: Schlumberger. Electrical Submersible Pump Manual for Clients.2010

2.3.2 Equipos de bombeo electrosumergible de superficie. El sistema de bombeo electrosumergible necesita de una fuente de alimentación de frecuencia variable para los motores electrosumergibles y tener la posibilidad de variar la velocidad para controlar la velocidad del motor. A medida que cambian las características de los pozos, el variador se utiliza para controlar las condiciones de cabeza y aumentar la salida de fluido. El equipo es mostrado en la **Figura 12**.

Figura 12. Equipos de bombeo electrosumergible de superficie



Fuente: Schlumberger. Electrical Submersible Pump Manual for Clients.2010

2.3.2.1 Generador eléctrico. El diseño del equipo debe ser confiable debido a que utiliza convertidores electrónicos para la variación de la frecuencia; también debe trabajar en paralelo con otras unidades y soportar cargas mínimas y máximas sin que se vea afectado su comportamiento, como se muestra en la **Figura 13**. El valor de voltaje y generación debe ser mayor (entre veinte y treinta por ciento) al que se encuentra conectado al generador; su temperatura no debe exceder el valor que indican las normas de la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (NEMA) y el Instituto Americano de Petróleo (API).

Figura 13. Generador Electrico



Fuente: Schlumberger. Electrical Submersible Pump Manual for Clients.2010

2.3.2.2 Variadores de frecuencia. Para la buena selección del variador de frecuencia es necesario conocer el número de pulsos y tecnología del mismo; las especificaciones para la entrada y salida del variador. Los variadores de frecuencia traen grandes beneficios al sistema; extienden la vida operativa; mejora la eficiencia, puede mejorar la producción del pozo dependiendo de las condiciones operativas, proporciona un arranque suave, hace posible un funcionamiento flexible a distancia, elimina la necesidad de un estrangulador hidráulico en la boca de pozo y permite ajuste fino de la producción evitando daño al yacimiento, como se muestra en la **Figura 14.**

Figura 14. Variadores de frecuencia



Fuente: Schlumberger. Electrical Submersible Pump Manual for Clients.2010

2.3.2.3 Transformadores. Los transformadores se basan en el principio de funcionamiento de que la energía eléctrica puede ser transferida por inducción mutua de un devanado a otro; en tanto a eso se tienen dos devanados uno primario y otro secundario y el número de vueltas en comparación de ambos bobinados determina la cantidad de tensión a través del devanado entero. En la **Figura 15** se muestra un transformador REDA.

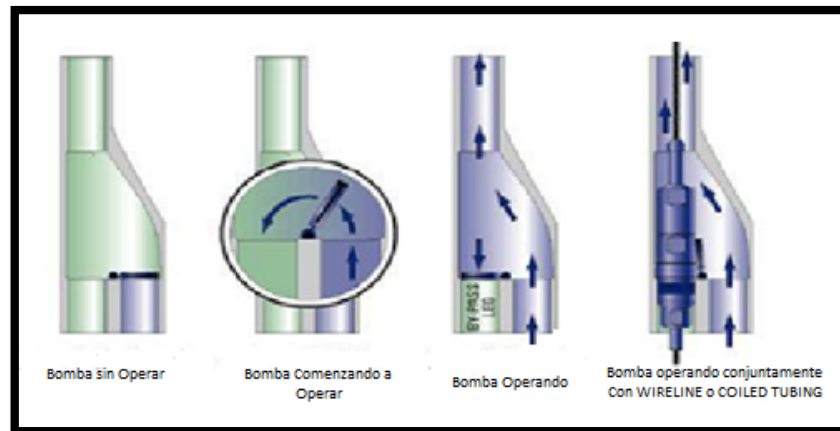
Figura 15. Transformador Marca REDA



Fuente: Schlumberger. Electrical Submersible Pump Manual for Clients.2010

2.3.3 Sistema By-Pass. Tiene forma de una herramienta en Y, la cual tiene una conexión individual a la cadena de producción y permite el paso de las herramientas de registro de pozo, además una conexión que permite suspender la bomba electrosumergible. Las nuevas tecnologías nos muestran este tipo de herramientas que funcionan de forma automática al paso de herramientas de registro o cuando el pozo se encuentra en producción. Tal como lo muestra la **Figura 16**.

Figura 16. Herramienta automática en forma de Y



Fuente: Schlumberger. Electrical Submersible Pump Manual for Client.

2.3.4 Diseño bomba electrosumergible. Los criterios de diseño de la bomba se basan en información empírica y procesos de cálculo con el fin de predecir su rendimiento. Su capacidad de manejo de altos volúmenes, facilidad de operar en superficie, trabajar en profundidades altas, la hace atractiva en muchos pozos.

La capacidad de levantamiento de la bomba electrosumergible depende de tasa deseada, profundidad de asentamiento de la bomba, diámetro de revestidor y viscosidad del fluido.

Es necesario considerar el gas libre que se produce durante el levantamiento, porque de este depende la utilización de un separador de gas. Un porcentaje de gas libre normal para una operación es del 10%, si es mayor será necesario implementar el separador para el manejo de este.

El número de etapas de la bomba dependerá en gran cantidad de la altura dinámica del fluido, pérdidas por fricción en la tubería y la capacidad de levantamiento de la bomba. Para la determinación de la potencia del motor se debe tener en cuenta el número de etapas, la carga del motor y la gravedad específica de la mezcla líquida.

Finalmente, el cálculo de la potencia del motor, permitirá la selección del cable y los kilovatios necesarios para seleccionar el cable y el transformador.

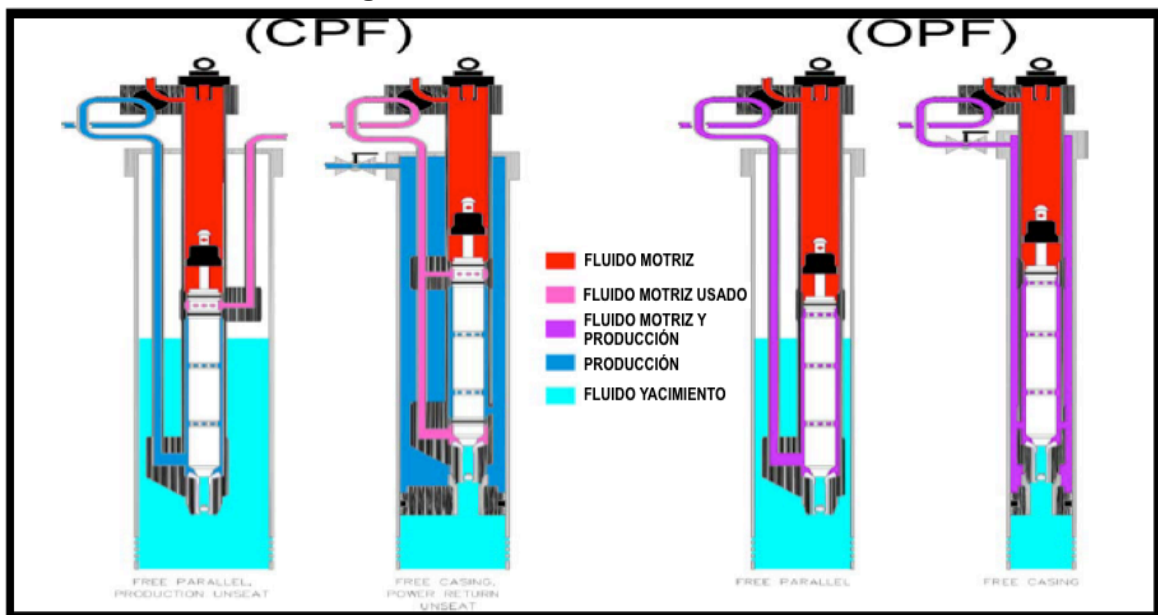
2.4 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO HIDRÁULICO

Este sistema de levantamiento consiste en transmitir energía de la superficie a la bomba de subsuelo a través de un fluido, estas bombas usan la presión de este fluido y su volumen para llevar los fluidos producidos por el pozo a superficie. El fluido motriz puede ser agua o crudos más livianos que pueden provenir del mismo pozo. En la mayoría de los casos los fluidos se limpian mediante un sistema de acondicionamiento para luego ser almacenados para la inyección en el pozo por medio de una bomba multiplex. Por otro lado, en el subsuelo se encuentran las bombas hidráulicas, ya sean reciprocantes o tipo jet que otorgan gran aplicabilidad al sistema y buena eficiencia.

Estas bombas hidráulicas pueden ser aplicadas a una amplia variedad de condiciones de pozo, la empresa Oilwell Hydraulics, Inc.³² afirma que se han usado bombas en profundidades desde unos pocos cientos de pies hasta 20.000 pies; por otro lado su producción puede variar entre 100 BPD a 100.000 BPD. Además, como se mencionó anteriormente, poseen gran versatilidad, tanto en el diseño de la configuración de superficie como en el diseño de los equipos de subsuelo.

2.4.1 Sistemas del fluido motriz. Se encuentran dos principales sistemas de circulación del fluido motriz usado en el bombeo hidráulico: Sistema de fluido motriz abierto y cerrado, tal como muestra la **Figura 17**.

Figura 17. Sistemas de fluido motriz



Fuente: Oilwell Hydraulics, INC. Manual de entrenamiento bombeo hidráulico.

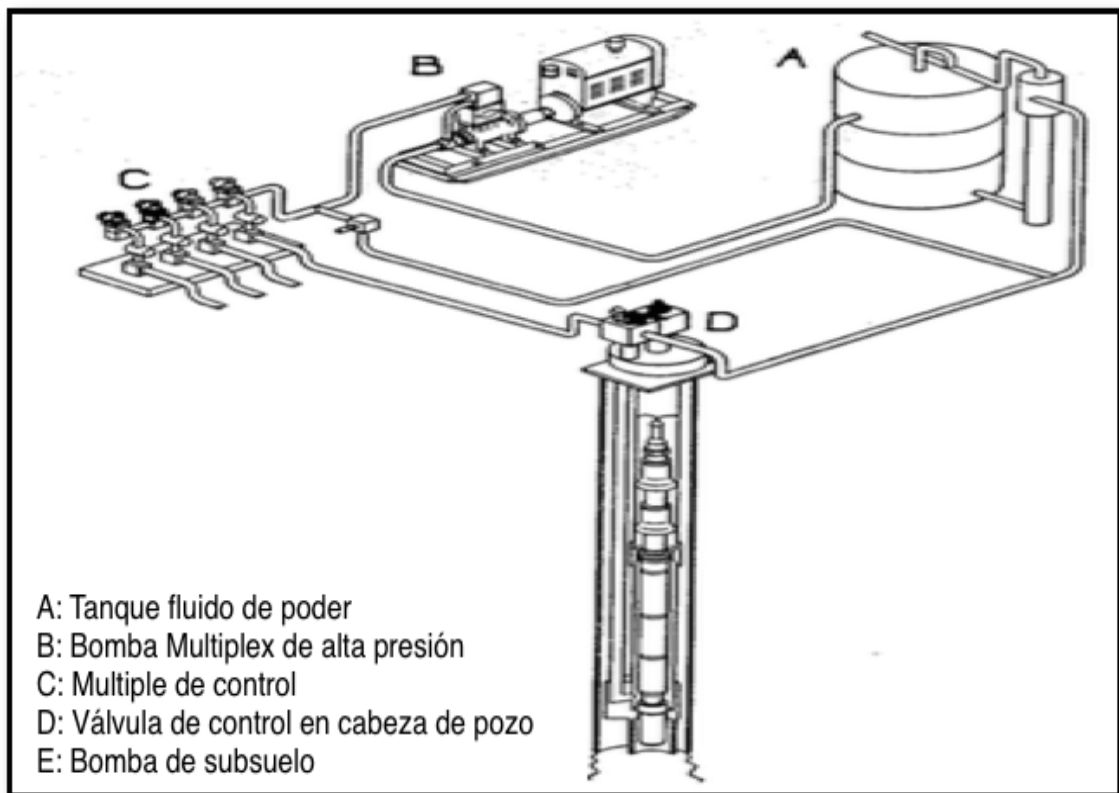
³² OILWELL HYDRAULICS, INC., Hydraulic pumping training manual.

2.4.1.1 Sistema de fluido motriz abierto (OPF). Este sistema permite que el fluido motriz se entremezcle con los fluidos a producir y retornan a la superficie a través de una tubería en común, ya sea través de una tubería de producción paralela o a través de la región anular. Ofrece simplicidad y economía sobre el resto de diseños.

2.4.1.2 Sistema de fluido motriz cerrado (CPF). Mantiene el fluido motriz separado del fluido de producción debido a que los fluidos del yacimiento y el motriz, poseen cada uno su propia tubería de circulación, es usado para minimizar el tratamiento de los fluidos cuando el fluido motriz no es semejante o compatible con los fluidos del yacimiento.

2.4.2 Equipos de superficie. Para el sistema de levantamiento hidráulico se requieren diferentes equipos en superficie para generar y transmitir la energía al fluido a extraer, como se observa en la **Figura 18** los equipos como el cabezal de pozo, la bomba de superficie, múltiple de control, tanque almacén y sumado a estos, algunas válvulas de seguridad y control.

Figura 18. Instalación típica sistema de bombeo hidráulico.



Fuente: Petroleum engineering handbook, hydraulic pumping.

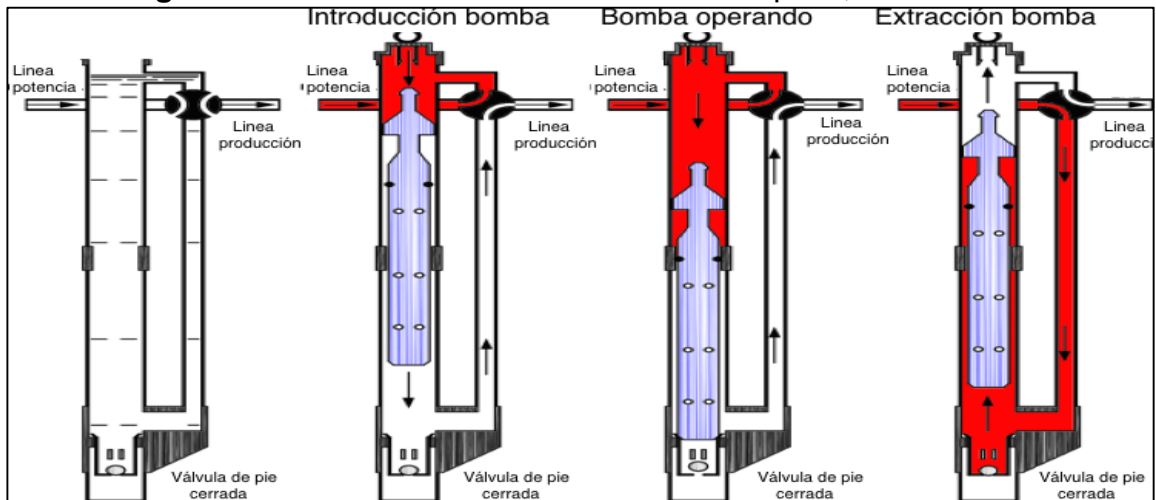
2.4.2.1 Bomba superficial. Bombas de acción recíproca que constan de un terminal de potencia y un terminal de fluido, pero el requerimiento mayor de potencia ha llevado a reemplazar estas bombas multiplex por motores eléctricos, diésel o de gas natural, como se muestra en la **Figura 19**. Los sistemas de accionamiento como engranajes y transmisiones de velocidad variable añaden flexibilidad al sistema. En promedio estas bombas en bombeo hidráulico operan entre 2000 y 4000 psi y requieren inyección de fluido de alrededor de 3000 BPD lo que al final resultan entre 100 a 200 HP.



Fuente. Perenco. Curso bombeo hidráulico. 2013.

2.4.2.2 Cabezal de pozo. Debe ser apto para por lo menos 5000 psi debido a que está expuesto a la presión del fluido motriz, además posee válvulas cuatro vías para un control de los fluidos como se observa en la **Figura 20**, con el fin de realizar la introducción y extracción de la bomba hidráulicamente. De igual manera proporciona soporte a la tubería de producción.

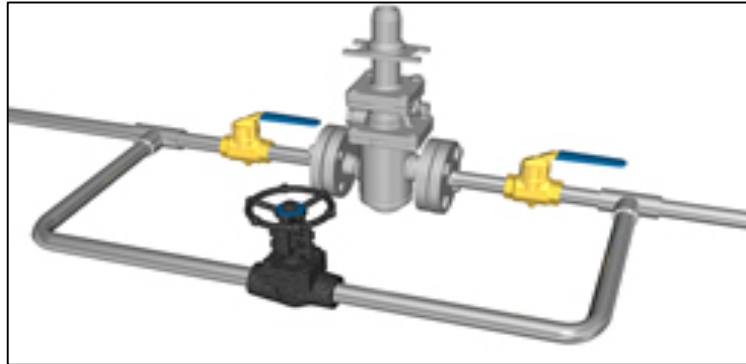
Figura 20. Válvula cuatro vías en cabezal de pozo, bombeo Jet.



Fuente. Perenco. Curso bombeo hidráulico. 2013

2.4.2.3 Controlador de presión constante. Dispone de un sistema de bypass automático para mantener una presión de inyección constante a la bomba de subsuelo. La presión puede verse afectada por cambios en el sistema de carga. Si la presión aumenta se activa un pistón que causa que la válvula dentro del controlador envíe fluido por bypass y así mantener la presión constante. Igualmente debe estar diseñado para trabajar en presiones superiores a 5000 psi, como se muestra en la **Figura 21**.

Figura 21. Válvula controladora de presión.

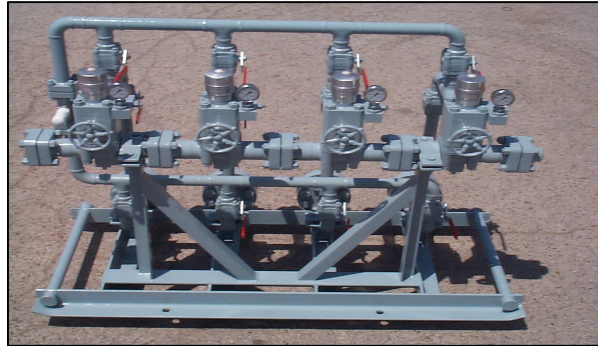


Fuente. Perenco. Curso bombeo hidráulico. 2013

2.4.2.4 Controlador de flujo constante y medidor de flujo. Se usa especialmente para las bombas hidráulicas tipo pistón para proporcionar un servicio continuo. Es diseñado para mantener la velocidad de flujo constante independientemente en los cambios de las condiciones en el fondo de pozo y debe ser ubicado aguas debajo del controlador de presión constante. El medidor de flujo provee información de la tasa de flujo que es importante para la resolución de problemas y prácticas de optimización.

2.4.2.5 Múltiple de control del fluido de potencia. Varios pozos pueden ser bombeados desde una misma central de potencia, como se muestra en la **Figura 22**, el múltiple es usado para distribuir la cantidad correcta del fluido de potencia y la presión a cada uno de los pozos. Un controlador de presión constante regula la presión en el múltiple, y luego el fluido de potencia a cada pozo se regula mediante un controlador de flujo constante.

Figura 22. Múltiple de control del fluido de potencia



Fuente. Perenco. Curso bombeo hidráulico. 2013

2.4.2.6 Tanques de almacenamiento, tanques de lavado y separadores.

Cuando se utiliza petróleo como fluido de potencia en un sistema abierto, dicho fluido se obtiene de tanques de almacenamiento o de oleoductos, de donde se suministran al sistema de bombeo o de distribución. Si se está en un sistema cerrado, el fluido de potencia, bien sea agua o petróleo es manejado en un circuito cerrado, como se muestra en la **Figura 23**, el cual debe disponer de su propio tanque de almacenamiento y equipo de limpieza de sólidos. Estos equipos operan independientemente de las operaciones en las estaciones de producción.

Figura 23. Tanque de almacenamiento y separador.



Fuente. Perenco. Curso bombeo hidráulico. 2013

2.4.3 Equipos del subsuelo. Los equipos que van en fondo para el sistema de levantamiento hidráulico se describen a continuación.

2.4.3.1 Ensamblaje de fondo (BHA). Ensamblaje de accesorios que deben ser unidos al final de la sarta de producción con el fin de recibir la bomba hidráulica y consiste en un zapato de asentamiento y uno o más empaques selladores. Su material debe ser muy resistente a la corrosión debido a la cavitación generada por la bomba. Este ensamblaje de fondo será función del tipo de sistema de bombeo que se vaya a utilizar, fijo o libre. La profundidad del BHA debe ser lo máximo que la bomba permita.

a) Sistema de bombeo libre. La bomba se introduce por la tubería del fluido motriz y esta se encuentra libre para circular entre el fondo y la superficie por medio de esta tubería.

Bomba libre tipo paralelo: Se instalan tuberías individuales de fluido motriz y de producción.

Bomba libre tipo tubería de producción: La bomba hidráulica se desplaza dentro del pozo con el fluido motriz, pero en este tipo de instalación no existe una segunda tubería dentro del pozo.

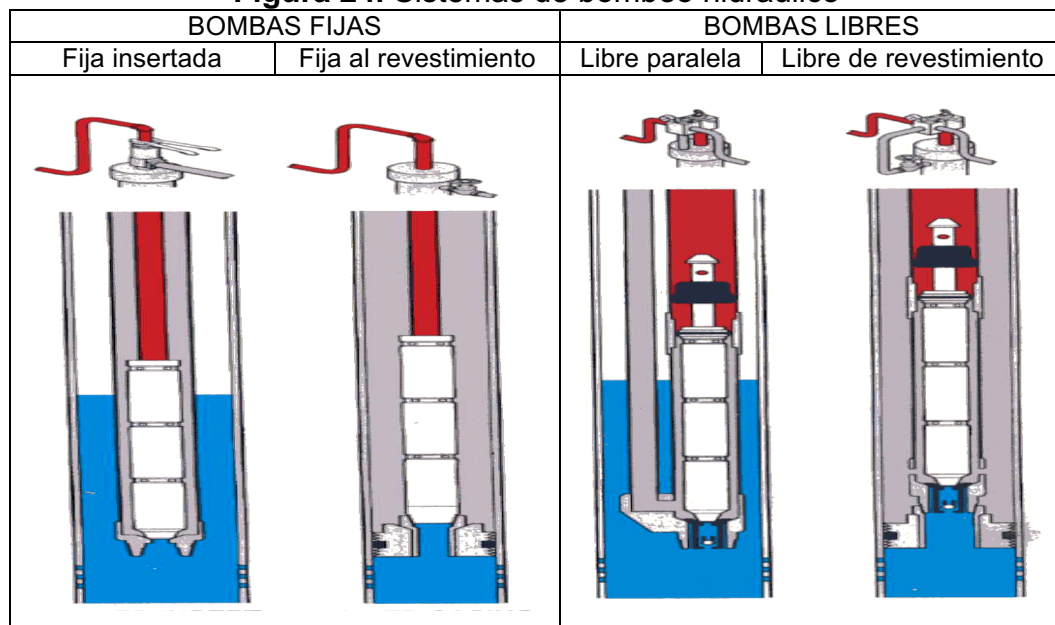
b) Sistema de bombeo fijo. La unidad de bombeo está unida mecánicamente con la tubería de fluido motriz y se instala en el pozo unido a la sarta, cuando falla el equipo se tiene que cambiar utilizando una unidad de reacondicionamiento.

Bomba fija insertada: La bomba está conectada a la tubería de inyección que se introduce en la tubería de producción, la cual lleva una zapata en su extremo inferior donde se asienta la bomba.

Bomba fija al revestimiento: Permite manejar un volumen de producción alto, la bomba va conectada en el extremo inferior de la tubería de producción y en el otro extremo la unidad de bombeo lleva un empaque recuperable que permite fijarla en el revestimiento.

Los sistemas Fijos y Libres se muestran en la **Figura 24**.

Figura 24. Sistemas de bombeo hidráulico



Fuente: Solipet, (2009). Manual de bombeo hidráulico.

2.4.3.2 Válvula de pie. Válvula sentada en el zapato del ensamblaje de fondo para que quede ubicada bajo la bomba y servir como una válvula de retención para el flujo de fluido desde el reservorio a la bomba. También previene la pérdida de líquidos durante la recuperación de la bomba y posee un asiento metálico de la bomba y otro para sellar su propio asiento.

2.4.3.3 Grabadores de presión. Son adaptados a la válvula de pie o directamente a la bomba, con el fin de proveer información de la presión en fondo a diferentes tasas de producción.

2.4.4 Fluido de potencia. El éxito y el funcionamiento económico de cualquier sistema de bombeo hidráulico depende de la eficacia del sistema de acondicionamiento y suministro de fluido de potencia. La presencia de gas, sólidos abrasivos en el fluido de motriz afectan la operación y el desgaste de los equipos de superficie y subsuelo. La limpieza del fluido de potencia es más crítica para el rendimiento de la bomba de pistón. La bomba de chorro tiene una mayor tolerancia a los líquidos sucios.

Este fluido debe ser analizado periódicamente para detectar los cambios y ayudar en el diagnóstico del funcionamiento de la bomba y el análisis de fallos. El agua se utiliza más a menudo debido a la seguridad y las consideraciones ambientales. Los sistemas de filtros están disponibles para el tratamiento de fluidos de potencia, pero estos no son prácticos en pozos con parafina o asfáltenos. Mientras que para la eliminación de sólidos y arena el tratamiento más común es la separación por gravedad.

Este puede ser circulado de manera directa inyectando por la tubería de producción y produciendo por anular o de manera indirecta, inyectando por anular y produciendo por la tubería de producción.

En el caso del Campo Peguita III se evaluará la utilización del agua de producción como fluido motriz, después de su tratamiento.

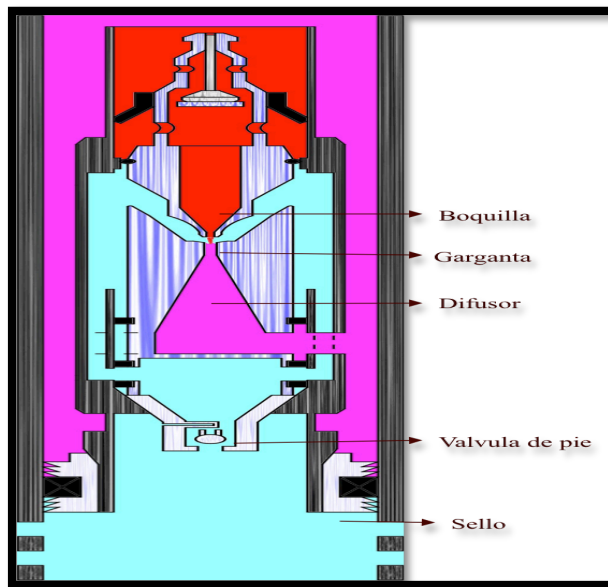
2.4.5 Bomba hidráulica tipo JET. Como se ha anunciado anteriormente la bomba tipo jet es un tipo de bomba hidráulica que convierte el fluido presurizado, en un chorro de alta velocidad que se mezcla directamente con los fluidos del pozo. En el proceso de mezcla turbulenta, el fluido hidráulico genera momentum y transmite energía a los fluidos producidos, llevando la mezcla a superficie.

La acción de bombeo se logra a través de la transferencia de energía desde el fluido de potencia a los fluidos del pozo. El fluido de potencia de alta presión pasa a través de una boquilla, donde su energía potencial (presión) se convierte en energía cinética en forma de una corriente de chorro de alta velocidad. Así los fluidos alrededor de la salida de la boquilla se entremezclan con la corriente de chorro en

el tubo de mezcla llamado la garganta. El impulso del fluido de potencia se transfiere a los fluidos del pozo. La mezcla pasa entonces a través de una zona en expansión llamada difusor para convertir la energía cinética de la mezcla a la presión estática haciendo más lento el flujo a través del aumento del área de flujo. La presión de la mezcla debe ser suficiente para alcanzar la superficie.

En la **Figura 25** se puede observar con una mejor perspectiva la ubicación de cada una de las partes de la bomba hidráulica tipo jet.

Figura 25. Interior de la bomba hidráulica tipo Jet.



Fuente: Petroleum engineering handbook, hydraulic pumping

2.4.6 Diseño bomba hidráulica tipo JET. Los criterios de diseño de la bomba de chorro se basan en información empírica y procesos de cálculo iterativo con el fin de predecir su rendimiento. Su construcción robusta, fiabilidad y capacidad de volumen hace atractivos en muchos pozos.

La capacidad de levantamiento de la bomba jet depende de las dimensiones de la garganta y de la boquilla y de la relación de áreas entre ellas. Si las garganta y boquillas son más grandes proporcionan una capacidad de flujo mayor. La relación de área entre la boquilla y la zona de la garganta determina la relación entre la presión y velocidad de flujo.

Una gran carga se obtiene de bombas de bajo flujo, cuando la boquilla es 60% del área de la garganta hay menos área de flujo alrededor de la boquilla para que los fluidos del pozo puedan entrar, lo que conduce a la baja capacidad de la tasa de producción en comparación con la tasa del fluido de potencia, pero daría lugar a una menor presión de inyección por lo que sería necesario una boquilla más

pequeña. Esto se usa en pozos profundos con altos requerimientos de levantamiento.

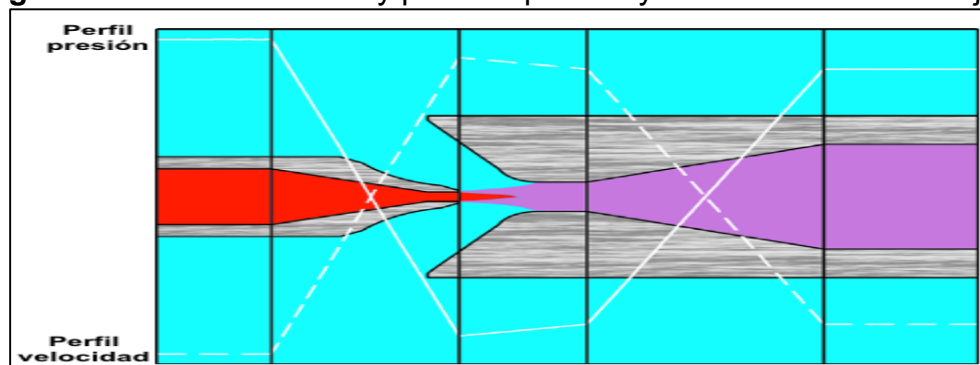
Una carga baja se obtiene de bombas de alto flujo; cuando la boquilla es 20% del área de la garganta hay más área de flujo alrededor de la boquilla para que los fluidos del pozo puedan entrar. Esto conduce a una alta capacidad de producción en comparación con la tasa de fluido de energía, pero se necesitarán presiones de inyección más altas para cumplir con un requisito de levantamiento.

Los sistemas de bombeo hidráulico se limitan a presiones máximas de inyección de 5.000 psi, no es práctico considerar presiones más altas porque se toma un riesgo alto de accidentes industriales. En casos extremos que intentan producir un pozo con una boquilla demasiado pequeña da como resultado la circulación de solamente fluido de potencia. El área disponible para los fluidos del pozo debe ser suficiente para evitar la cavitación, y la boquilla lo suficientemente grande para proporcionar el ascenso con presión de inyección aceptable (**2000-4000 psi**).

La combinación de boquilla y garganta más eficiente, será cuando se bombee la cantidad de fluidos de pozo deseada con la potencia más baja; Por esto las combinaciones de áreas de estrangulamiento a las áreas de boquillas ofrecen una amplia gama de capacidades de levantamiento.

El área de la garganta y de la boquilla de flujo define el área de anillo de garganta, donde los fluidos del pozo deben entrar en la bomba. Cuanto menor sea el área de la garganta anular más alta es la velocidad de una velocidad de flujo de fluido del pozo. La presión estática del fluido disminuye a medida que el perfil de la velocidad aumenta como se observa en la **Figura 26**. Presiones estáticas pueden llegar por debajo a la presión de vapor del fluido a altas velocidades lo que provoca la cavitación, un efecto esencial que hay que evitar al máximo debido a que erosiona la garganta de la bomba.

Figura 26. Funcionamiento y perfil de presión y velocidad en bombas jet.



Fuente: Oilwell Hydraulics, INC. Manual de entrenamiento bombeo hidráulico.

Una gran selección de combinaciones entre la garganta y la boquilla proporcionan una solución para encontrar la mejor área anular para una aplicación determinada. Esta combinación debe proporcionar velocidades de fluido óptimas con la boquilla que provee los requerimientos de la elevación necesaria. Cada boquilla se puede combinar con cinco o más gargantas para obtener diferentes características de carga.

La instalación de la boquilla y la garganta puede ser en directa como se muestra en la **Figura 27** o en inversa como se muestra en la **Figura 28**. Cuando la configuración es en directa el fluido motriz es inyectado por la tubería de producción y el fluido de producción por el anular; en inversa se inyecta el fluido motriz por el anular y se producen los fluidos del reservorio por la tubería de producción.

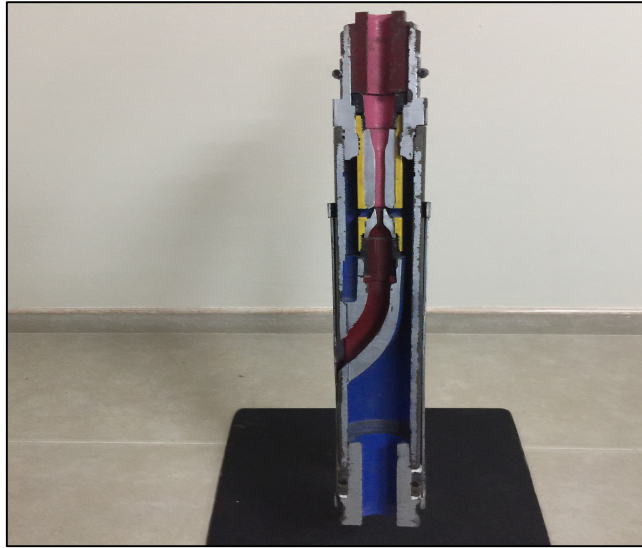
La diferencia entre la inyección en directa o en inversa es que en la boquilla y la garganta se invierten dentro del cuerpo de la bomba y se adicionan unos retenedores para que los esfuerzos queden centrados tanto en la boquilla como en la garganta.

Figura 27. Instalación boquilla y garganta en directa.



Fuente: CEPESA. Departamento WPT, 2016.

Figura 28. Instalación boquilla y garganta en inversa.



Fuente: CEPSA. Departamento WPT, 2016.

2.5 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO EN EL CAMPO PEGUITA III

Actualmente todos los pozos productores ubicados en el Bloque Caracara y específicamente en el Campo Peguita III se encuentran operando en su totalidad con el sistema de levantamiento bombeo electrosumergible, comprados a diferentes proveedores como Schlumberger, General Electric y Centrilift. En informes de la empresa CEPSA³³ hay información de cada pozo como se resume a continuación en todo lo que tiene que ver con su respectivo sistema de levantamiento en los pozos productores.

- El pozo A inició producción el 05 de septiembre de 2005. El 14 de noviembre se inicia un reacondicionamiento de pozo para efectuar una cementación remedial en la unidad C7-M, posteriormente se procedió a abrir de nuevo la unidad y bajar bomba electrosumergible. En el año 2011 se intervino el pozo para realizar un cambio de bomba electrosumergible por falla eléctrica.
- El pozo B inició producción el 11 de febrero de 2013 con la bomba electrosumergible S6000N de 71 etapas.
- El pozo C inició producción el 14 de abril de 2015 con la bomba electrosumergible SN3600 de 68 etapas.
- El pozo D inició producción el 05 de septiembre de 2014 con sistema de levantamiento artificial con bomba electrosumergible S6000N de 65 etapas.
- El pozo E inició producción a principios del 2016 con bomba electrosumergible Flex 47.

³³ CEPSA. Inicio de Explotación Campo Peguita III. Junio 30 de 2015

La **Tabla 8** muestra las estadísticas de desempeño de los diferentes fabricantes de las bombas electrosumergibles, en las cuales es posible apreciar la vida útil que presenta en promedio cada bomba y contemplar la susceptibilidad del sistema de levantamiento electrosumergible a las fallas.

Tabla 8. Estadísticas de desempeño Bombas electrosumergibles.

Fabricante	Tiempo Medio de Falla (días)	Tiempo Medio de Falla (días)(cens.)	Tiempo Medio Entre Fallas (días)	Tiempo de vida promedio (días)	Equipos actualmente instalados	Equipos que se han corrido
Reda	745	1,988	444	490	67	284
WG/G.E	519	1,016	352	985	16	110
Centrilift	589	1,57	501	749	7	66

Fuente. CEPISA. 2016. Elaborado por los Autores.

Recordando que las fallas en las bombas electrosumergibles en el Campo Peguita III se presentan en los equipos por: falla eléctrica en un 75% (fases aterrizadas, cortos internos), por falla mecánica en un 24% (eje roto, falla de sellos) y por arenamientos de pozo en 1%.

En el Campo Peguita III CEPISA ha eliminado el uso de bombas Slim o ultraslim para operación permanente debido a los limitados caudales que pueden ser manejados con esos equipos, por esto el uso de la Y-Tool para selectividad será contrastado con los beneficios en producción y se optará por producción secuencial convencional de capas de alto potencial.

Al instalarse estas bombas electrosumergibles se hicieron algunas recomendaciones como la eliminación de bandas para el amarre del cable de potencia, correr Caliper para verificar cambios en el tamaño y condiciones del revestimiento y posteriormente Scrapper con Broca para corregir alguna deformidad.

De igual manera de la **Figura 29** a **Figura 33** también se puede observar la configuración de subsuelo de este sistema de levantamiento electrosumergible en cada uno de los pozos del Campo Peguita III.

2.6 ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS DEL CAMPO PEGUITA III

La inyección de agua es usual como método de mantenimiento de presión del yacimiento, pero en caso del Campo Peguita III se realiza una inyección del agua con fines de disposición, es decir que para evitar un vertimiento superficial de agua de producción se está reinyectando al subsuelo sin fines de algún tipo de recobro. Es por esto que se pueden distinguir dos tipos de pozo: inyectoros y productores.

Recordando que para el Campo Peguita III los pozos A, B, C, D, y E corresponden actualmente a pozos productores y cuyos estados mecánicos se pueden observar a continuación de la **Figura 29** a **Figura 33**.

La inyección de agua en el Campo Peguita III se realiza a manera de disposición y actualmente se hace por medio del pozo F, que inicialmente inició como pozo de tipo productor, pero a medida que cambiaron sus condiciones de producción se convirtió a inyector y es así como aparece en su estado mecánico actual que se puede observar en la **Figura 35**.

2.6.1 Estado Mecánico del Pozo A. Como se muestra en la **Figura 29** el completamiento del pozo se realizó el 31 de agosto de 2005 y su estructura se define a continuación; se cementó primera fase con tubería de 13 3/8" hasta una profundidad de 30' con una elevación de terreno de 659,5' y una elevación de la mesa rotaria de 676,5'; se continuó con una segunda fase de revestimiento 9 5/8" hasta una profundidad de 256', por último se bajó revestimiento de 7" desde superficie hasta la profundidad de 5720'; se realizó reacondicionamiento y se bajó tubería de producción de 3 1/2" desde superficie hasta 2190'; se realizó cañoneo de la zona C7-M desde 5472' hasta 5480', se bajó bomba electrosumergible desde 2254' hasta 2269' con motor desde 2288' hasta 2303'. La configuración de este pozo es vertical.

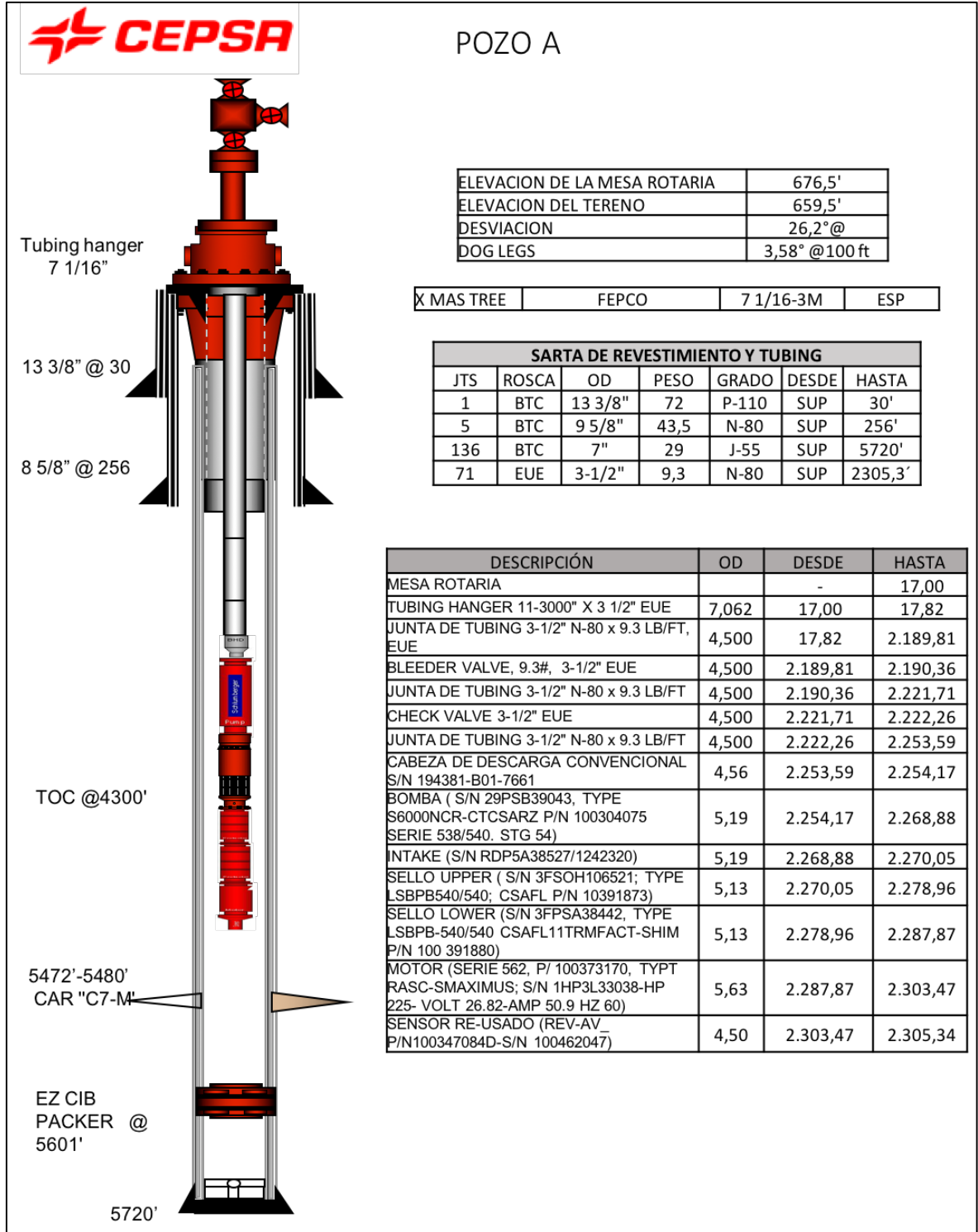
2.6.2 Estado Mecánico del Pozo B. Como se muestra en la **Figura 30** el completamiento del pozo se realizó el 24 de enero de 2013 y su estructura se define a continuación; se cementó primera fase con tubería de 13 3/8" hasta una profundidad de 325' con una elevación de terreno de 696,1' y una elevación de la mesa rotaria de 719,4'; se continuó con una segunda fase de revestimiento 9 5/8" hasta una profundidad de 7386'; por último se bajaron mallas de 6 5/8" desde 7302' hasta la profundidad de 8697'; se realizó reacondicionamiento y se bajó tubería de producción de 3 1/2" desde superficie hasta 4534', se dejó abierta la zona C7-M, se bajó bomba electrosumergible desde 4581' hasta 4600' con motor desde 4619' hasta 4636'. La configuración de este pozo es horizontal tipo J, con desviación de 93°.

2.6.3 Estado Mecánico del Pozo C. Como se muestra en la **Figura 31** el completamiento del pozo se realizó el 07 de abril de 2015 y su estructura se define a continuación; se cementó primera fase con tubería de 13 3/8" hasta una profundidad de 340' con una elevación de terreno de 676,84' y una elevación de la mesa rotaria de 700,14'; se continuó con una segunda fase de revestimiento 9 5/8" hasta una profundidad de 5240'; por último se bajaron mallas de 6 5/8" desde 4774' hasta la profundidad de 7212'; se realizó reacondicionamiento y se bajó tubería de producción de 3 1/2" desde superficie hasta 4341'; se dejaron abiertas las zonas C7-1.1, C7-2.2, C7-3.4, C7-M; se bajó bomba electrosumergible desde 4363' hasta 4376' con motor desde 4415' hasta 4441'. La configuración de este pozo es horizontal tipo J, con desviación de 90°.

2.6.4 Estado Mecánico del Pozo D. Como se muestra en la **Figura 32** el completamiento del pozo se realizó el 24 de agosto de 2014 y su estructura se define a continuación; se cementó primera fase con tubería de 13 3/8" hasta una profundidad de 348' con una elevación de terreno de 676,84' y una elevación de la mesa rotaria de 700,44'; se continuó con una segunda fase de revestimiento 9 5/8" hasta una profundidad de 5472'; por último se bajó tubería de 7" desde 5217,95' hasta la profundidad de 6026'; se realizó reacondicionamiento y se bajó tubería de producción de 3 1/2" desde superficie hasta 4630,32'; se dejaron abiertas las zonas C7-1, C7-2, C7-3, C7-M, actualmente se encuentra en producción solo la zona C7-M, se bajó bomba electrosumergible desde 4665' hasta 4677' con motor desde 4696' hasta 4714'. La configuración de este pozo es vertical.

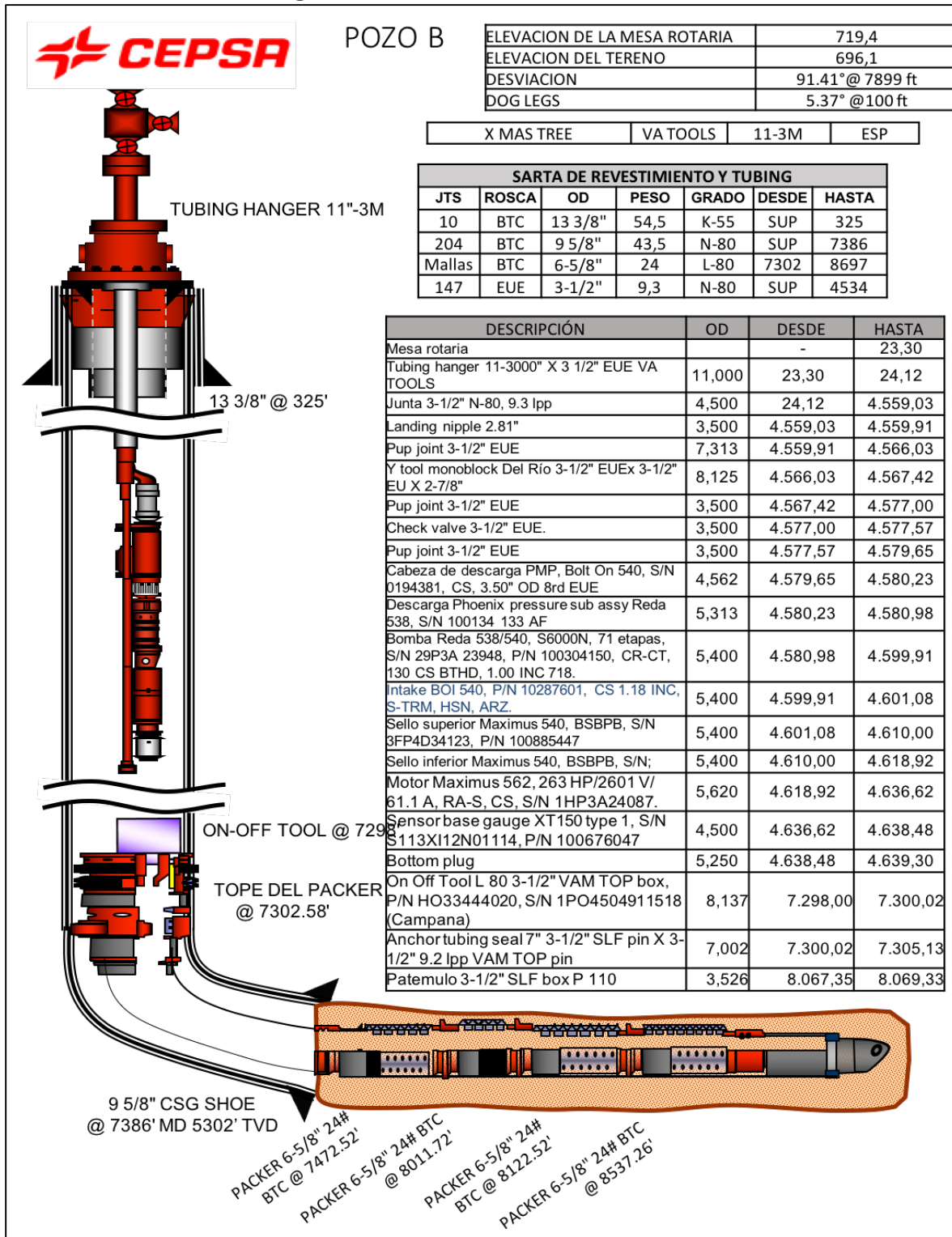
2.6.5 Estado Mecánico del Pozo E. Como se muestra en la **Figura 33** el completamiento del pozo se realizó el 11 de noviembre de 2015 y su estructura se define a continuación; se cementó primera fase con tubería de 13 3/8" hasta una profundidad de 339' con una elevación de terreno de 700,14' y una elevación de la mesa rotaria de 723,14'; se continuó con una segunda fase de revestimiento 9 5/8" hasta una profundidad de 5523'; después de esta fase se perforó la sección con revestimiento de 7" desde 5251' hasta 5719'; por último se bajaron mallas de 6 5/8" desde 5719' hasta la profundidad de 8896'; se realizó reacondicionamiento y se bajó tubería de producción de 3 1/2" desde superficie hasta 4812'; se dejaron abiertas las zonas C7-1.1, C7-2.2, C7-3.4, C7-M, se bajó bomba electrosumergible desde 4835' hasta 4860' con motor desde 4874' hasta 4899'. La configuración de este pozo es horizontal tipo J, con desviación de 90°.

Figura 29. Estado Mecánico actual del Pozo A



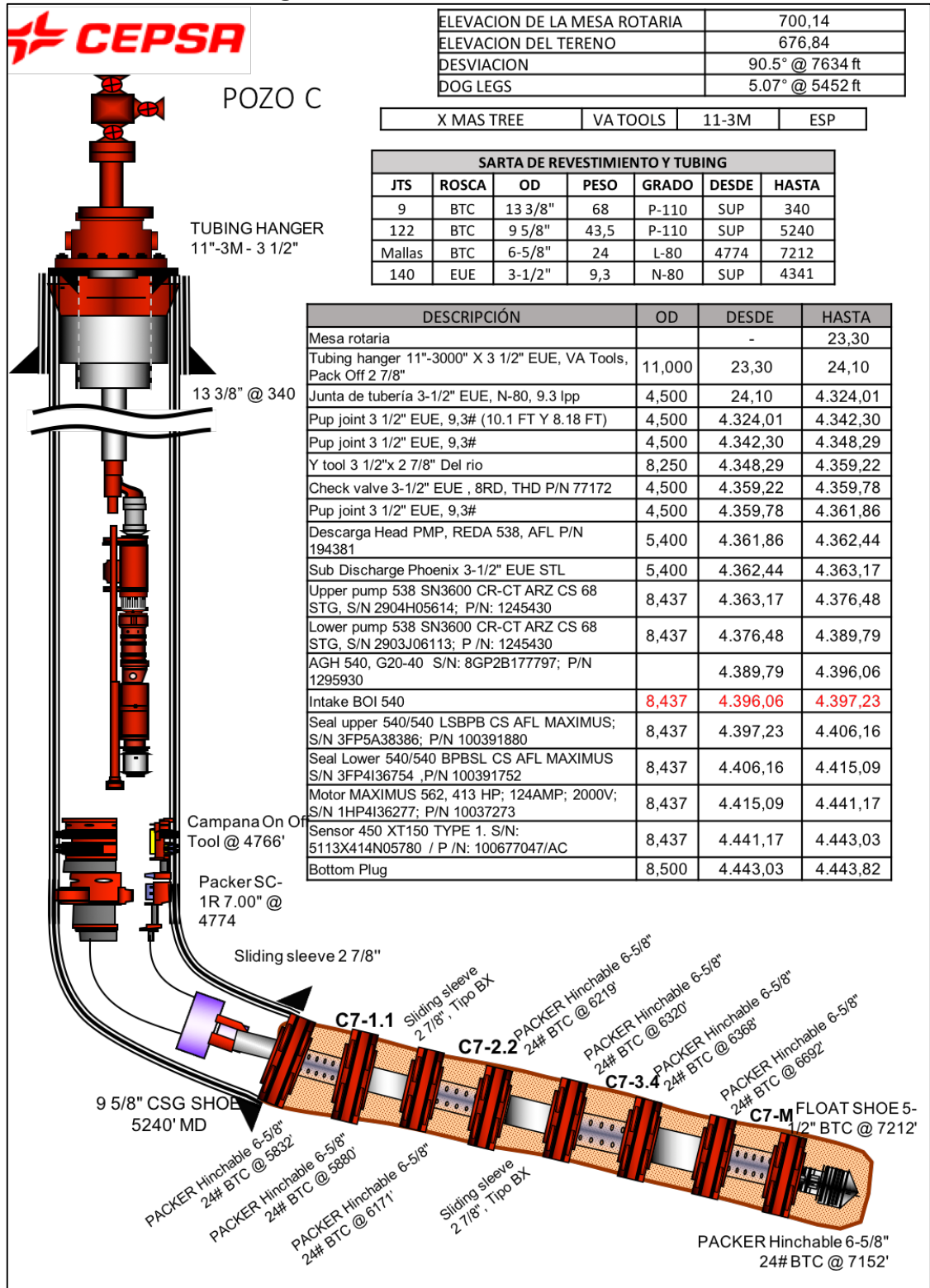
Fuente. Diagramas Estados Mecánicos Cepsa. 2015

Figura 30. Estado Mecánico Pozo B



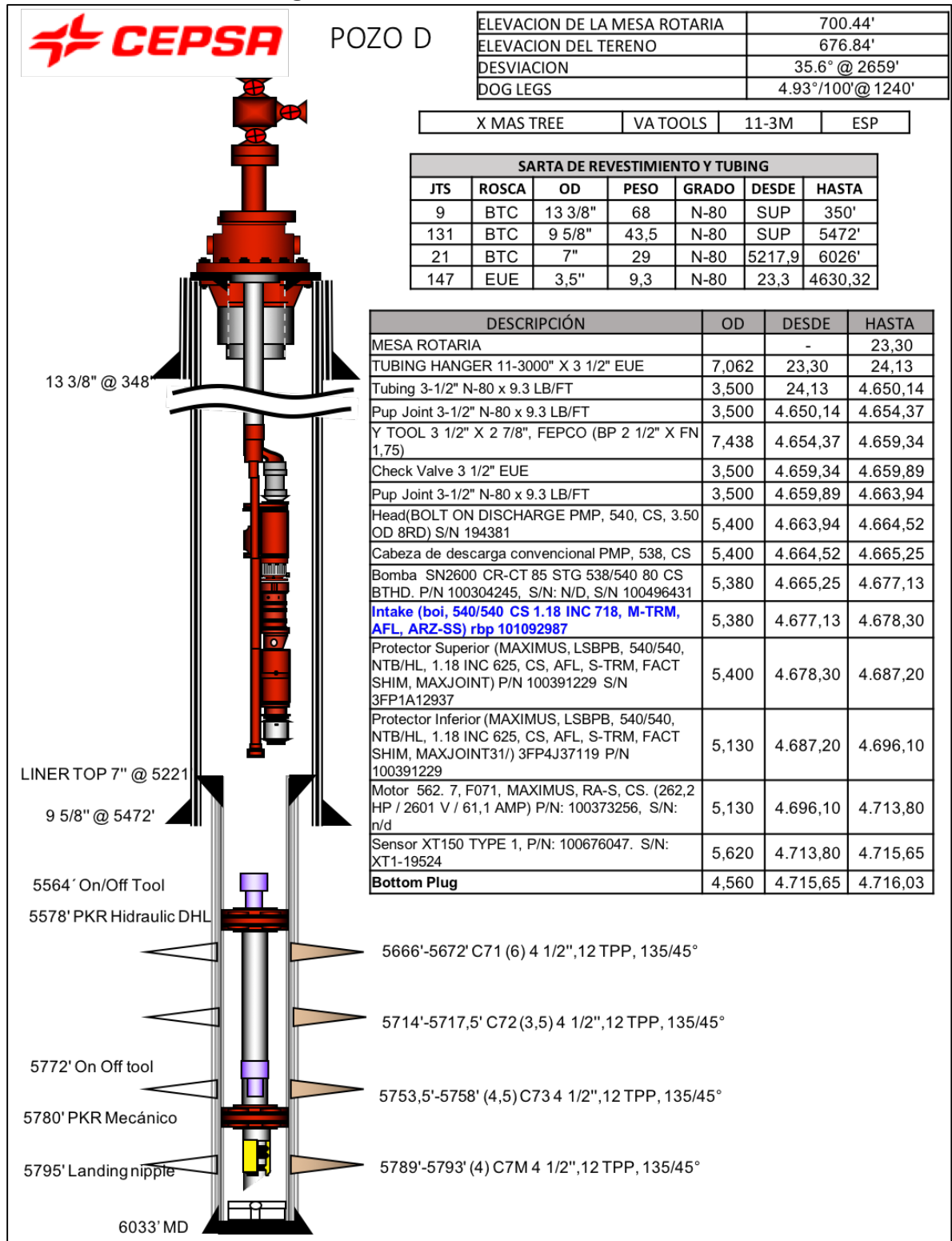
Fuente. Diagramas Estados Mecánicos Cepsa. 2015

Figura 31. Estado Mecánico Pozo C



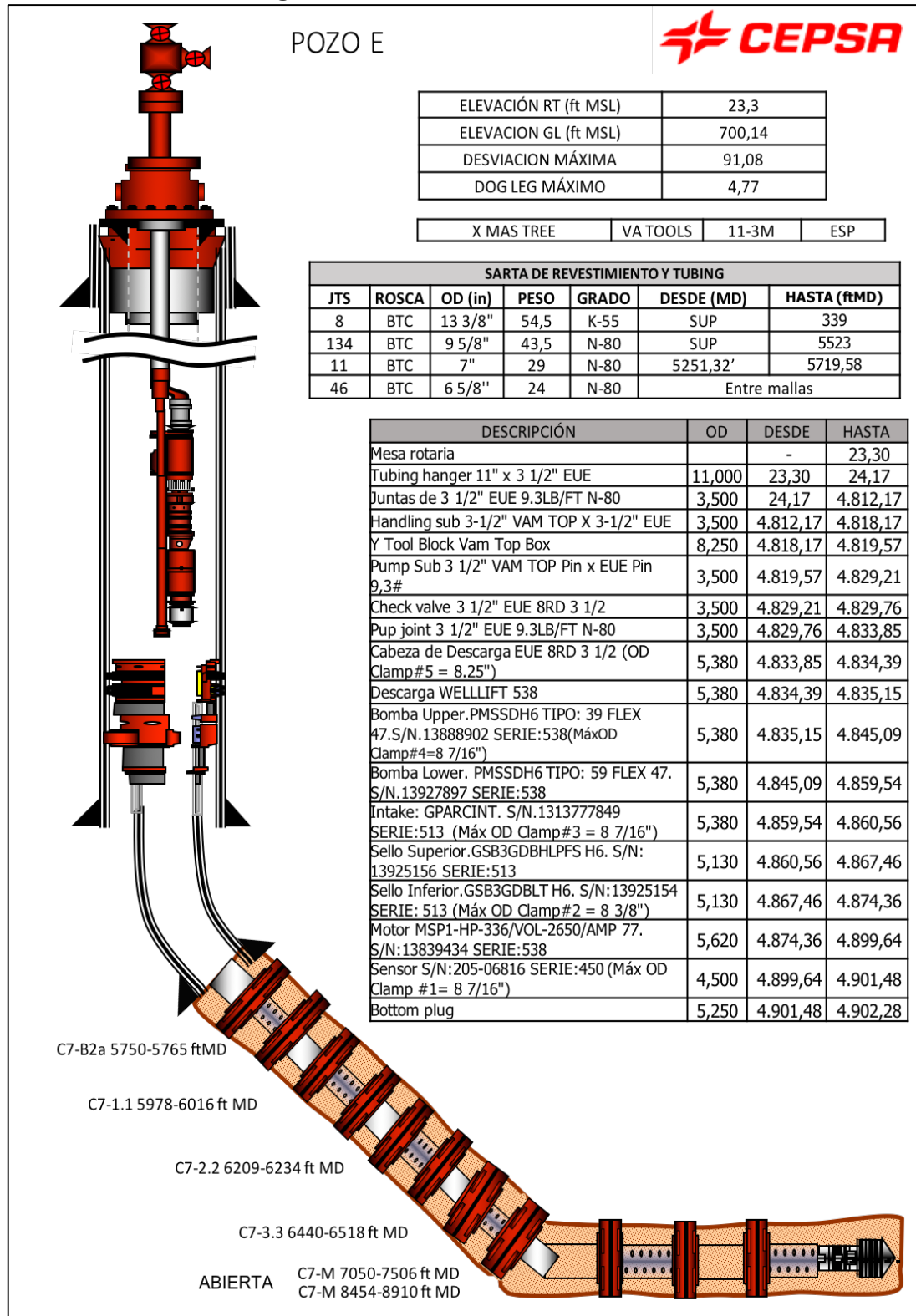
Fuente. Diagramas Estados Mecánicos Cepsa. 2015

Figura 32. Estado Mecánico Pozo D



Fuente. Diagramas Estados Mecánicos Cepsa. 2015

Figura 33. Estado Mecánico Pozo E



Fuente. Diagramas Estados Mecánicos Cepsa. 2015

2.7 RECOLECCIÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN

La producción en cada cluster se recolecta a través de una línea de flujo con un diámetro externo de 3,5" hasta un punto de conexión de varias líneas provenientes de cada pozo para que posteriormente los fluidos de producción pasen a ser transportados por las líneas troncales.

La producción de los pozos del Campo Peguita III se transporta por unas líneas de producción ya existentes que poseen líneas y troncales que movilizan el crudo desde los pozos hasta las facilidades. Una de estas troncales conecta el cluster de los pozos A, B, C y D, con el múltiple de la Estación Jaguar, la cual tiene una longitud de 2.8 Km y un diámetro de 6 pulgadas de Schedule 40. Otra troncal conecta el pozo A con el múltiple de la Estación Jaguar que tiene una longitud de 3.6 Km de 6 pulgadas de diámetro Schedule 40 como se observa en la **Figura 34**, la cual se limita únicamente a mostrar las líneas relacionadas con el Campo Peguita III y Estación Jaguar, en donde se realiza todo el tratamiento oficial de crudo para la venta.

Además, como se observa en la **Figura 34**, el Campo Peguita III cuenta también con una red de inyección de agua a manera de disposición, el cual permite el envío de este fluido de la Estación Jaguar al pozo F inyector después de ser separado, esta línea fue construida con tubería de diámetro 4 pulgadas y de un peso de 12,5 lb/ft. Este sistema de inyección será descrito con mayor detalle más adelante en este mismo capítulo.

Figura 34. Líneas de producción e inyección Campo Peguita III a Estación Jaguar.



Fuente. CEPESA. Solicitud inicios de explotación. 2015

Estas líneas de flujo de los pozos del Campo Peguita son superficiales y se localizan en los corredores asignados por la licencia ambiental, además las especificaciones técnicas de su material es Acero API - 5L - Gr. X-42. En los pasos de vías y en el terraplén del pozo se usa tubería de línea de 4" de diámetro nominal protegida exteriormente debido a que es tubería enterrada.

El fluido proveniente del campo Peguita III y su extensión, entran a las facilidades de deshidratación y tratamiento de la estación Jaguar, a uno de 3 cabezales generales de recibo de fluido, incorporándose a los sistemas de tratamiento donde se realiza su deshidratación hasta alcanzar crudo producto con valores inferiores al 0.5% de BS&W para luego ser enviados a los tanques de almacenamiento aforados para su fiscalización y venta. Por último, es enviado mediante bombas al oleoducto o en ocasiones se transporta en carrotanques a estaciones como la estación de Vasconia, Araguaney, Toldado y Monterrey de ECOPEPETROL donde se transporta a los oleoductos con destino final de venta.

2.8 PROCESAMIENTO Y ALMACENAMIENTO DEL CRUDO

A los múltiples de la Estación Jaguar llegan fluidos de cinco campos ubicados en el Bloque Caracara, entre los cuales se encuentra el campo en estudio Peguita III, con el fin de que en esta estación el crudo sea tratado y deshidratado.

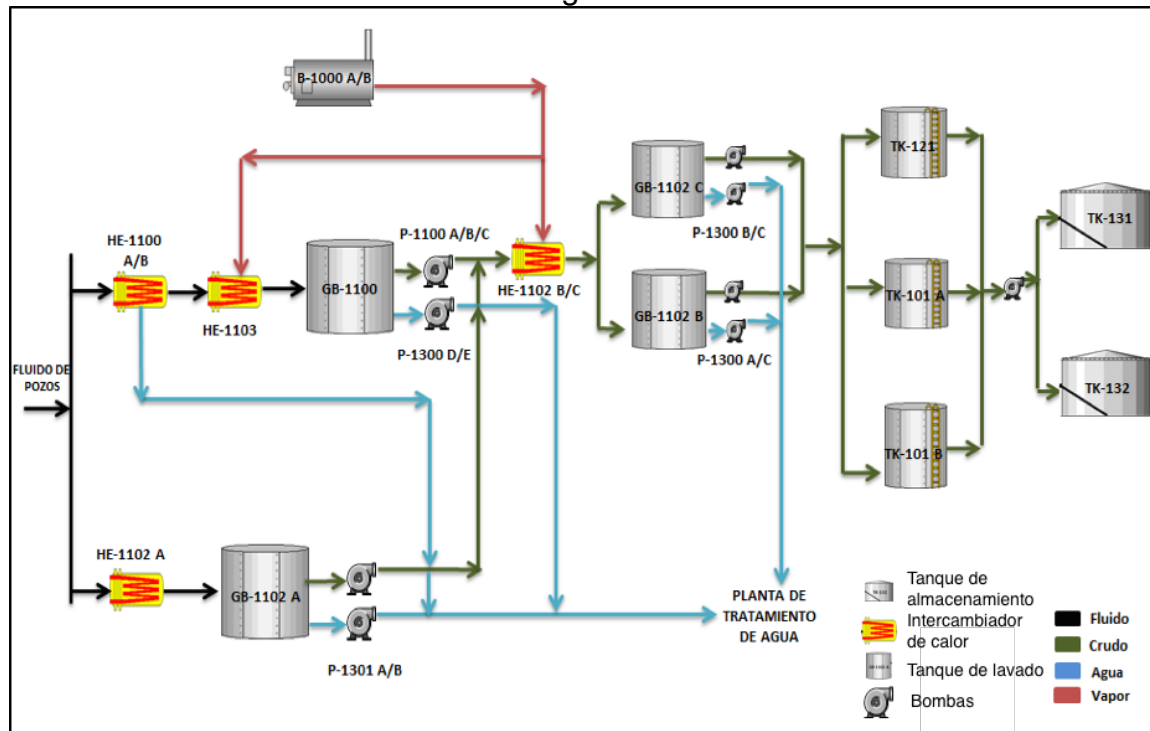
El procesamiento del crudo en la estación Jaguar se realiza como se describe en **Figura 35** y se detalla a continuación:

El fluido pasa inicialmente por dos Surge Tanks simultáneamente (GB-1100 y GB-1102 A) los cuales funcionan removiendo el agua libre inicial del crudo.

Enseguida el crudo pasa a dos tanques de lavado simultáneamente (GB-1102 B y GB-1102 C) los cuales se encargan de realizar una segunda separación de agua libre para lograr en el crudo las condiciones de venta.

Cada Surge Tank tiene asociado un intercambiador de calor encargado de suministrar la energía necesaria para la operación de separado, de igual manera el fluido que ingresa a los tanques de lavado es calentado nuevamente, en este caso por un solo intercambiador en común. Todo esto teniendo en cuenta que el tanque de compensación opera a 135 °F, los tanques de lavado a 185°F y que ambos son recipientes a presión atmosférica.

Figura 35. Esquema proceso de deshidratación y almacenamiento de la Estación Jaguar.



Fuente. CEPESA. Solicitud inicios de explotación. 2015

El fluido que sale de los tanques de lavado posee un BS&W entre 15% y 25%, este crudo se transfiere a los tanques TK-121, TK-101A y TK-101B. Cuando el crudo se encuentra en condiciones de venta, es decir que con un BS&W menor al 0,5% se transfiere a los tanques de almacenamiento TK-131 y TK-132 y por último es despachado al oleoducto Jaguar-Santiago o al tanque de consumo interno.

El sistema de tratamiento de crudo en la estación Jaguar tienen las siguientes condiciones de operación:

Presión y temperatura de llegada de pozos: 35 psig y 80°F.

Capacidad de manejo de fluido: 65.000 BFPD

Capacidad de manejo de agua: 55.000 BWPD

Producción de crudo: 10.000 BOPD

En este proceso de separación se encuentran diferentes bombas involucradas como se observa en la **Figura 35**, dos de ellas (P-1301 A/B y P-1300 D/E) asociadas a los Surge Tank, que operan 100% y otras dos bombas (P-1300 B/C y P-1300 A/C) asociadas a los tanques de lavado, que operan por debajo de 25%. Estas se encargan de transferir el agua de producción a la planta de tratamiento de agua.

2.9 PROCESO DE TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

El agua proveniente de los Surge Tanks y los tanques de lavado del proceso de separación enseguida entra al proceso de tratamiento de agua en la misma Estación Jaguar. La capacidad de tratamiento es de 55.000 BWPD con una capacidad de entrada de agua de 700 ppm de aceite en agua y su tratamiento de está conformado principalmente por tres etapas que se pueden observar en la **Figura 36** y se detallan a continuación:

Remoción mecánica de aceite utilizando hidrociclones. El agua proveniente del proceso de separación llega a dos hidrociclones en paralelo nombrados en la Figura 25 como V- 1310 y V- 1311. Estos son utilizados principalmente para eliminar el 50% de la concentración de crudo del agua. El crudo extraído se dirige a un tanque de recuperación de crudo.

Remoción de aceite utilizando sistema de microflotación. Luego el agua pasa al tanque de microfiltración TK-1320, en el cual mediante el paso por cuatro cámaras se va realizando una separación del aceite, los sólidos suspendidos y el agua, con ayuda de la inyección de productos químicos y microburbujas de Nitrógeno. Estas microburbujas de Nitrógeno son generadas en las respectivas bombas dosificadoras de agua con Nitrógeno P-1330 y P-1331. El filtrado de esta etapa se pasa por el tratamiento de lodos debido a que trae tanto sólidos como crudo y enseguida por un separador API, para que finalmente este crudo se una al recuperado y el agua al ingreso de la tercera etapa.

Remoción de aceite utilizando torres empacadas con material oleofílico. En esta etapa primero que todo el agua pasa al tanque el TK-1340 que es utilizado para dar cabeza a las bombas P-1340 P-1341 y P-1342 que alimentan los filtros. La entrada del agua se hace por la parte superior de filtro pasando por un lecho filtrante de cascara de nuez, el filtro mediante el proceso de adsorción retiene el aceite generando así una reducción en la concentración a la salida del equipo. El equipo de filtrado tiene además un tanque decantador de agua de retrolavado y sus respectivas bombas P-1362 P-1363. La fase clarificada del tanque decantador y del retrolavado es recirculada al tanque de microflotación. Los sólidos remanentes en la parte inferior del decantador son retirados por la válvula inferior utilizando un camión de vacío.

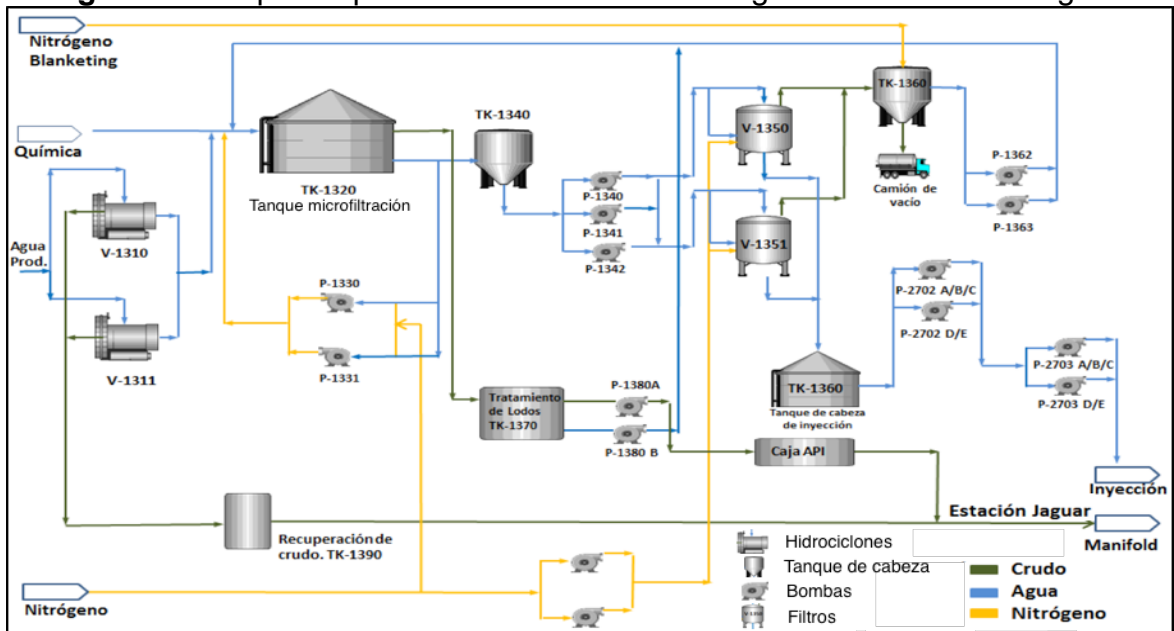
2.10 SISTEMA DE INYECCIÓN ACTUAL

Este sistema también se puede observar en la **Figura 36**. El agua luego de pasar por el decantador es enviada al tanque acumulador de agua para inyección TK-1360; este tanque alimenta las cinco bombas booster P-1702 A/B/C/D/E. Cada una de estas bombas cuenta con una capacidad de diseño de 12.500 BWPD, y aumentan la presión para pasar el agua finalmente a las cinco bombas principales

de inyección P-2703 A/B/C/D/E (cada bomba tiene una capacidad de diseño de 12.500 BWPD y 1.800 psi).

Las bombas anteriormente mencionadas inyectan el agua a 5 pozos inyectoros de campos cercanos y el Campo Peguita III, específicamente el pozo F inyector. Este pozo inyecta agua a manera de disposición a la formación C7-M inferior. Los demás parámetros de operación del sistema de inyección y del pozo F se presentan en la **Tabla 9** y su estado mecánico en la **Figura 37**. Además, en el **Anexo A** se adjunta un análisis físico-químico de esta agua de inyección.

Figura 36. Esquema proceso de tratamiento de agua de la Estación Jaguar.



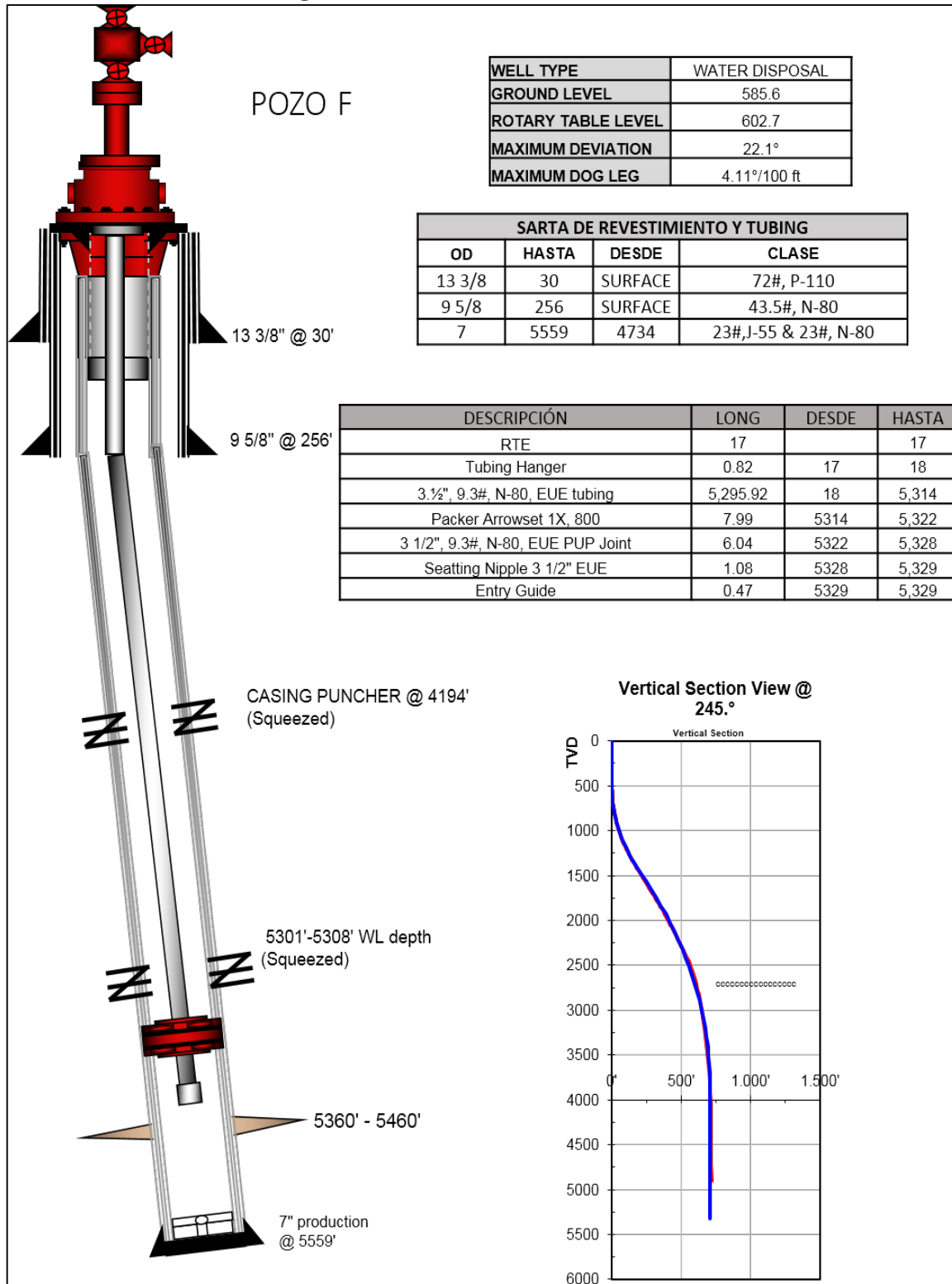
Fuente. CEPSA. Inicios de explotación Campo Peguita III. 2015.

Tabla 9. Parámetros de operación sistema de inyección Campo Peguita III.

SISTEMA DE INYECCIÓN POZO F									
Formación	Tope [Ft]	Base [Ft]	Tiempo [Hrs]	Tasa [Bbl]	THIP [Psi]	PDP [Psi]	O/W [ppm]	TSS [ppm]	Cl ⁻ [ppm]
C7-M INF	5360	5430	24	5875	927	1303	32,5	19,2	33,2

Fuente. Reporte de operación diario. Cepsa. 2016

Figura 37. Estado Mecánico Pozo F



Fuente. Diagramas Estados Mecánicos Cepsa. 2015

3. CONDICIONES DINÁMICAS DE FLUJO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ACTUAL

En este capítulo se realizará el análisis nodal del sistema de levantamiento electrosumergible a partir de datos de pruebas de pozo a nivel de separador, además se corroborará el consumo energético actual de las bombas electrosumergibles.

3.1 PROPIEDADES PVT DE LOS POZOS DEL CAMPO PEGUITA III

Las pruebas de separador hechas a los pozos en estudio A, B, C, D, E, arrojaron datos de PVT que se resumen a continuación en la **Tabla 10**.

Tabla 10. Propiedades PVT de los pozos en estudio

Pozo	Estado	Gravedad petróleo (°API)	Gravedad Gas	Salinidad (ppm)	BS&W (%)	GOR (scf/STB)	Presión de Yacimiento (PSIG)	Temperatura de Yacimiento (°F)
A	Productor	21.6	0.7	148	95.82	11	2154	189
B	Productor	20.7	0.77	100	98.19	5	2149	192
C	Productor	20.8	0.65	100	76.1	8	2129	195
D	Productor	20.7	0.77	100	76	8	2137	191
E	Productor	21	0.7	21	1.27	5	2098	195.5

Fuente: Datos PVT Cepsa. 2016

Estos datos han sido complementados a partir de correlaciones hechas con la información obtenida en los pozos. A continuación, se describen las correlaciones que se han tenido en cuenta para encontrar otras variables.

Para las propiedades de presión de burbuja, relación gas en solución y factor volumétrico del petróleo se utilizaron las correlaciones de Glaso. Debido a que los datos necesarios para el uso de estas ecuaciones se encuentran dentro del rango de aplicación, los rangos se muestran en la **Figura 38**. Para estas ecuaciones el autor reporta un error promedio de 1,8% y una desviación estándar de 6,98%.

Figura 38. Rangos de aplicación para las correlaciones de Glaso.

Presión de burbujeo, lpc.a.	165 - 7142
Temperatura, °F	80 - 280
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.025 - 2.588
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	90 - 2637
Gravedad del petróleo, °API	22.3 - 48.1
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.65 - 1.276
Presión del separador, lpc.a.	
Primera etapa	415
Segunda etapa	15
Temperatura del separador, °F	125

Fuente. Banzer, Carlos. Correlaciones numéricas. 1996.

3.1.1 Correlación de Glaso Pb. Glaso³⁴ Utilizando numerosas muestras de hidrocarburos del Mar del Norte propuso la **Ecuación 1** para predecir el punto de burbujeo.

Ecuación 1. Correlación Pb

$$P_b = 10^{[1.7669 + 1.7447 \log F - 0.30218 (\log F)^2]}$$

Donde:

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.816} \frac{T^{0.172}}{\gamma_{API}^{0.989}}$$

Fuente: Banzer, Carlos.
Correlaciones numéricas.
1996.

3.1.2 Correlación de Glaso Rs. Glaso³⁵ propuso la **Ecuación 2** para encontrar la relación de gas en solución a partir de datos de presión, temperatura, gravedad API y gravedad específica del gas.

Ecuación 2. Correlación Rs

$$R_s = \gamma_g \left[F \left(\frac{\gamma_{API}^{0.989}}{T^{0.172}} \right) \right]^{1.2255}$$

$$F = 10^{[2.8869 - (14.1811 - 3.3093 \log(P))^{2.5}]}$$

Fuente: Banzer, Carlos.
Correlaciones numéricas. 1996.

³⁴ UNIVERSIDAD DE ZULIA, Correlaciones Flujo Multifásico (anexos). Maracaibo, 1999. p 4.

³⁵ UNIVERSIDAD DE ZULIA, Correlaciones Flujo Multifásico (anexos). Maracaibo, 1999. p 11.

3.1.3 Correlación de Glaso Bo. Glaso³⁶ propuso la **Ecuación 3** para encontrar el volumen que ocupa a determinadas condiciones de presión y temperatura un barril normal de petróleo más los pies cúbicos normales de gas que existen en solución, a partir de datos de temperatura, gravedad específica del petróleo, gravedad específica del gas y relación gas disuelto petróleo.

Ecuación 3. Correlación Bo

$$B_{ob} = 1.0 + 10^{[-6.58511 + 2.91329 \text{Log}F - 0.27683(\text{log}F)^2]}$$

$$F = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 0.968T$$

Fuente: Banzer, Carlos. Correlaciones numéricas. 1996.

3.1.4 Correlación de Beal, C. μ_o . Beal, C.³⁷ propuso la **Ecuación 4** para encontrar la resistencia interna que ofrecen las moléculas de fluido a fluir, a partir de datos de temperatura y gravedad API.

Ecuación 4. Correlación μ_o

$$\mu_{od} = \left[0.32 + \frac{1.8 * 10^7}{(\text{° API})^{4.33}} \right] \left[\frac{360}{T + 200} \right]^a$$

$$a = \text{anti log} \left(0.43 + \frac{8.33}{\text{° API}} \right)$$

Fuente: Banzer, Carlos. Correlaciones numéricas. 1996.

Esta correlación se escogió debido a que los rangos de aplicabilidad de la misma, que se muestran en la **Figura 39** son los más indicados, además el autor presenta un error promedio de -1,58% y con una desviación estándar de 9,4%.

Figura 39. Rangos de aplicación para la correlación de Beal.

	Beal, C.
Temperatura, °F	98 - 250
Gravedad del petróleo, °API	10 - 52.5
Viscosidad, cp.	0.865 - 1.55

Fuente. Banzer, Carlos. Correlaciones numéricas. 1996.

³⁶ UNIVERSIDAD DE ZULIA, Correlaciones Flujo Multifásico (anexos). Maracaibo, 1999. p 17.

³⁷ UNIVERSIDAD DE ZULIA, Correlaciones Flujo Multifásico (anexos). Maracaibo, 1999. p 34.

A partir de las correlaciones anteriormente mencionadas se pueden evidenciar los resultados que se muestran de la **Tabla 11** a la **Tabla 15** y su respectivo comportamiento de la **Figura 40** a la **Figura 44**.

Tabla 11. Resultados correlaciones Pozo A

POZO A				
P	Pb (psig)	GOR (scf/STB)	μ o (centipoise)	Bo (RB/STB)
0	35.5	4.9	128.5	1.0056
35	35.5	11.0	122.4	1.0066
39	35.5	11.0	122.6	1.0066
44	35.5	11.0	122.9	1.0066
56	35.5	11.0	123.5	1.0066
479	35.5	11.0	146.0	1.0061
957	35.5	11.0	171.4	1.0057
1436	35.5	11.0	196.9	1.0052
1915	35.5	11.0	222.3	1.0047
2154	35.5	11.0	235.1	1.0045

Fuente: Prosper 9.0, Cepsa. 2016

Figura 40. Gráfica PVT Pozo A

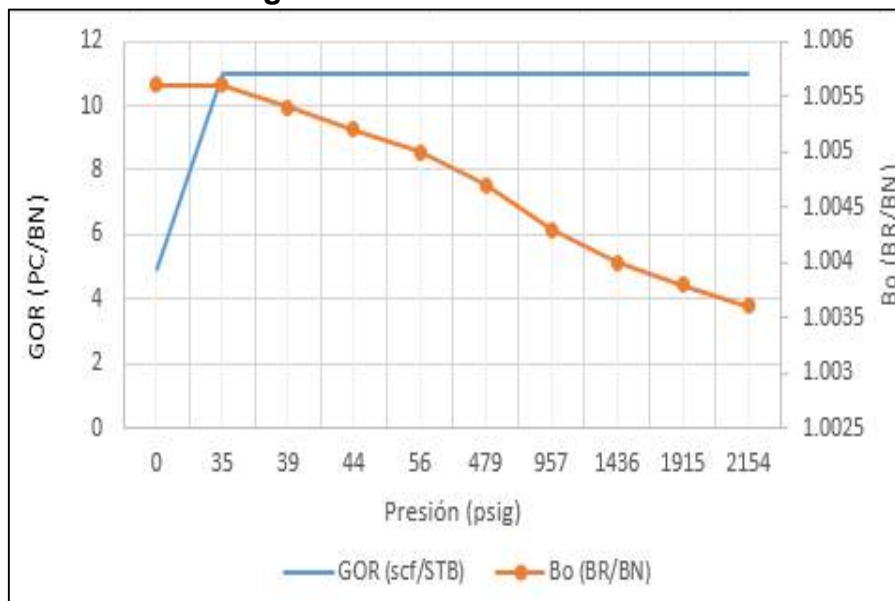


Tabla 12. Resultados correlaciones Pozo B

POZO B				
P	Pb (psig)	GOR (scf/STB)	μ (centipoise)	Bo (RB/STB)
0	20.0	5.0	168.0	1.0057
20	20.0	5.0	168.0	1.0057
239	20.0	5.0	187.3	1.0055
478	20.0	5.0	208.3	1.0052
716	20.0	5.0	229.3	1.0050
955	20.0	5.0	250.3	1.0047
1194	20.0	5.0	271.3	1.0045
1433	20.0	5.0	292.3	1.0043
1671	20.0	5.0	313.3	1.0040
2149	20.0	5.0	334.3	1.0038

Fuente: Prosper 9.0, Cepsa. 2016

Figura 41. Gráfica PVT Pozo B.

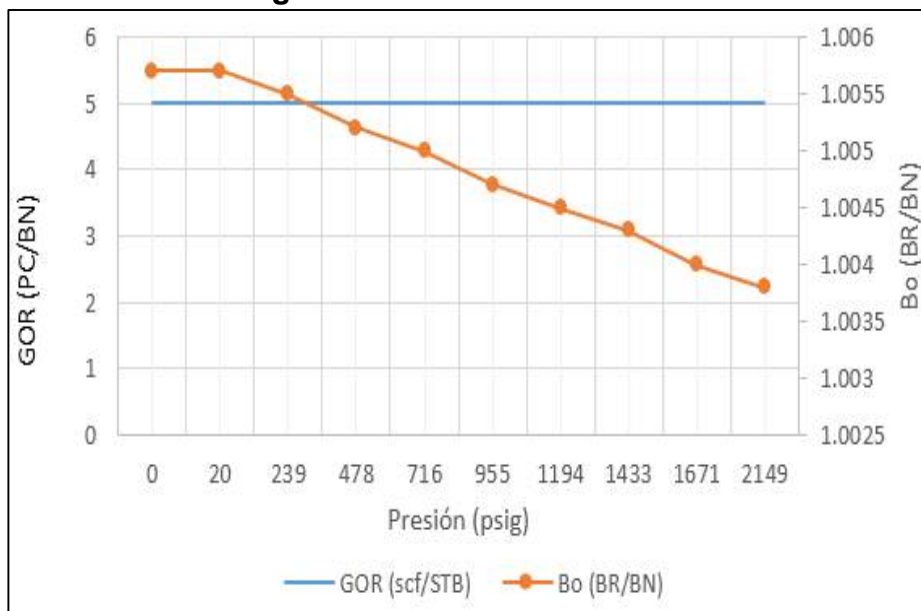


Tabla 13. Resultados correlaciones Pozo C

POZO C				
P	Pb (psig)	GOR (scf/STB)	μ (centipoise)	Bo (RB/STB)
0	22.9	4.3	163.8	1.0055
23	22.9	8.0	159.0	1.0061
39	22.9	8.0	160.3	1.0061
237	22.9	8.0	176.2	1.0059
473	22.9	8.0	195.2	1.0056
710	22.9	8.0	214.3	1.0054
1419	22.9	8.0	271.4	1.0047
1656	22.9	8.0	290.4	1.0044
1892	22.9	8.0	309.5	1.0042
2129	22.9	8.0	328.5	1.0040

Fuente: Prosper 9.0, Cepsa. 2016

Figura 42. Gráfica PVT Pozo C



Tabla 14. Resultados correlaciones Pozo D

POZO D				
P	Pb (psig)	GOR (scf/STB)	μ (centipoise)	Bo (RB/STB)
0	20.0	5.1	167.9	1.0057
20	20.0	8.0	163.9	1.0062
237	20.0	8.0	182.3	1.0060
475	20.0	8.0	202.4	1.0057
712	20.0	8.0	222.5	1.0055
950	20.0	8.0	242.5	1.0052
1187	20.0	8.0	262.6	1.0050
1425	20.0	8.0	282.7	1.0048
1900	20.0	8.0	322.8	1.0043
2137	20.0	8.0	342.9	1.0040

Fuente: Prosper 9.0, Cepsa. 2016

Figura 43. Gráfica PVT Pozo D

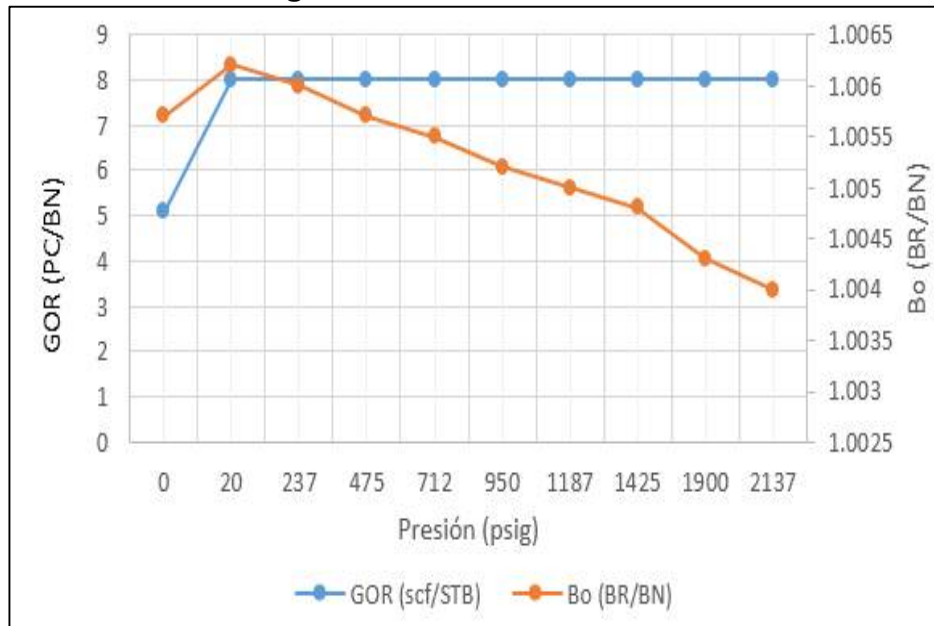
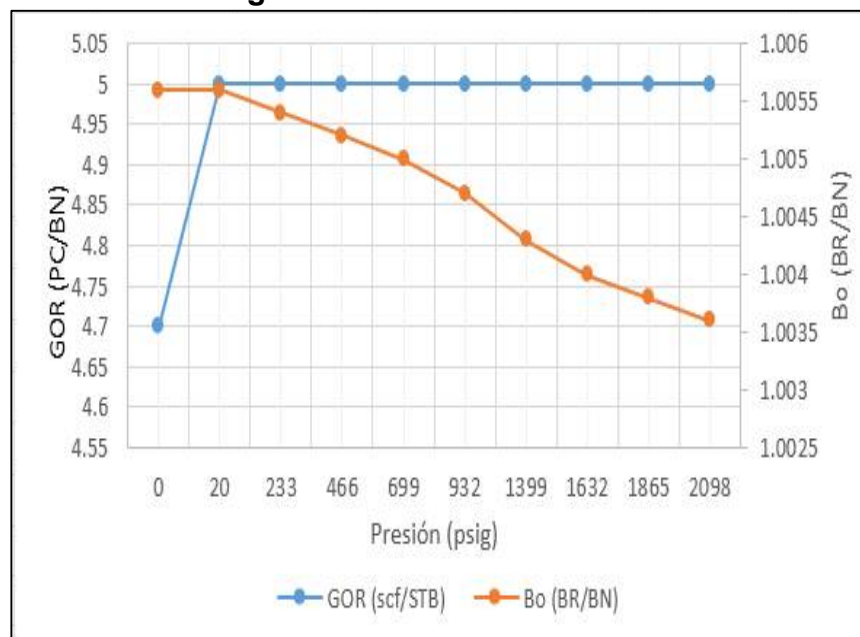


Tabla 15. Resultados correlaciones Pozo E

POZO E				
P	Pb (psig)	GOR (scf/STB)	μ (centipoise)	Bo (RB/STB)
0	20.0	4.7	153.6	1.0056
20	20.0	5.0	153.3	1.0056
233	20.0	5.0	169.5	1.0054
466	20.0	5.0	187.2	1.0052
699	20.0	5.0	204.9	1.0050
932	20.0	5.0	222.6	1.0047
1399	20.0	5.0	258.1	1.0043
1632	20.0	5.0	275.8	1.0040
1865	20.0	5.0	293.5	1.0038
2098	20.0	5.0	311.2	1.0036

Fuente: Prosper 9.0, Cepsa. 2016

Figura 44. Gráfica PVT Pozo E



3.2 ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DEL CAMPO PEGUITA III

En la **Tabla 16** se muestran las Pwf y caudales de los pozos del Campo Peguita III las cuales fueron obtenidas a partir de las pruebas de pozo.

Tabla 16. Pwf y Caudales del Campo Peguita III

Pozo	Pwf (PSIG)	Caudal (STB/DÍA)
A	1200	3100
B	1682	890
C	1200	2857
D	1503	1429
E	1643	920

Fuente: Departamento WPT, Cepsa. 2016

Según Vogel³⁸, por medio de la **Ecuación 5** determinó caudales a partir de pruebas de flujo los cuales dieron datos de caudal, presión de fondo fluyente y presión de reservorio, sin considerar ningún tipo de daño se encontraron los datos de máximo caudal y el índice de productividad, a partir de las respectivas graficas que relacionan la presión con el caudal. La **Tabla 17** muestra los resultados para los índices de productividad y AOF.

Ecuación 5. Ecuación de Vogel

$$\frac{q_o}{q_{\max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

Fuente: OILPRODUCTION.Net. Conceptos Well Performance. Bogotá. 2008 p 06.

Tabla 17. Índices de productividad del Campo Peguita III

Pozo	AOF (STB/DÍA)	IP (STB/DÍA)
A	6981.9	3.25
B	4092.5	1.91
C	6514.4	3.08
D	4799.9	2.25
E	4223.7	2.02

Fuente: Departamento WPT, Cepsa. 2016

³⁸ Fuente: OILPRODUCTION. Net. Conceptos Well Performance. Bogotá. 2008 p 06.

3.2.1 Curva IPR. También llamadas curvas de oferta, son una herramienta que se usa para evaluar el rendimiento del pozo al representar la tasa de fluido en función de presión de fondo fluyente.

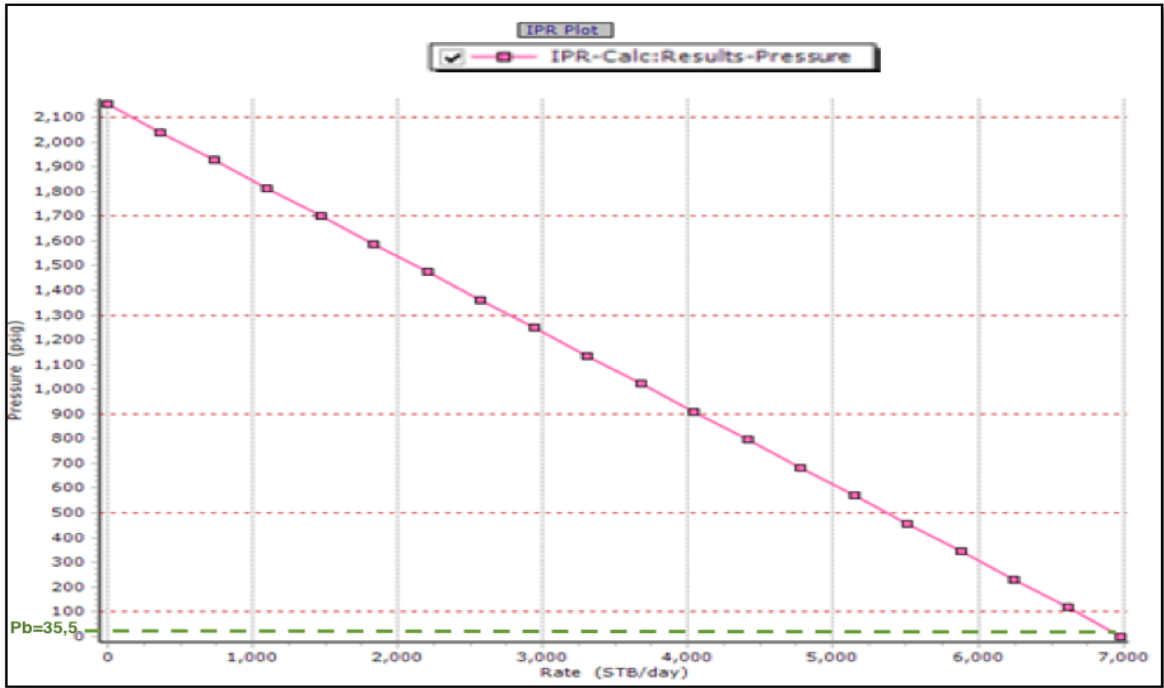
Estas curvas lo que expresan es la tasa de fluidos que entrega el yacimiento al pozo a diferentes abatimientos de presiones, que corresponden a la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyente. En palabras corrientes, se puede decir que por medio de estas curvas se puede estimar la capacidad de entrega de fluidos de la formación al pozo a diferentes presiones de fondo en determinado momento de la vida productiva del yacimiento.

Es importante también mencionar que la forma de esta curva depende del comportamiento de las fases de flujo. Para presiones de fondo superiores a la presión de burbuja no hay gas libre por lo que se espera un comportamiento rectilíneo de la curva IPR, mientras que para presiones de fondo menores que la presión de burbuja, debido a la presencia de gas libre se espera un comportamiento monoclinamente decreciente.

A continuación de la **Figura 45** a la **Figura 49** se presentan las curvas de oferta de cada uno de los pozos presentes en el Campo Peguita III, donde se observa un comportamiento casi rectilíneo debido a que las presiones de Burbuja de cada pozo, estimadas a partir de correlaciones como se explicó anteriormente, son de alrededor de 25 psig, y no se alcanza a percibir el comportamiento curvo producto de la liberación de la fase gaseosa.

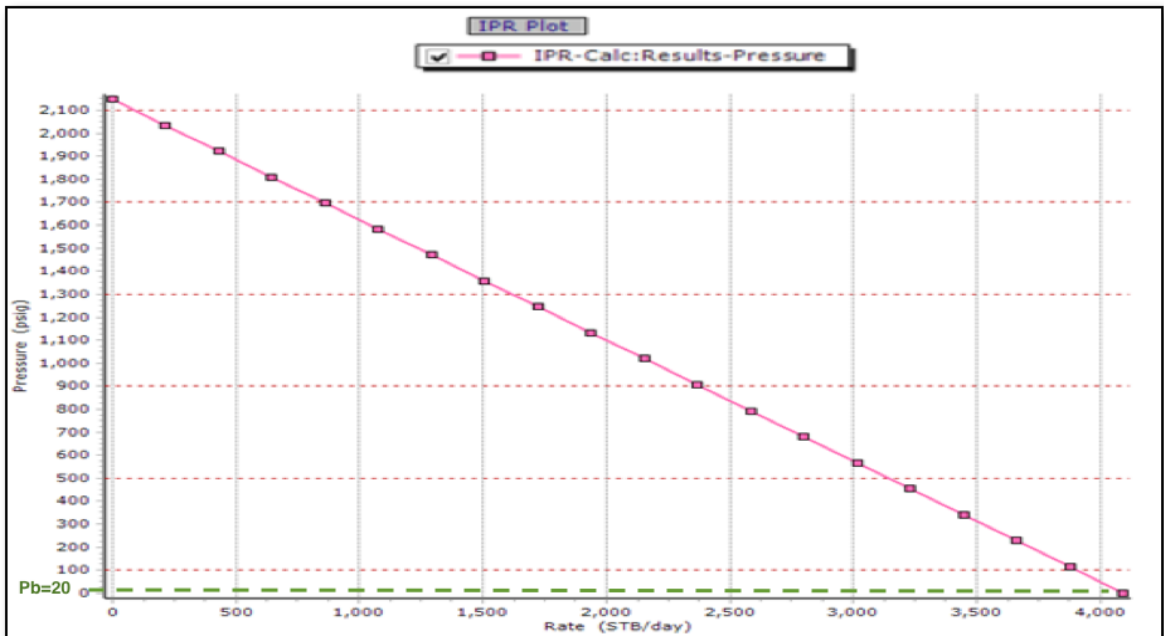
Para la determinación de estas curvas utilizó el método de Vogel debido a que las presiones de fondo se encuentran muy por encima de la presión de burbuja, también se debe recalcar que al usar este método no se está considerando ningún tipo de daño.

Figura 45. Comportamiento de Producción Pozo A.



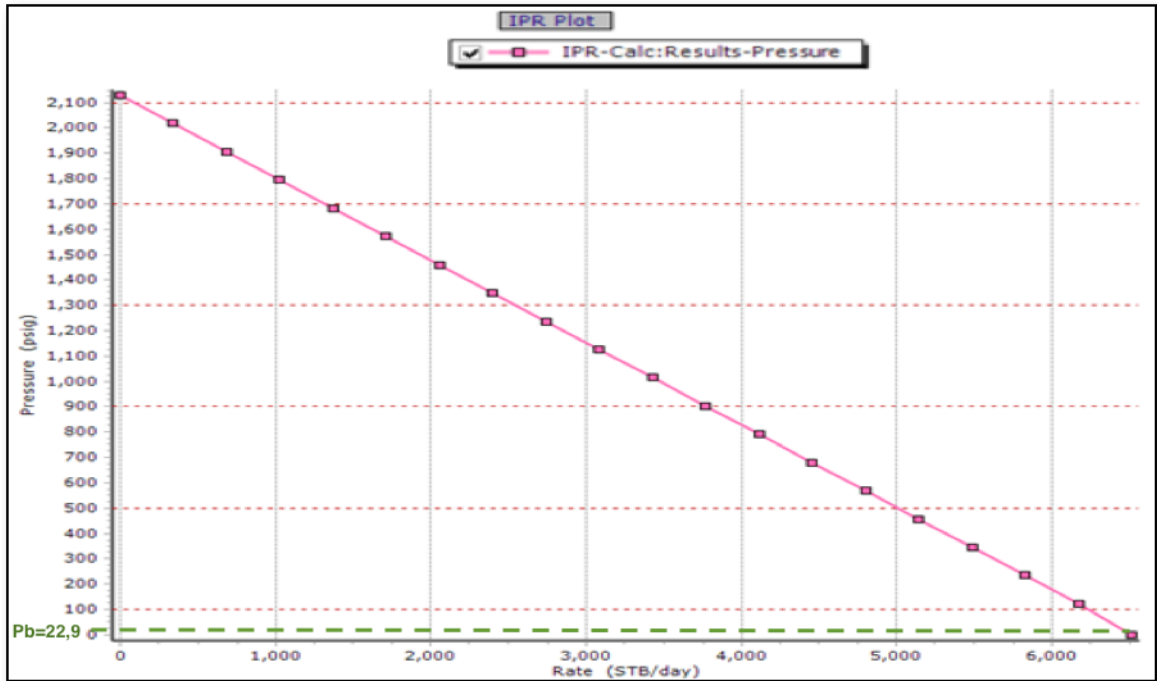
Fuente. CEPSA. Análisis Prosper. 2016.

Figura 46. Comportamiento de Producción Pozo B.



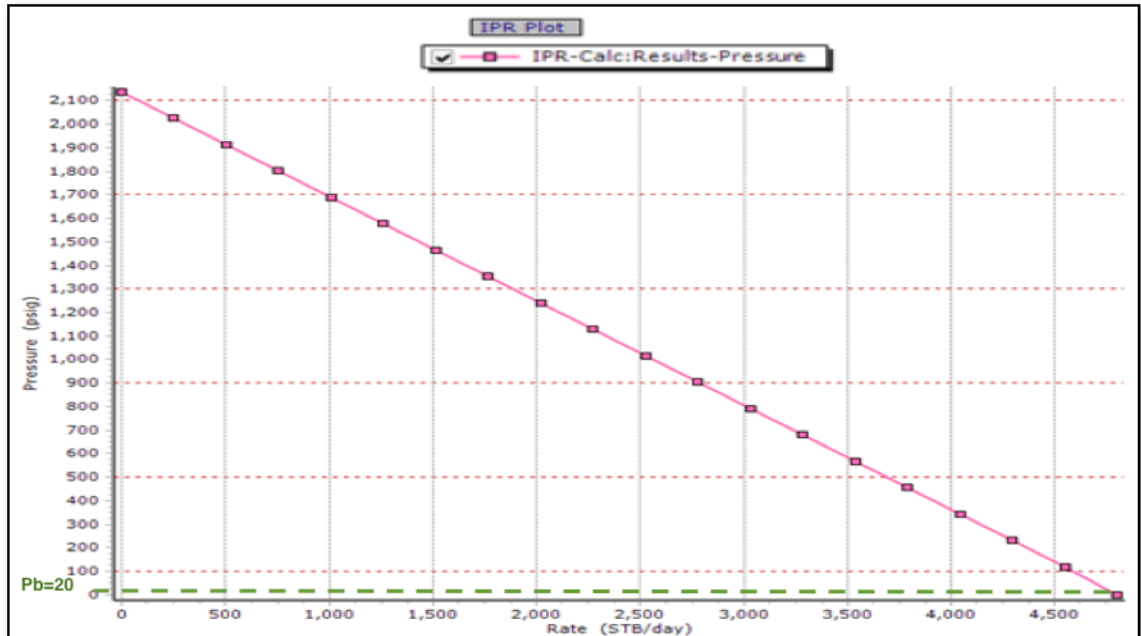
Fuente. CEPSA. Análisis Prosper. 2016.

Figura 47. Comportamiento de Producción Pozo C.



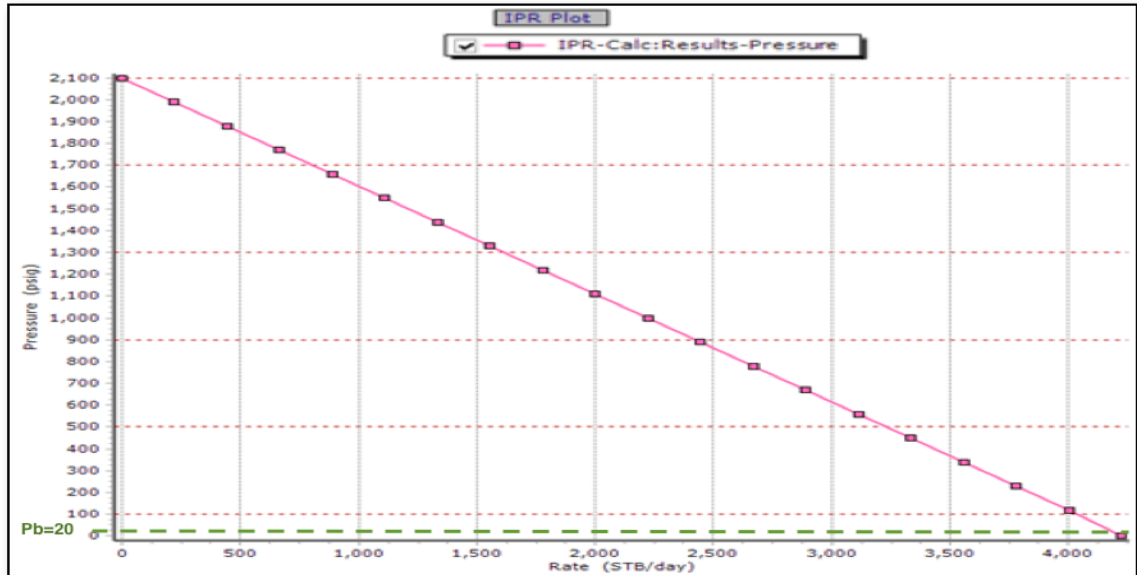
Fuente. CEPSA. Análisis Prosper. 2016.

Figura 48. Comportamiento de Producción Pozo D.



Fuente. CEPSA. Análisis Prosper. 2016.

Figura 49. Comportamiento de Producción Pozo E.



Fuente. CEPSA. Análisis Prosper. 2016.

3.3 CONDICIONES DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ACTUAL

Actualmente los Pozos A, B, C, D y E pertenecientes al campo en estudio tienen por método de levantamiento artificial Bombeo Electrosumergible, el cual se puede evidenciar en los estados mecánicos mostrados desde la **Figura 29** hasta la **Figura 33**, la **Tabla 18** muestra los datos de las bombas electrosumergibles del Campo Peguita III, de igual manera en el **Anexo B** se encuentran las curvas de rendimiento de las respectivas bombas.

Tabla 18. Datos de operación bombeo Electrosumergibles del Campo Peguita III

Pozo	Bomba	Motor	Cable	Factor de Uso	Numero de Etapas	longitud del cable (ft)	profundidad de la bomba (ft)	Frecuencia de operación (Hz)	Fecha de Instalación
A	REDA S6000N	Centrilift 562	#2 de Cobre	0.242	54	2296	2268	30	5 Marzo de 2011
B	REDA S6000N	Reda 540	#2 de Cobre	0.43	71	4618	4605	40	11 Febrero de 2013
C	REDA SN3600	Reda 540	#2 de Cobre	0.038	136	4415	4397	40	14 de Abril de 2015
D	REDA SN2600	Reda 540	#2 de Cobre	0.08	85	4696	4677	30	05 de Septiembre de 2014
E	BAKER HUGES FLEX 47	Centrilift 544	#2 de Cobre	0.59	98	4510	4890	30	03 de Enero de 2016

Fuente: WPT, Cepsa. 2016

3.4 CORRIDA DE FLUJO PARA LOS POZOS DEL CAMPO PEGUITA III

En este capítulo se va a realizar una breve descripción del procedimiento que se realizó para el Pozo A en el simulador Prosper, que de igual manera se hizo para los demás pozos productores del Campo Peguita III. Esto con el fin de entender cómo se realizó el análisis nodal de los pozos evaluados.

Los hidrocarburos que se van a producir viajan desde el yacimiento, pasando por el fondo fluvente del pozo, ascendiendo por la tubería de producción hasta la superficie, y de allí a los separadores. Todo este transporte de fluidos requiere determinada energía la cual dependerá de la caída de presión a lo largo de su viaje, es decir su consumo de energía, es por esto que se utilizan correlaciones de flujo multifásico. Para el caso actual se consideran el deslizamiento entre las fases y los patrones de flujo por tanto, se utiliza la **Ecuación 6** que se muestra a continuación.

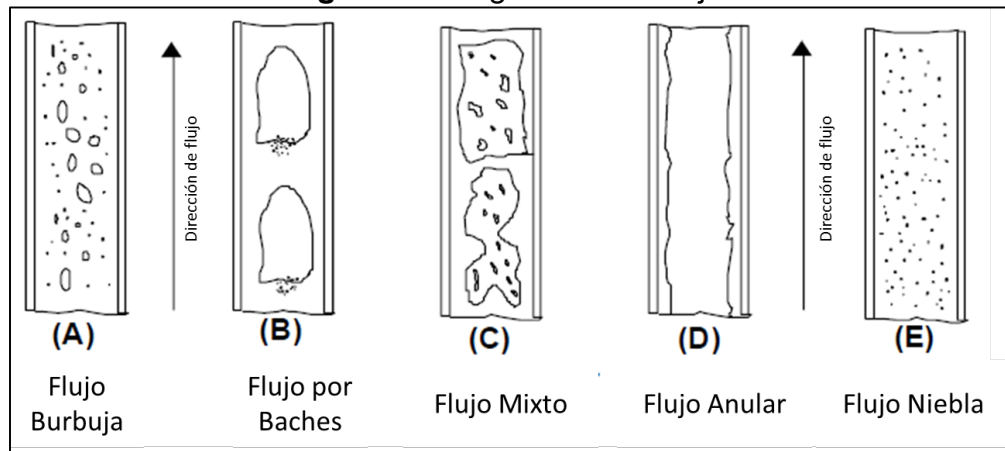
Ecuación 6. Ecuación General para caída de presión en flujo multifásico

$$\left(\frac{dP}{dz}\right)_{total} = \left(\frac{g}{g_c} \rho_m \sin \theta\right)_{hyd} + \left(\frac{\rho_m v_m dv_m}{g_c dz}\right)_{acc} + \left(f_m \frac{\rho_m v_m^2}{2g_c D}\right)_{fric}$$

Fuente: WELL COMPLETION AND SERVICING, PERRIN, Denis. Francia, 1999.

Además, existen diferentes regímenes de flujo que afectan también las pérdidas de presión en el flujo multifásico vertical y se muestran en la **Figura 50**.

Figura 50. Regímenes de flujo.



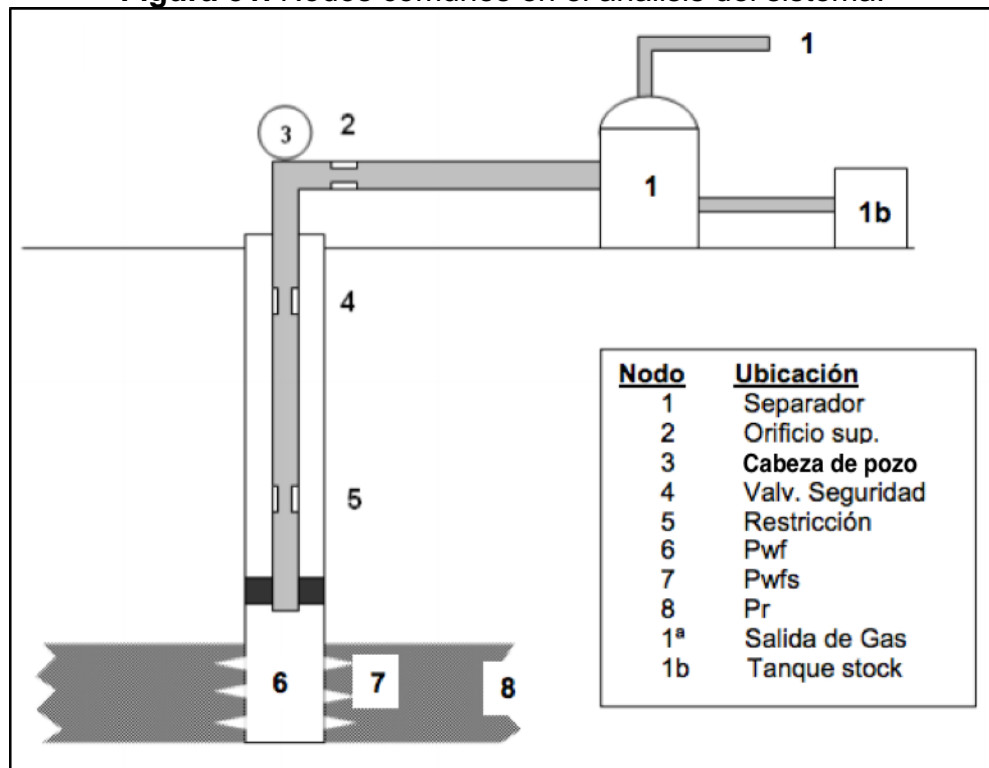
Fuente. WELL COMPLETION AND SERVICING, PERRIN, Denis. Francia, 1999.

Por lo anterior, es necesario realizar el análisis nodal en cada pozo del Campo Pegueta III, con el fin de determinar la distribución de la energía a lo largo del recorrido de los flujos. Para esto se divide este recorrido seleccionando en diferentes puntos llamados nodos, donde el flujo que entra es el mismo que sale y no existe caída de presión allí.

Los análisis de las caídas de presión se realizan entre dos nodos diferentes, esta varía en función del caudal en cualquier componente del sistema. Esta relación es calculada por diferentes tipos de correlaciones de flujo horizontal o vertical y tanto para flujo monofásico y multifásico.

En un sistema de producción total siempre hay al menos un nodo donde si existe cambio de presión a través de él, y dicha caída de presión se puede representar por medio de una correlación matemática. En la **Figura 51** se muestran los nodos más comunes en un análisis.

Figura 51. Nodos comunes en el análisis del sistema.



Fuente. BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis.

En el caso de este proyecto se analizó el comportamiento de la presión a lo largo del sistema tomando los siguientes nodos en orden aguas abajo: Presión del reservorio, presión de fondo fluvente, presión en cabeza de pozo y presión en separador. Para el análisis del sistema se tomó como nodo funcional la presión de

cabeza debido a propiedades de los fluidos. El presente análisis nodal se realizó por medio del Software Prosper de IFM Solutions, a continuación, se muestra un ejemplo del modelamiento del Pozo A en dicho software.

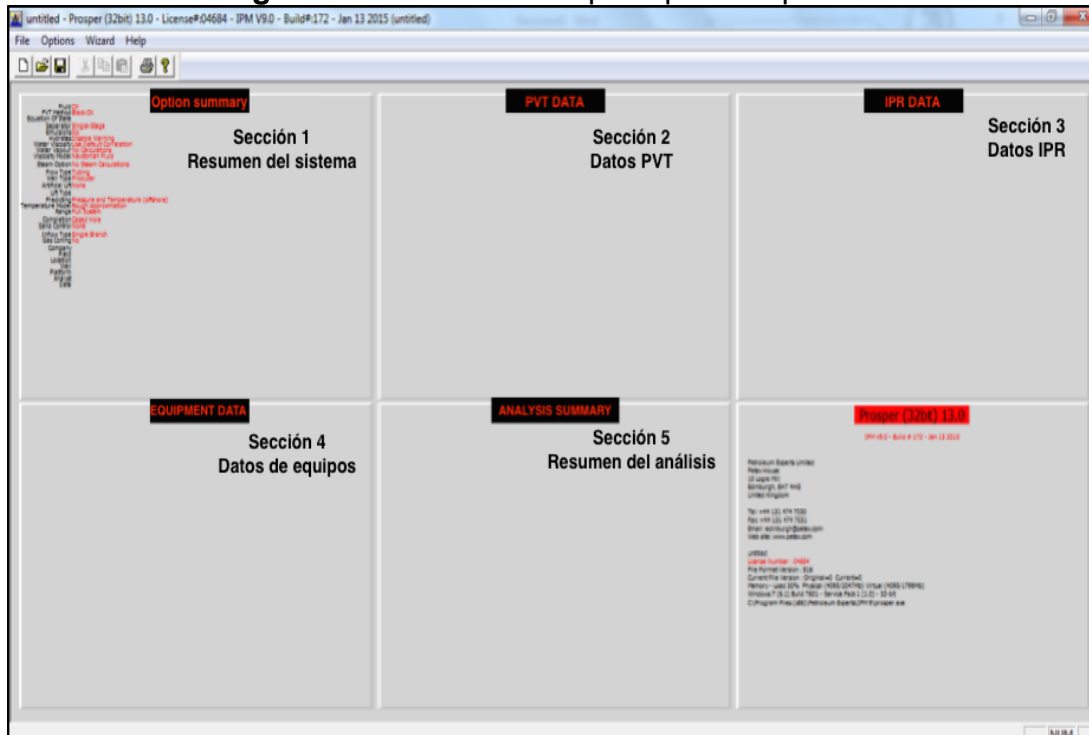
El programa Prosper, se utiliza en el análisis nodal de un pozo de petróleo, teniendo como finalidad la optimización de la producción de un pozo, además, se pueden representar diferentes tipos de levantamiento artificial.

Permite ajustar los datos PVT, las correlaciones de flujo multifásico y la gráfica IPR, para ajustarse a datos medidos en campo, logrando buenos modelamientos, es ideal para ser usado en correlaciones.

El software presenta una interfaz como se observa en la **Figura 52**, allí mismo se pueden observar cinco secciones principales para introducir y analizar los datos:

- Sección 1: resumen del sistema
- Sección 2: datos PVT
- Sección 3: datos IPR
- Sección 4: datos de los equipos
- Sección 5: resumen de análisis.

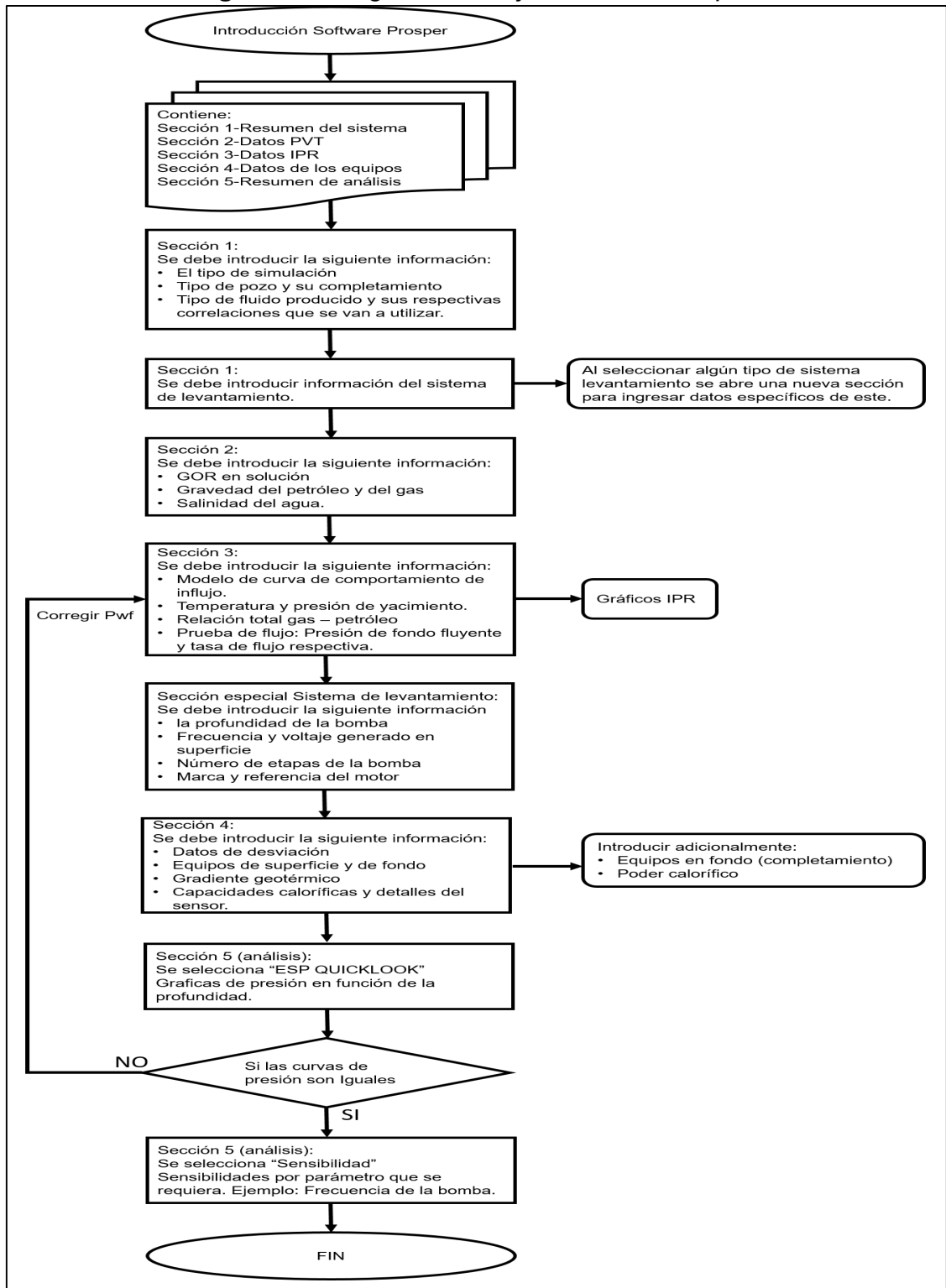
Figura 52. Interfaz menú principal Prosper 9.0



Fuente. Prosper 9.0.

En la **Figura 53** se muestra el diagrama de flujo para el uso del Software Prosper.

Figura 53. Diagrama de flujo Software Prosper.



3.4.1 Sección uno: Resumen del sistema. En la **Figura 54** se observa la ventana perteneciente a la primera sección donde se debe introducir información del sistema en general como el tipo de simulación, tipo de pozo y su completamiento, el tipo de fluido producido y sus respectivas correlaciones que se quieren utilizar. También se debe especificar si el pozo a modelar tiene algún tipo de sistema de levantamiento, que para este caso se selecciona bombeo electrosumergible, al seleccionar algún tipo de sistema levantamiento se abre una nueva sección para ingresar datos específicos de este. Además, datos de identificación de la empresa, el pozo, analistas y comentarios pertinentes a la corrida.

Figura 54. Sección uno. Resumen del sistema.

System Summary (untitled)	
<input type="button" value="Done"/> <input type="button" value="Cancel"/> <input type="button" value="Report"/> <input type="button" value="Export"/> <input type="button" value="Help"/> <input type="text" value="Datestamp"/>	
Fluid Description Fluid: Oil and Water Method: Black Oil Separator: Single-Stage Separator Emulsions: Emulsion + Pump Viscosity Correction PVT Warnings: Disable Warning Water Viscosity: Use Default Correlation Viscosity Model: Newtonian Fluid	
Calculation Type Predict: Pressure and Temperature (on land) Model: Rough Approximation Range: Full System	
Well Flow Type: Tubing Flow Well Type: Producer Well Completion Type: Cased Hole Sand Control: None	
Artificial Lift Method: Electrical Submersible Pump Type: Model Produced Oil Only	
Reservoir Inflow Type: Single Branch Gas Coning: No	
User information Company: CEPSA Field: PEGUITA III Location: JGR T6 Well: JGR T5 Platform: Jaguar Analyst: grupo 1 Date: sábado , 16 de julio de 2016	
Comments (Cntrl-Enter for new line) [Empty text area]	

Fuente. Prosper 9.0.

3.4.2 Sección dos: Datos PVT. Como se observa en la **Figura 55**, el simulador pide introducir algunos datos PVT como el GOR en solución, gravedad del petróleo y del gas y salinidad del agua. Con los anteriores datos el simulador se encarga de calcular el resto a partir de correlaciones, las cuales en esta misma sección se seleccionan las que más se adapten a los fluidos del campo. También se especifican impurezas como el hidrogeno de sulfuro, dióxido de carbono y nitrógeno, pero la producción del Campo Peguita III el contenido de estas sustancias es muy bajo, por lo cual se manejaron estos parámetros en cero.

Figura 55. Sección dos. Datos PVT.

Parameter	Value	Units
Solution GOR	11	scf/STB
Oil Gravity	21.6	API
Gas Gravity	0.7	sp. gravity
Water Salinity	148	ppm
Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0	percent
Mole Percent N2	0	percent
Water Cut	95.82	percent
Emulsion Occurrence	No Emulsion Corrections	
Viscosity Correction	Internal	

Fuente. Prosper 9.0.

3.4.3 Sección tres: Curvas de comportamiento de flujo. Se observa en la **Figura 56.** se selecciona curva de comportamiento de flujo que se adapte más a las condiciones del fluido, en este caso para el Campo Peguita III se utilizará la curva de Vogel. De igual manera se introducen las propiedades de temperatura y presión del yacimiento, la relación total gas – petróleo, y por último los datos de la prueba de flujo: Presión de fondo fluyente y tasa de flujo respectiva. En esta sección también se encuentra la opción de graficar la curva IPR del pozo como las que se mostraron en la sección 3.2.

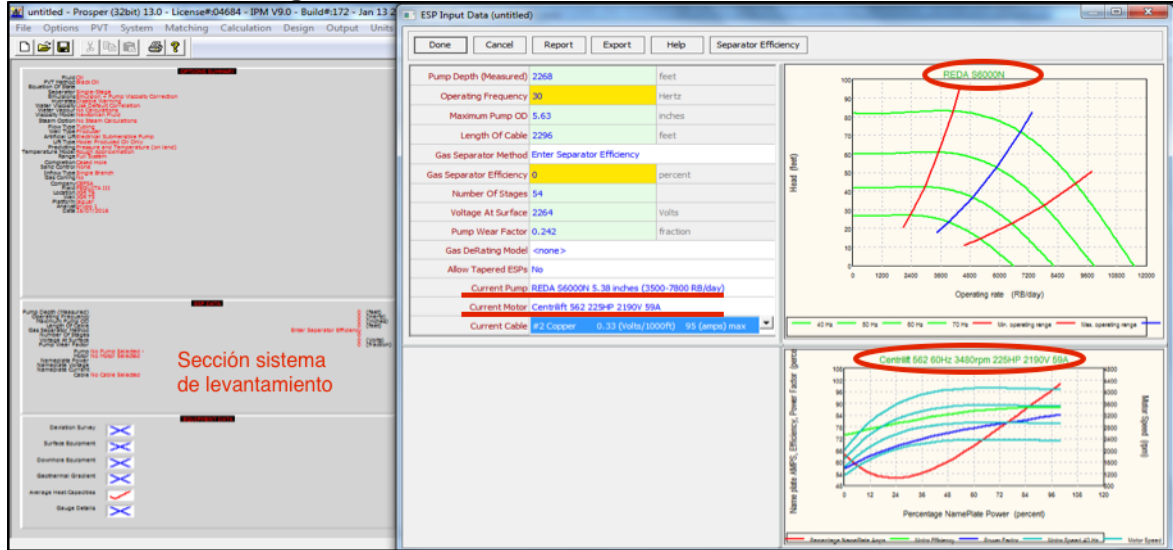
Figura 56. Sección tres. Curva de comportamiento de flujo.

Parameter	Value	Units
Reservoir Pressure	2154	psig
Reservoir Temperature	189	deg F
Water Cut	95.82	percent
Total GOR	11	scf/STB
Test Rate	3100	STB/day
Test Bottom Hole Pressure	1200	psig

Fuente. Prosper 9.0.

Al seleccionar el sistema de levantamiento se abre una sección especial para ingresar datos de este. En la **Figura 57** se observa la ventana especializada para el bombeo electrosumergible, en la cual se ingresan sobretodo datos de operación como la profundidad de la bomba, frecuencia, voltaje generado en superficie, numero de etapas de la bomba, la marca y referencia del motor.

Figura 57. Datos del sistema de levantamiento.



Fuente. Prosper 9.0.

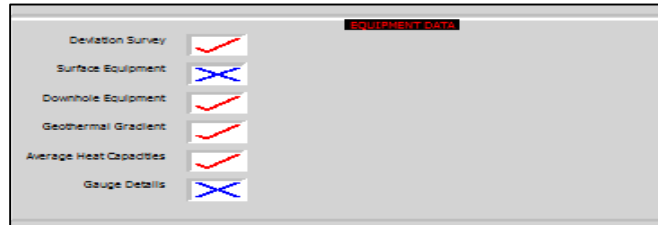
En esta misma sección se pueden observar las curvas de rendimiento de la bomba como las que se observan al costado derecho superior en la **Figura 57**, estas curvas con sus respectivos rangos de operación característicos de cada bomba en particular representados por las líneas rojas. Si la bomba trabaja a frecuencias altas puede superar la línea roja de la derecha y quedar trabajando con empuje hacia arriba o “upthrust” y de la misma forma si trabaja a frecuencia mínimas por debajo de la línea roja izquierda quedará trabajando con empuje hacia abajo o “downthrust”. Por lo anterior es necesario que el punto de operación de la bomba este entre el rango de operación y lo más posible cercano al punto óptimo de operación o de máxima eficiencia, representados en la gráfica con color azul.

En el **Anexo B** se puede encontrar las curvas de operación de cada bomba usadas para los pozos del Campo Peguita III, indicando tanto los puntos de operación utilizados en los análisis de sensibilidad de frecuencia, como el punto actual de operación. A partir de estas gráficas podemos observar que los únicos pozos que poseen una bomba trabajando en aceptables condiciones de operación son el Pozo A y Pozo D; Las bombas del Pozo B y Pozo E se encuentran trabando en downthrust y el Pozo C en upthrust.

Las curvas de los motores se encuentran debajo de la curva de la bomba, y esta gráfica nos indica el requerimiento energético actual de la bomba y la potencia que necesita del motor, para este lo más importante es que el motor no supere la potencia que puede dar, las curvas de los motores igualmente se observan en el **Anexo C**.

3.4.4 Sección cuatro: Datos de equipos. El software pide introducir datos como los que se observan en la **Figura 58**, como datos de desviación, Equipos de superficie y de fondo, gradiente geotérmico, capacidades caloríficas y detalles del sensor. Como se observa en la **Figura 58** para este proyecto no se introdujeron datos acerca de los equipos de superficie debido a que solo se va a analizar el flujo hasta el cabezal de pozo y detalles de sensor se omitieron sin que hubiera alteración en resultados.

Figura 58. Sección cuatro. Datos de equipos.



Fuente. Prosper 9.0.

En la misma sección, para efectos de cálculos de temperaturas y presiones para propiedades PVT, es necesario introducir datos de desviación de pozo, datos de profundidades medidas y profundidades verticales verdaderas, para que con estas el simulador calcule el desplazamiento y ángulo de desvío como se puede apreciar en **Figura 59**.

Figura 59. Sección cuatro. Resumen de desviación.

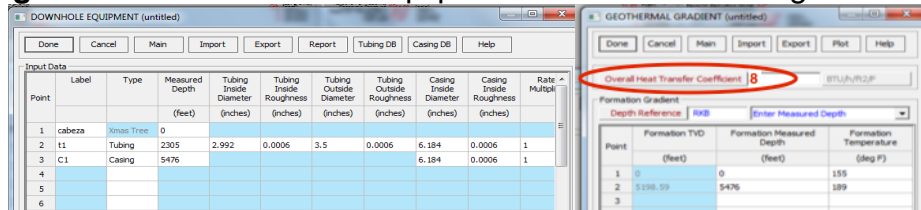
Point	Measured Depth (feet)	True Vertical Depth (feet)	Cumulative Displacement (feet)	Angle (degrees)
1	0	0	0	0
2	351	351	0	0
3	445	445	0	0
4	475	475	0	0
5	507	506.99	0.79994	1.43243
6	537	536.98	1.57447	1.47941
7	568	567.96	2.68784	2.08823
8	600	599.91	4.476	3.20335
9	1189	1179.44	109.671	10.2882
10	1220	1209.05	118.85	17.2227
11	1252	1239.48	128.75	18.022
12	1284	1269.77	139.071	18.8154
13	1315	1299	149.396	19.455
14	1346	1328.08	160.136	20.271
15	5130	4853.38	1535.24	21.3091
16	5193	4916.34	1600.93	22.3199

Fuente. Prosper 9.0.

En la sección cuatro, igualmente se introduce el equipamiento de fondo como se observa en la **Figura 60**, para el caso de estudio en el Campo Peguita III se contempla únicamente este equipamiento a través del cual hay flujo, es decir desde el cabezal del pozo hasta la profundidad de perforados, donde hay ingreso de fluidos del yacimiento al pozo. Para el pozo A se observa un completamiento bastante sencillo como también se puede observar en la sección de estados mecánicos.

Posteriormente se deben introducir datos geotérmicos, como se observa en la parte derecha de la **Figura 60**, donde se escriben datos como el coeficiente total de transferencia de calor, que para todos los pozos del Campo Peguita III se utilizó $8 \text{ BTU/h/FT}^2/\text{F}$ para la simulación de todos los pozos, debido a que este valor corresponde al coeficiente de transferencia de calor para los fluidos producidos en este campo, además se introducen datos de temperatura en superficie y en fondo fluuyente.

Figura 60. Sección cuatro. Equipos de fondo. Gradiente geotérmico.



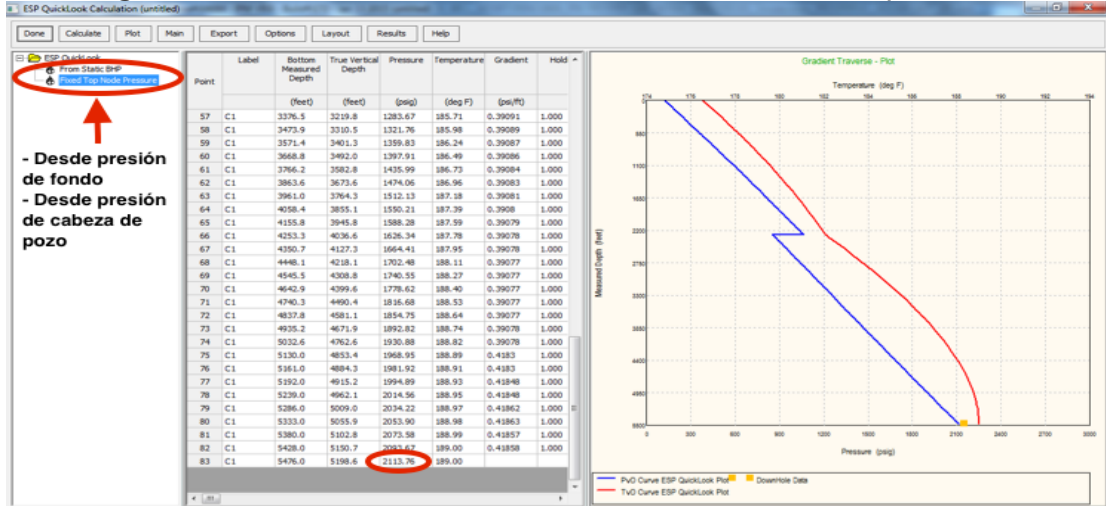
Fuente. Prosper 9.0.

3.4.5 Sección número cinco: Resumen de análisis. Se realizan los diferentes análisis de resultados, en las corridas se usaron dos herramientas. Primeramente “ESP Quicklook” que se muestra en la **Figura 61**. Allí se presentan dos gráficas de presión en función de la profundidad, una de ellas es calculada a partir de la presión en cabeza y la otra es calculada a partir de la presión de fondo, sabiendo que las dos curvas deben ser iguales, se deben corregir datos de tal manera que las gráficas de ambas estén sobrepuestas como se muestra en la **Figura 62**.

Para ajustar ambas curvas se observa la curva arreglada desde el nodo superior, se busca el último dato de presión, el cual corresponde a la presión de fondo calculada desde presión de cabeza, enseguida se devuelve a la sección tres y se ajusta la prueba de flujo a esta presión de fondo.

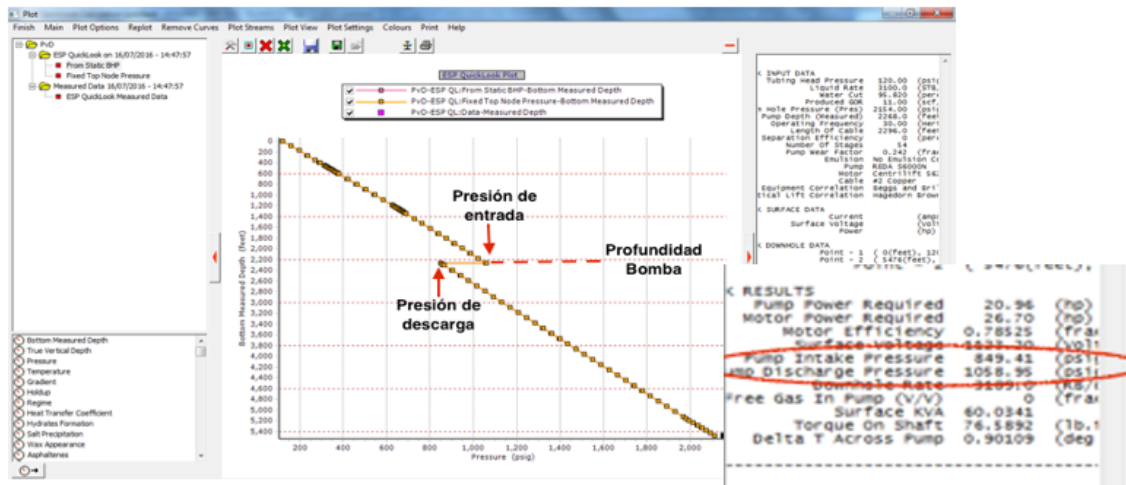
Una vez corregida esta presión, en esta sección cinco, nuevamente se calculan las presiones en función de la profundidad y efectivamente como se observa en la **Figura 60**, las curvas de presión calculada una desde la presión de fondo y otra desde la presión de cabeza están sobrepuestas, es decir que el ajuste está realizado.

Figura 61. Sección cinco. Resumen de análisis. Vista rápida ESP.



Fuente. Prosper 9.0.

Figura 62. Grafica ESP desde cabeza de pozo y desde fondo.

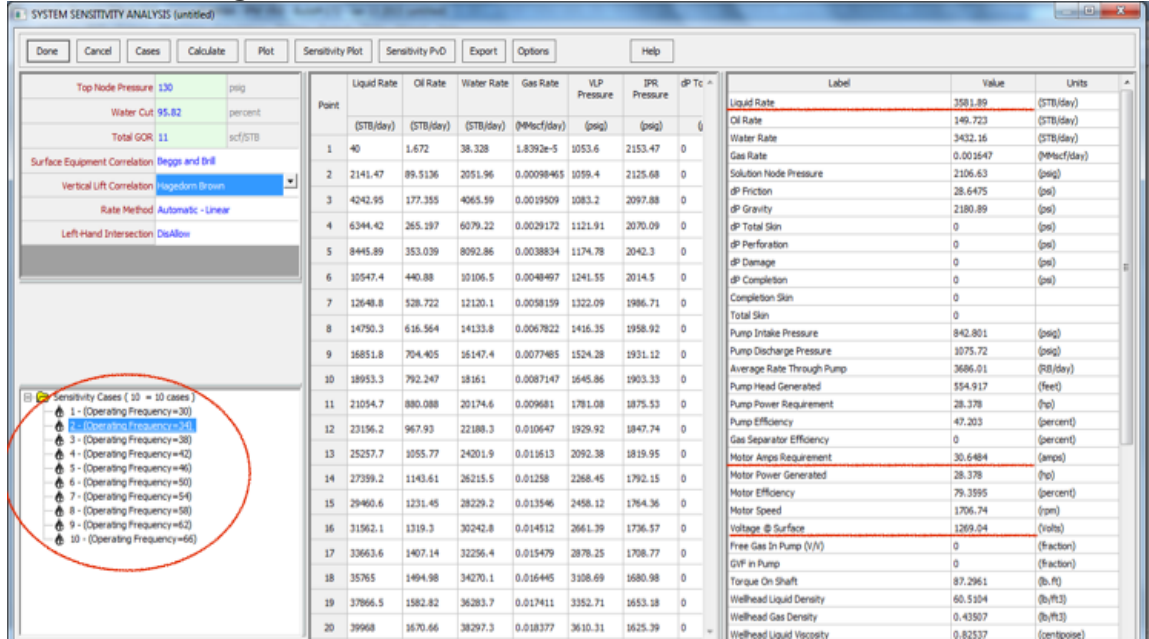


Fuente. Prosper 9.0.

En la **Figura 62** también se puede observar el aporte de energía, en forma de presión, que aporta la bomba electrosumergible. Se observa un aumento de presión a la profundidad que se encuentra ubicada esta bomba, a esta profundidad se puede observar la presión a la que entra el fluido y a la que sale.

Una vez ajustadas estas curvas, en la misma sección de análisis, se puede encontrar la herramienta de sensibilidad. Con esta herramienta se pueden realizar variaciones de diferentes parámetros de operación, en el caso de estudio del Campo Peguita III se realizaron variaciones en la frecuencia de operación de la bomba como se observa en la **Figura 63**.

Figura 63. Sección cinco. Análisis de sensibilidad.



Fuente. Prosper 9.0.

A partir de esta herramienta de sensibilidad se extrajeron los datos necesarios para calcular el consumo de cada bomba electrosomergible de cada pozo del Campo Peguita III a diferentes frecuencias cada uno. Los datos más importantes para el consumo y poder realizar comparaciones con otro sistema de levantamiento son: La tasa de líquido, requerimiento de corriente del motor y el voltaje en superficie.

3.5 RESULTADOS CONSUMO LEVANTAMIENTO ACTUAL

Las simulaciones de los pozos productores del Campo Peguita III se realizaron análogamente al procedimiento explicado en la sección anterior.

Además de esto se calculó la potencia en kw/h a partir de la **Ecuación 7**.

Ecuación 7. Potencial de consumo

$$P = \frac{\sqrt{3} * V * I * 0,8}{1000}$$

Fuente. WELL COMPLETION AND SERVICING, PERRIN, Denis. Francia, 1999.

Donde:

P: Potencia consumida por el sistema de levantamiento. Kw/h.

V: Voltaje en superficie. Voltios.

I: Corriente requerida por el motor. Amperios.

A continuación, en la **Tabla 19** se resumen los resultados de los modelamientos de cada pozo y su respectivo consumo, además, en azul se resaltan las frecuencias a las que se encuentra trabajando actualmente cada bomba. Estos resultados se discutirán más adelante en el capítulo cinco, conjunto a los modelamientos del sistema de levantamiento Bombeo Hidráulico.

Tabla 19. Resultados modelamiento del sistema de levantamiento electrosumergible.

Pozo	Frecuencia (Hz)	Voltaje (V)	Corriente (Amp)	Potencia (kw/h)	Tasa liquida (STB/D)	Tasa petróleo (STB/D)	Tasa agua (STB/D)	PIP (psi)	PDP (psi)
A	30	1123,37	31,1318	48,4594	3100,0000	129,5800	2970,4200	851,9700	1066,1300
	40	1488,86	31,4383	64,8580	4772,8600	199,5060	4573,3500	823,3840	1093,9100
	50	1858,35	36,2078	93,2353	6624,1400	276,8890	6347,2500	797,7660	1129,8800
	60	2228,58	41,8244	129,1542	8170,1900	341,5140	7828,6800	775,9860	1168,7600
B	30	1336,48	20,4007	37,7797	376,4070	6,8130	369,5940	1696,7500	1945,5600
	40	1780,39	26,0956	64,3773	890,0000	16,1090	873,8910	1491,6500	1949,4000
	50	2230,54	35,1706	108,7027	2681,8400	48,5412	2633,3000	1249,2600	1967,5500
	60	2689,24	48,8393	181,9909	4057,9800	73,4493	3984,5300	980,5570	2000,3300
C	30	1579,48	26,0767	57,0712	1969,7100	470,7600	1498,9500	1294,6400	1864,9500
	40	2101,08	31,8727	92,7923	2857,0000	682,8230	2174,1770	1079,5800	1886,2700
	50	2626,7	39,9685	145,4718	3892,2100	930,2390	2961,9700	868,8400	1914,4000
	60	3157,24	50,7944	222,2153	4834,4600	1155,4400	3679,0200	659,8290	1948,8100
D	30	1334,29	19,2123	35,5206	1429,0000	342,9600	1086,0400	1503,0700	1838,2600
	40	1773,71	22,4851	55,2622	1963,7700	471,3040	1492,4600	1397,2400	1848,0400
	50	2215,38	27,0046	82,8966	2651,9600	636,4700	2015,4900	1298,8400	1862,8000
	60	2649,08	27,2842	100,1514	3387,7500	813,0600	2574,6900	1193,4500	1883,4900
E	30	1207,98	42,9774	71,9367	920,0000	908,3160	11,6840	1730,7300	1995,7600
	40	1588,99	44,7189	98,4607	1973,7400	1948,6700	25,0660	1561,9000	1994,8600
	50	1980,25	52,2651	143,4110	3063,6000	3024,6900	38,9077	1363,2700	1994,1900
	60	2381,7	65,4978	216,1546	4163,0600	4110,1900	52,8711	1136,3100	1993,8000

Fuente. Prosper 9.0 (modificado por los autores).

4. DISEÑO DEL LEVANTAMIENTO BOMBEO HIDRÁULICO PARA EL CAMPO PEGUITA III

Teniendo en cuenta las condiciones operativas del Campo Peguita III se han planteado varios escenarios de diseño para los pozos en estudio, para esto se utilizó el software SYAL el cual permite realizar los diferentes diseños que se mostraran durante este capítulo, este Software se utilizó por motivo de que el Software Prosper no es el más adecuado para el sistema de levantamiento artificial hidráulico.

4.1 DATOS DE ENTRADA PVT PARA EL DISEÑO BOMBEO HIDRÁULICO

Las pruebas hechas a los pozos en estudio A, B, C, D, E y el pozo inyector F arrojaron datos de PVT que se resumen a continuación en la **Tabla 20**.

Tabla 20. Datos PVT de ingreso para el Software SYAL.

Pozo	Tipo	Profundidad Total MD (ft)	Gravedad Petróleo (API)	Gravedad específica Gas	Salinidad (ppm)	BS&W	GOR (SCF/STB)	Presión Yacimiento (psig)	Temperatura Yacimiento
A	Productor	5720	21.6	0.7	60	95.82	15	2154	189
B	Productor	8697	20.7	0.77	60	98.19	15	2149	192
C	Productor	7212	20.8	0.65	60	76.1	15	2129	195
D	Productor	6026	20.7	0.77	60	76	15	2137	191
E	Productor	8910	21	0.7	60	1.27	15	2098	195.5

Fuente: Datos PVT Cepsa. 2016

Además, se usaron datos de que aplican para todos los pozos, como la presión y la temperatura de los separadores ubicados en la estación de recibido de fluidos, los cuales se observan en la **Tabla 21**.

Tabla 21. Datos de separador para ingreso al Software SYAL.

Presión de separador	30 psig
Temperatura	150 °F

Fuente: Datos de operación. Cepsa. 2016

A partir de los datos anteriores, se calcularon más propiedades necesarias para el modelamiento del bombeo hidráulico, estas se encontraron a partir de correlaciones, las cuales se mencionan a continuación.

Análogamente al capítulo tres se utilizaron las correlaciones de Glaso para presión de burbuja, relación gas disuelto y factor volumétrico, fueron escogidas debido al rango de aplicación que se mostraba en el anterior capítulo en la **Figura 38**. Las ecuaciones de viscosidad de petróleo, viscosidad del gas y viscosidad del agua se muestran a continuación.

4.1.1 Correlación Beggs y Robinson: Viscosidad del petróleo. La viscosidad del petróleo muerto, sin gas en solución, fue determinada a través de la **Ecuación 8**.

Ecuación 8. Correlación Uo, Beggs and Robinson.

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

$$\begin{aligned} x &= yT^{-1.163} \\ y &= 10^z \\ z &= 3.0324 - 0.02023\gamma_{API} \end{aligned}$$

Fuente. Banzer, Carlos. Correlaciones numéricas. 1996.

Esta ecuación se seleccionó debido a que los datos necesarios, se encuentran dentro de los rangos de aplicación que se muestran en la **Figura 64**, además presenta un error promedio de -0,64% y una desviación estándar de 13,53%.

Figura 64. Rangos de aplicación para la correlación de Beggs y Robinson.

Presión, lpsca.	15 - 5265
Temperatura, °F	70 - 295
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	20 - 2070
Gravedad del petróleo, °API	16 - 58

Fuente. Banzer, Carlos. Correlaciones numéricas. 1996.

4.1.2 Correlación Carr: Viscosidad del gas. Esta correlación posee ajustes por presencia de gases contaminantes como el dióxido de carbono, hidrógeno de sulfuro y el nitrógeno. Debido a la baja presencia de estos contaminantes en el poco gas que produce el Campo Peguita III no se tuvieron en cuenta dichas correlaciones, por lo que la viscosidad del gas está determinada en la **Ecuación 9**.

Ecuación 9. Correlación, Ug Carr.

$$\mu_{gl} = (1.709 \times 10^{-5} - 2.062 \times 10^{-6} \gamma_g) T + 8.188 \times 10^{-3} - 6.15 \times 10^{-3} \log \gamma_g$$

Fuente. Banzer, Carlos. Correlaciones numéricas. 1996.

Esta correlación fue escogida debido a que permite determinar la viscosidad del gas a presión atmosférica y temperatura de yacimiento, presenta un error de 0,38% y una desviación estándar de 0,46%.

4.1.3 Correlación Van Wingen: Viscosidad del agua.

Para determinación de la viscosidad del agua, el simulador la realizó por medio de la **Ecuación 10**.

Ecuación 10. Correlación Uw, Van Wingen.

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

Fuente. Banzer, Carlos. Correlaciones numéricas. 1996.

Esta correlación fue escogida debido a que permite evaluar la viscosidad del agua en función de la temperatura para varias presiones.

4.2 ESQUEMAS DE COMPLETAMIENTO

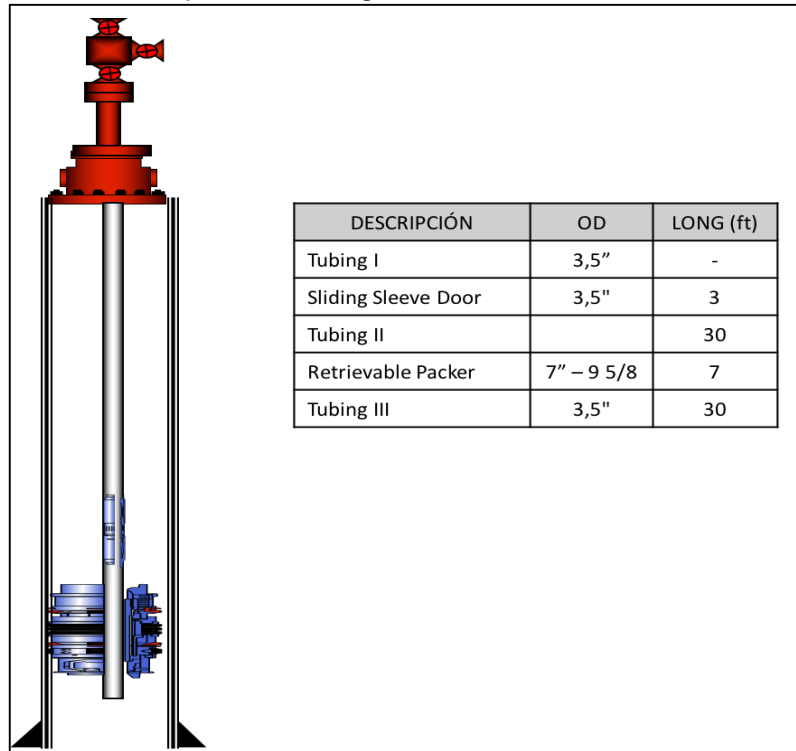
El completamiento para el bombeo hidráulico se muestra a continuación, en la **Figura 65** de una manera muy general, compuesto por un tramo de tubería de producción, una camisa corrediza en donde irá la bomba hidráulica JET, un tubo de producción, el empaque para aislar los intervalos de producción de las zonas de circulación del fluido de potencia y por último otro tubo de producción. En la **Figura 65** también se muestran las longitudes usadas para los cálculos de profundidades.

La bomba hidráulica tendrá un ensamblaje de fondo libre que permita su circulación hidráulica desde fondo hasta superficie y viceversa, además este completamiento se basa en un sistema de fluido motriz abierto, donde se permite la mezcla de los fluidos del yacimiento con este fluido motriz.

La ubicación de la bomba hidráulica se determinó teniendo en cuenta profundizarla lo máximo posible para aprovechar una mayor presión de entrada, por esto se determinó dejar el final del último tubo de producción (Tubing III) 30 ft por encima de los perforados.

A causa de que se tuvo en cuenta el completamiento actual de cada pozo en particular y que por esto no sea posible llegar a hasta un punto cercano a los perforados, se determinó dejar el punto final del último tubo de producción (Tubing III) 30 pies por encima de cualquier herramienta que no permita continuar profundizando el bombeo Jet, como por ejemplo empaques o herramientas de On/Off, de tal manera que no se afecte el completamiento de producción de múltiples intervalos que poseen algunos pozos del Campo Peguita III.

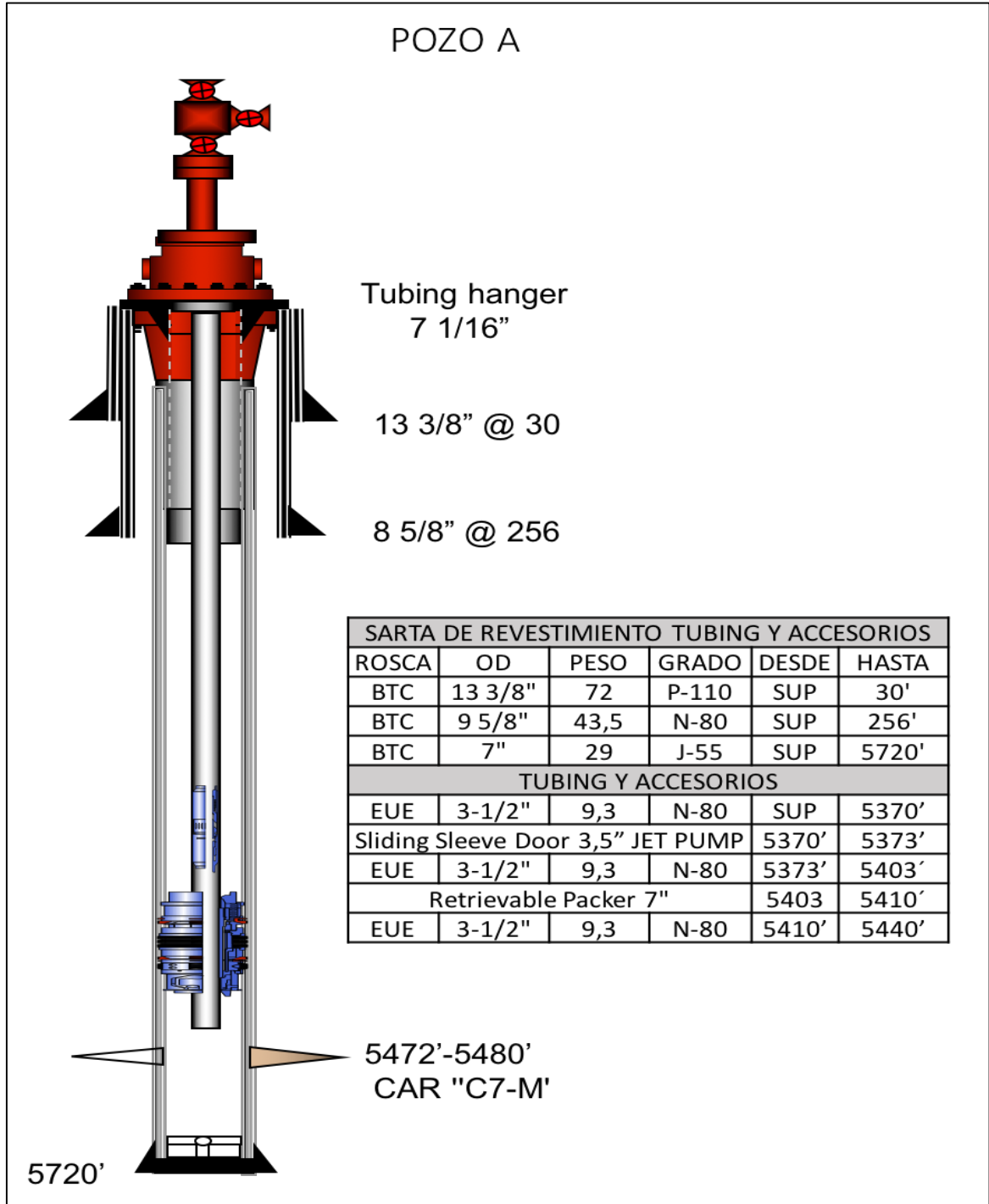
Figura 65. Completamiento general de bombeo Hidráulico JET.



En lo que concierne a la configuración de boquilla- garganta de la bomba tipo JET no se tratará en esta sección, debido a que esta configuración depende de los escenarios de producción de cada pozo que se quieran considerar (este tema se va a tratar más adelante). El diseño del completamiento de cada pozo en específico se mostrará en los siguientes numerales.

4.2.1 Completamiento Pozo A. El diseño del completamiento para el Pozo A quedaría tal como muestra la **Figura 66**.

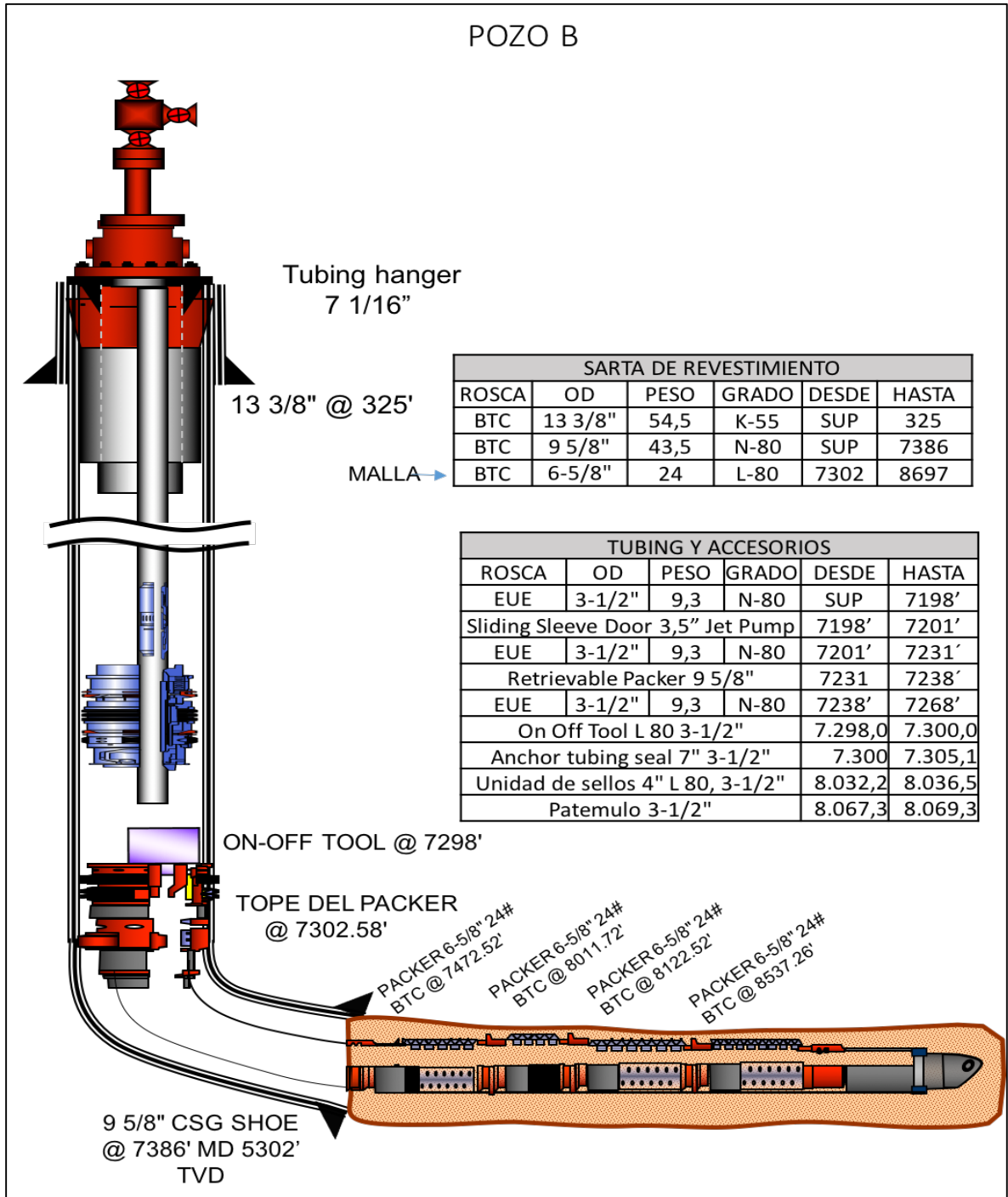
Figura 66. Completamiento bombeo hidráulico JET, Pozo A.



Fuente. Cepsa. 2016 (Modificado por los autores)

4.2.2 Completamiento Pozo B. El diseño del completamiento para el Pozo B quedaría tal como muestra la **Figura 67**.

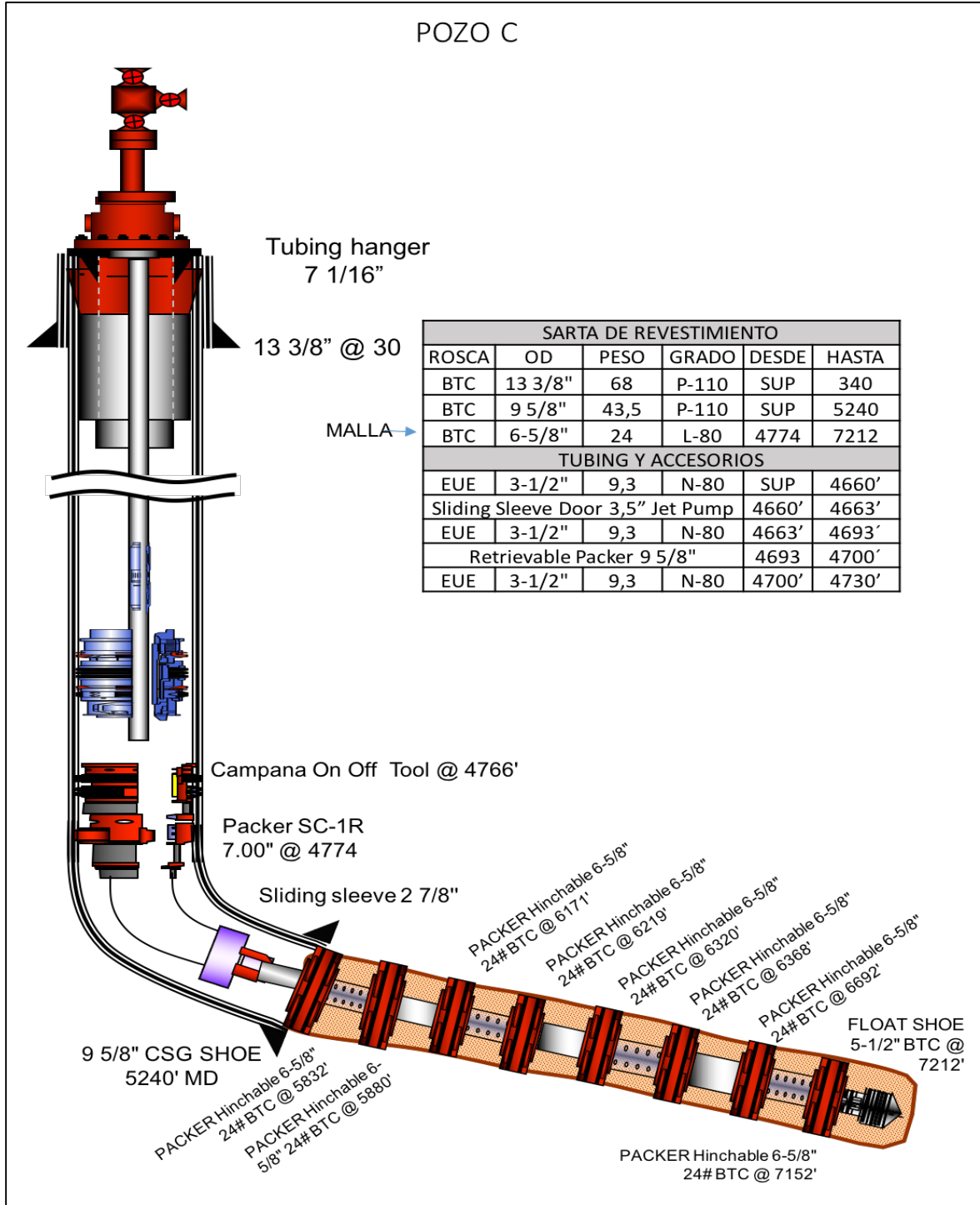
Figura 67. Completamiento bombeo hidráulico JET, Pozo B.



Fuente. Cepsa. 2016 (Modificado por los autores)

4.2.3 Completamiento Pozo C. El diseño del completamiento para el Pozo C quedaría tal como muestra la **Figura 68**.

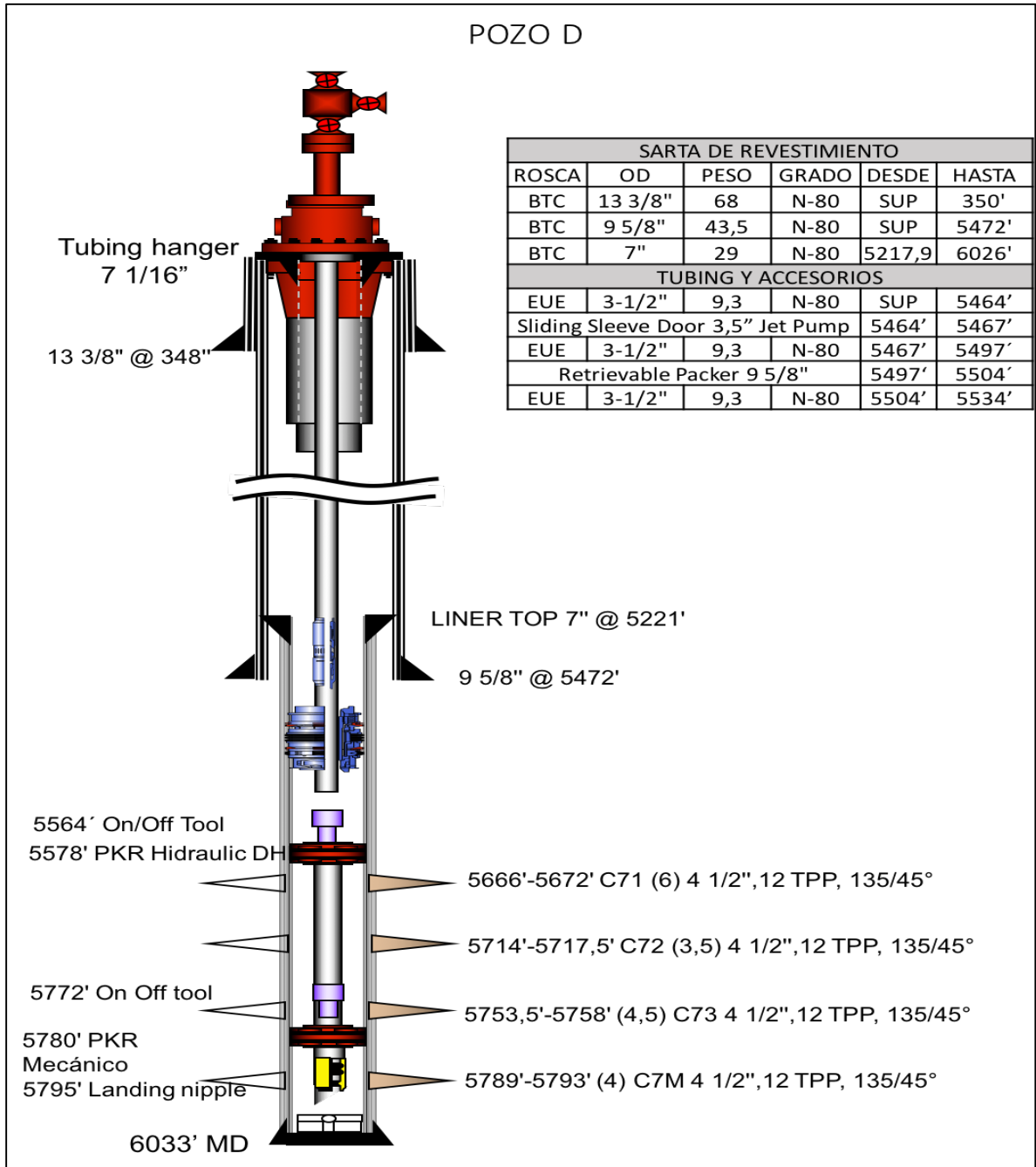
Figura 68. Completamiento bombeo hidráulico JET, Pozo C.



Fuente. Cepsa. 2016 (Modificado por los autores)

4.2.4 Completamiento Pozo D. El diseño del completamiento para el Pozo D quedaría tal como muestra la **Figura 69**.

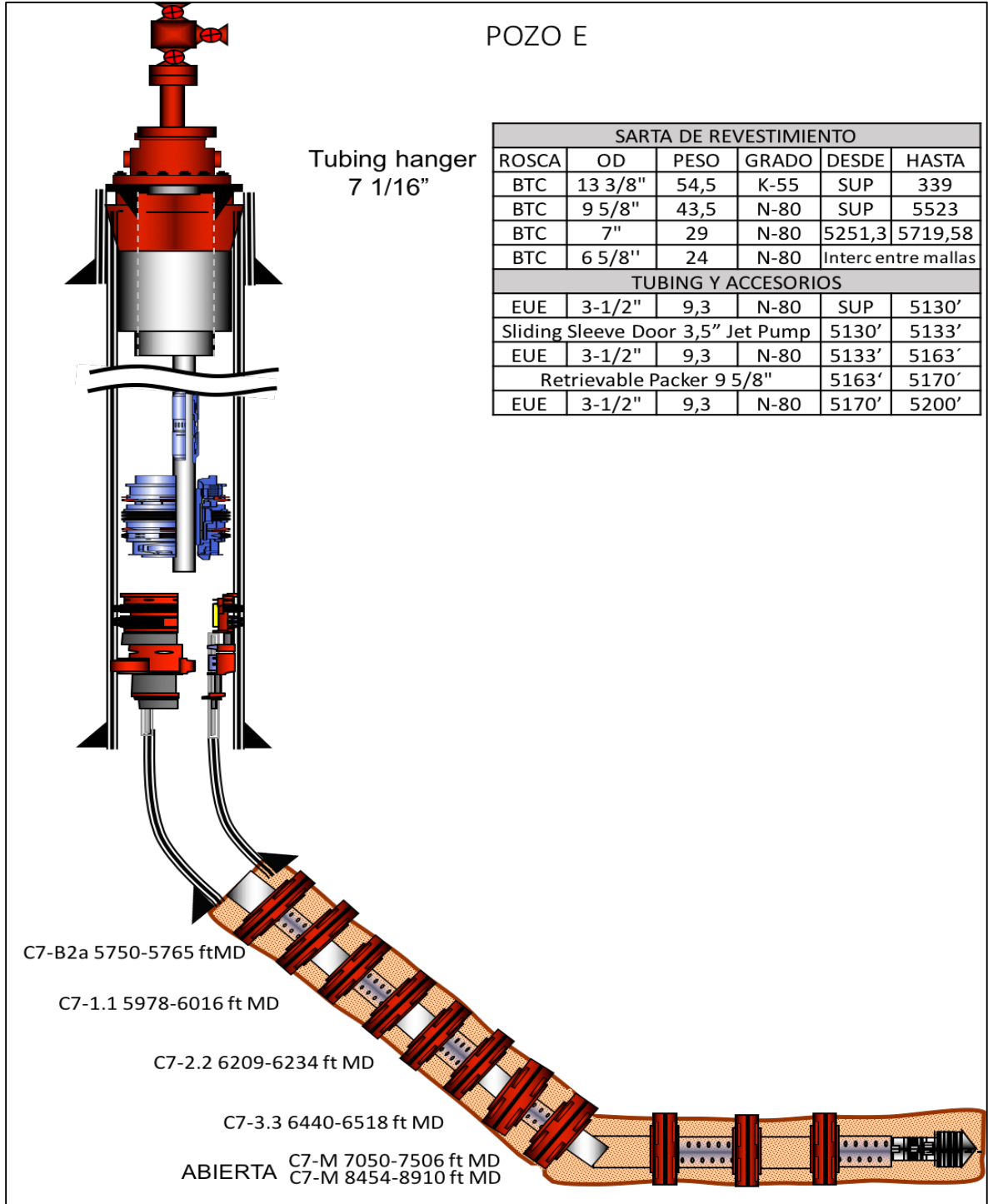
Figura 69. Completamiento bombeo hidráulico JET, Pozo D.



Fuente. Cepsa. 2016 (Modificado por los autores)

4.2.5 Completamiento Pozo E. El diseño del completamiento para el Pozo E quedaría tal como muestra la **Figura 70**.

Figura 70. Completamiento bombeo hidráulico JET, Pozo E.



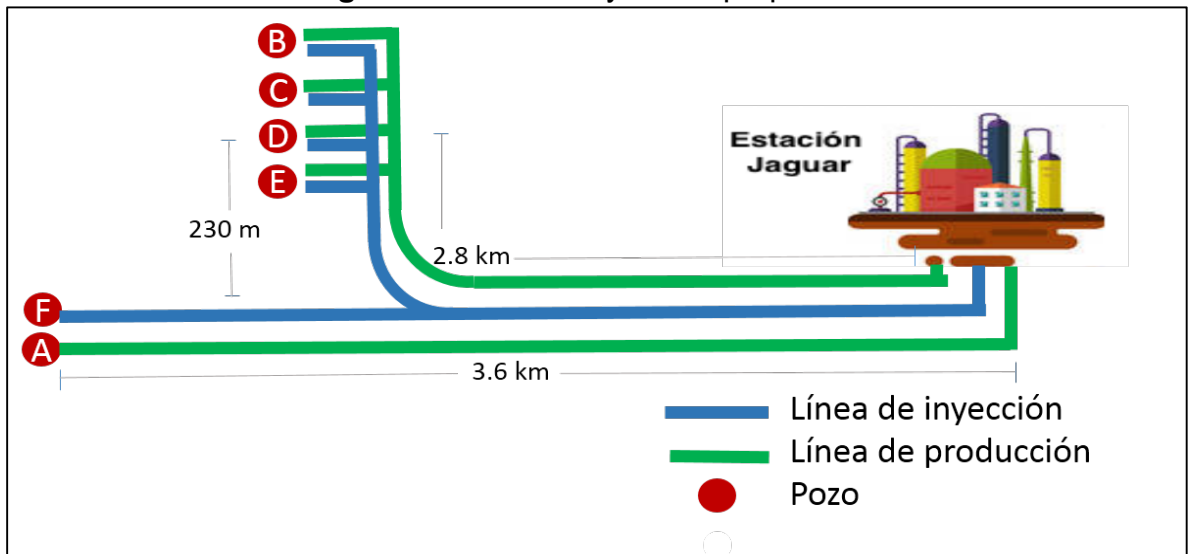
Fuente. Cepsa. 2016 (Modificado por los autores)

4.3 SISTEMA DE INYECCIÓN PROPUESTA

A continuación, se planeará una ramificación de la línea de inyección actual para llevar el fluido motriz a los pozos, partiendo de la ya existente que proviene de la Estación Jaguar al pozo F como se mostró en la **Figura 34** de las líneas de producción e inyección Campo Peguita III.

En la **Figura 71** se muestra un diagrama del sistema de inyección propuesto, donde lo que se pretende realizar es una derivación de una rama al cluster de los Pozos B, C, D, y E de la línea ya existente que se dirige hacia el Pozo F. Esta línea tendrá una longitud de 230 metros. Para el Pozo A no es necesario la construcción de una línea de inyección debido a que pertenece al mismo cluster del pozo F.

Figura 71. Red de inyección propuesta.



Fuente. Cepsa. 2016 (Modificado por los autores)

4.4 PERDIDAS DE PRESIÓN EN LÍNEAS DE INYECCIÓN

En esta sección se van a determinar las pérdidas de presión a lo largo de la línea de inyección provenientes de la Estación Jaguar hasta cada Cluster del Campo Peguita III.

Recordando lo que se especificó en el capítulo dos, actualmente el sistema de Inyección para el Campo Peguita III cuenta con una línea de inyección de agua que va hasta el Pozo F, la cual fue construida con tubería de 4" de 12,5 lb/ft y que lleva el fluido a una presión inicialmente de 1300 psi en la descarga de las bombas de inyección.

Teniendo en cuenta la **Figura 71**, se identifican principalmente dos recorridos a los que se les debe determinar la caída de presión, uno de ellos el que proviene de la estación Jaguar hasta el cluster del pozo F y A, otro desde la estación Jaguar hasta el cluster del pozo B, C, D y E.

Las pérdidas de presión para un flujo monofásico, están dadas por la **ecuación 11** dada a continuación.

Ecuación 11. Pérdidas de presión flujo monofásico.

$$\Delta P = \frac{1,15 * 10^{-3} * f_{moody} * Q_l^2 * GE_{liq}}{ID^5} = \left[\frac{psi}{100 ft} \right]$$

Fuente. WELL COMPLETION AND SERVICING, PERRIN, Denis. Francia, 1999.

Teniendo que es una línea es de 4 pulgadas, la tasa de inyección es de 5875 bpd y un diámetro interno de una tubería de Schedule 40 de 4,026 pulgadas, una viscosidad para el agua de 1 cP, un Reynolds de 541977 y un factor Moody 0.0223. reemplazando en la **ecuación 11** se tiene.

$$\Delta P = \frac{1,15 * 10^{-3} * 0,0223 * 5875^2 * 1}{4,026^5} = 0,83 \frac{psi}{100 ft}$$

Debido a que en esta línea se mueve un fluido tratado, se considera como monofásico, junto con el anterior resultado se tiene que para las líneas de inyección de 2.8 Kilómetros y 3.6 Kilómetros para cada cluster, se puede disponer de las presiones que se muestran en la **Tabla 22**, además se realizó la conversión a pies de la longitud.

Tabla 22. Pérdidas de presión en líneas de inyección propuestas

Line de inyección	Longitud (ft)	Longitud (m)	dP (psi/100 ft)	Presión (psi)
Cluster BCDE	9186,35	2800	0,83	1223,8
Cluster AF	11811,02	3600	0,83	1202,0

Fuente. CEPESA, modificado por los autores. 2016.

Conociendo la energía con la que se puede contar, se puede continuar a realizar el diseño de la configuración boquilla garganta.

4.5 CONFIGURACIÓN BOQUILLA GARGANTA

La importancia de escoger adecuadamente la configuración boquilla garganta, deriva de que de esto depende la presión requerida en superficie, el caudal de inyección requerido en superficie y un caudal de cavitación en el cual Cepsa maneja una tolerancia del 75% a continuación, en la **Figura 72** se muestra las referencias y diámetros usados en la industria para las configuraciones.

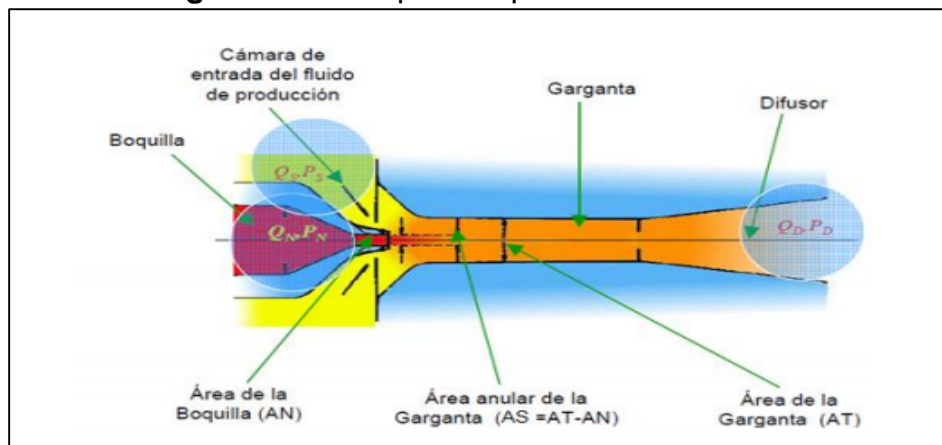
Figura 72. Configuraciones Boquilla Garganta.

Throat and Nozzle Sizes Diameter (in.)				Throat and Nozzle Sizes Diameter (in.)			
Nozzle		Throat		Nozzle		Throat	
No.	Dia. In.	No.	Dia. In.	No.	Dia. In.	No.	Dia. In.
1.	.0553	1.	.087	14.	.2901	14.	.459
2.	.0628	2.	.099	15.	.3297	15.	.521
3.	.0714	3.	.113	16.	.3766	16.	.592
4.	.0814	4.	.128	17.	.4280	17.	.673
5.	.0924	5.	.146	18.	.4863	18.	.765
6.	.1046	6.	.166	19.	.5528	19.	.873
7.	.1189	7.	.188	20.	.6282	20.	.988
8.	.1354	8.	.214	21.	.7139	21.	1.123
9.	.1530	9.	.243	22.	1.2189	22.	1.282
10.	.1739	10.	.276	23.	1.3853	23.	1.457
11.	.1977	11.	.314	24.	1.5743	24.	1.656
12.	.2246	12.	.357	25.	1.7891	25.	1.882
13.	.2553	13.	.405	26.	2.0333	26.	2.139

Fuente. CEPESA. Análisis SYAL. 2016

En el software Syal para las referencias de garganta utilizan las letras en orden alfabético en vez de los números del 1 al 26. Las configuraciones ayudan a que los fluidos del yacimiento adquieran energía potencial, a partir de cambios en las áreas entre garganta y difusor. En la **Figura 73** se muestra el principio de funcionamiento de la boquilla y la garganta.

Figura 73. Principio de operación bomba JET



Fuente. Nomenclatura y formulación bombeo hidráulico JET, Víctor Castillo. 2009

Según OIL WELL HYDRAULICS, INC³⁹ existe una relación entre la boquilla y la garganta representada por la **Ecuación 12**.

Ecuación 12. Relación boquilla y garganta.

$$R = \frac{A_N}{A_t}$$

Donde:

A_N = Área de la boquilla

A_t = Área de la garganta

Fuente. OIL WELL HYDRAULICS, INC. Manual de Bombeo hidráulico. 1991.

Los diámetros más útiles para las boquillas se encuentran 0.1" a 0.3" y de 0.15" a 0.6", Si para una boquilla dada se selecciona una garganta de modo que el área de la boquilla (A_N), sea del 60% del área de la garganta (A_t), existirá un caudal de producción grande y una cabeza de levantamiento pequeño. Existirán grandes cabezas de levantamientos si entre la garganta y la tobera se selecciona un área anular de la garganta pequeño. Como la energía de la boquilla es transferida a un caudal más pequeño que la tasa del fluido motriz, entonces existirá un caudal de producción más bajo que el utilizado como fluido motriz.

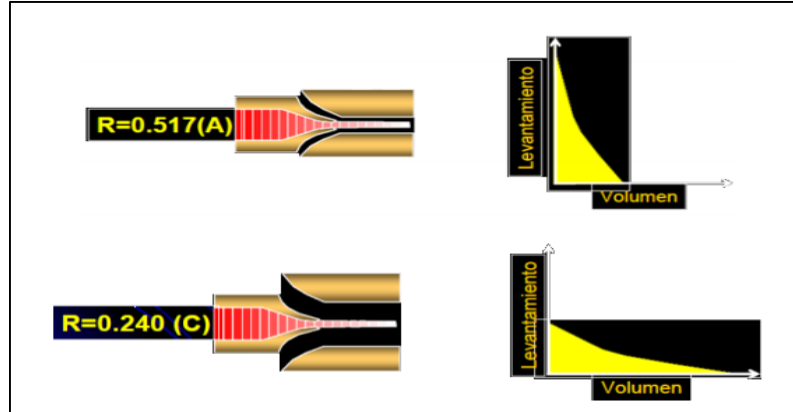
Una boquilla más grande provee mayor potencia para producir mayores caudales, si la boquilla no brinda suficiente energía con la máxima capacidad de presión del sistema de potencia de superficie, se requiere seleccionar una boquilla más grande. Para el Campo Peguita III se tiene una línea de inyección hacia el Pozo F que maneja una presión de 1300 PSI en la descarga de la bomba de inyección, los cuales se tendrán en cuenta en la evaluación de presión requerida en superficie para cada pozo, teniendo en cuenta pérdidas de presión a lo largo de esta línea.

La relación de área comúnmente usada oscila entre 0.400 y 0.235. Las relaciones mayores de áreas a 0.400 son usados normalmente en pozos de gran profundidad con altos levantamientos o solamente cuando es baja la presión del fluido motriz disponible, pequeñas áreas anulares son más propensas a cavitación. Relaciones de áreas menores a 0.235 son usadas en pozos pocos profundos o cuando es muy baja la presión de inyección, se requiere de una mayor área anular para que pase el fluido reduciendo el potencial de cavitación, pueden producir más volúmenes de

³⁹ OIL WELL HYDRAULICS, INC. Manual de Bombeo hidráulico. Pág. 17. 1991.

fluidos que el usado como fluido motriz. Las relaciones boquilla garganta y producción levantamiento se muestran en la **Figura 74**.

Figura 74. Relación Boquilla Garganta y producción levantamiento.

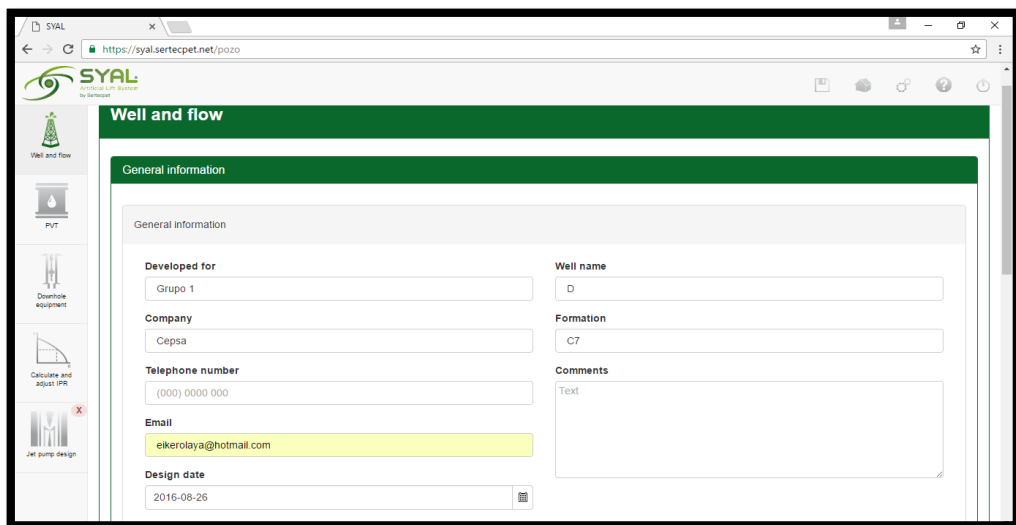


Fuente. Nomenclatura y formulación bombeo hidráulico JET, Víctor Castillo. 2009

4.6 INTRODUCCIÓN AL SOFTWARE SYAL

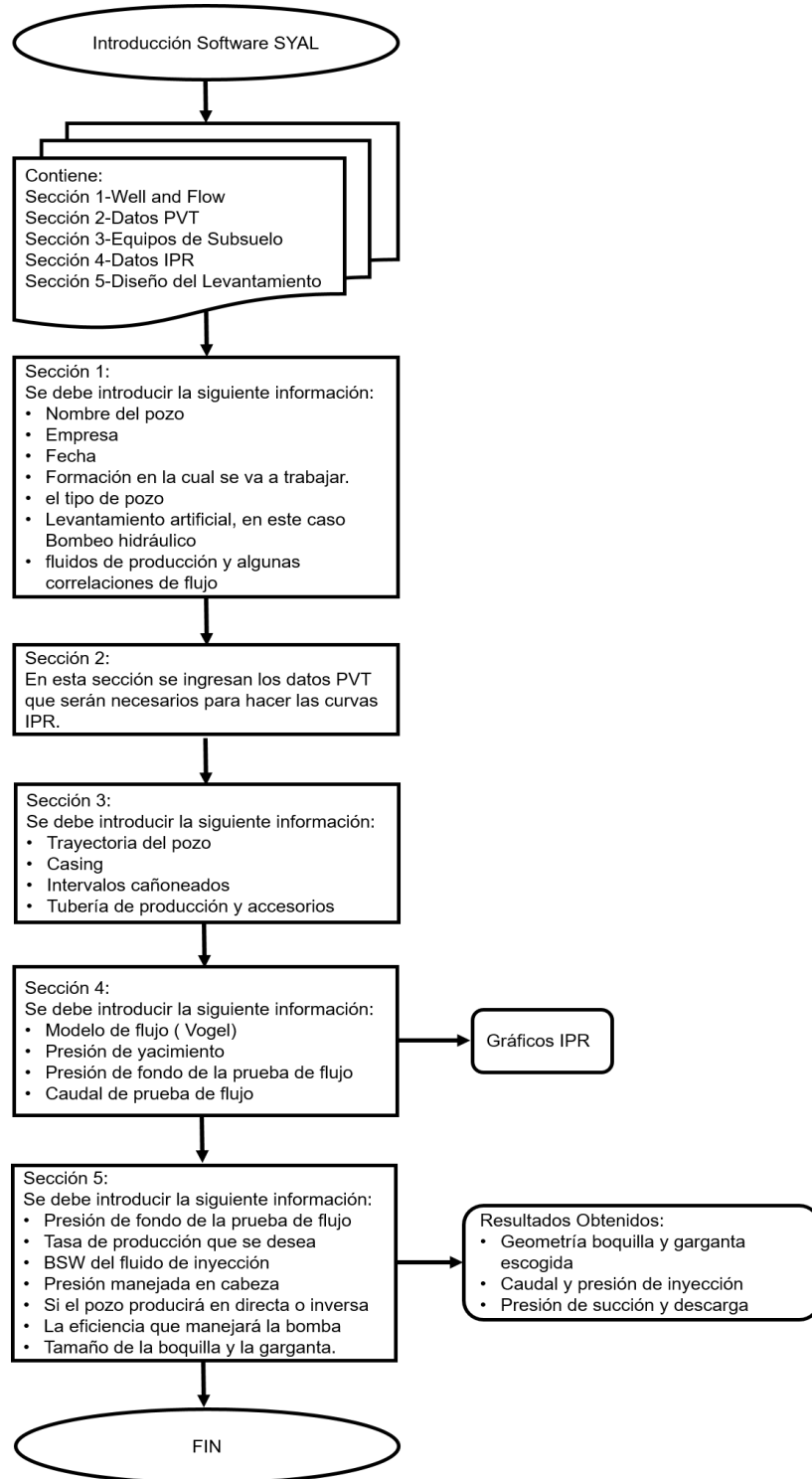
La interfaz del software SYAL permite realizar el diseño de un pozo con bombeo hidráulico y muestra diferentes escenarios de producción, en los cuales se calculan los respectivos requerimientos de potencia y/o energía para llevar a cabo el levantamiento. La interfaz del software se muestra en la **Figura 75**. A manera de resumen se presenta la **Figura 76** un diagrama de Flujo del procedimiento en el software SYAL.

Figura 75. Interfaz Software SYAL.



Fuente. CEPSA. Análisis SYAL. 2016

Figura 76. Diagrama de flujo Software SYAL.



Fuente. Cepsa. 2016 (Modificado por los autores).

4.6.1 Sección Pozo. En esta sección se solicita los datos de entrada del pozo, como lo es el nombre, empresa, fecha y formación en la cual se va a trabajar. Además, muestra el tipo de pozo, levantamiento artificial que tendrá en este caso Bombeo hidráulico, fluidos de producción y algunas correlaciones de flujo para sus cálculos internos. La **Figura 77** muestra la información importante que requiere el software para trabajar en los casos de simulación del proyecto en desarrollo.

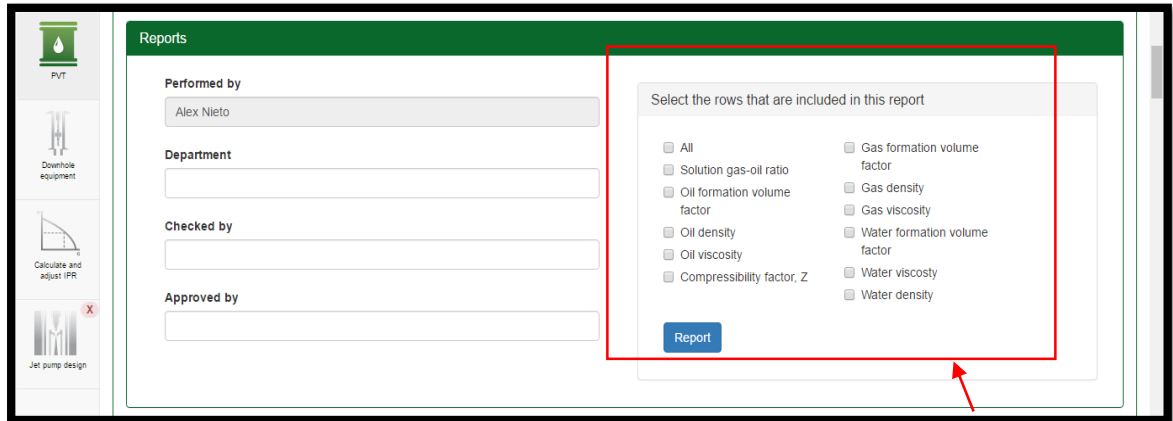
Figura 77. Sección Pozo (Pozo E).

The screenshot displays the SYAL software interface for configuring well and flow characteristics. The main window is titled 'Well and flow characteristics' and is divided into several sections. On the left, there is a sidebar with icons for 'Well and flow', 'PVT', 'Downhole equipment', 'Calculate and adjust IPR', and 'Jet pump design'. The main content area is divided into three main sections: 'General information', 'Fluid parameters', and 'Flow correlations'. The 'General information' section includes 'Well type' (set to 'Producer') and 'Artificial lift system' (set to 'Hydraulic jet pump'). The 'Fluid parameters' section includes 'Fluid' (set to 'Oil and water') and 'PVT model' (set to 'Black oil'). The 'Flow correlations' section is divided into 'Single phase flow' (set to 'Moody') and 'Multiphase flow' (set to 'Horizontal' with 'Beggs and Brill' selected). A red box highlights the 'Well type', 'Artificial lift system', 'Fluid', and 'PVT model' fields, and a red arrow points to the 'PVT model' dropdown.

Fuente. CEPSA. Análisis SYAL. 2016

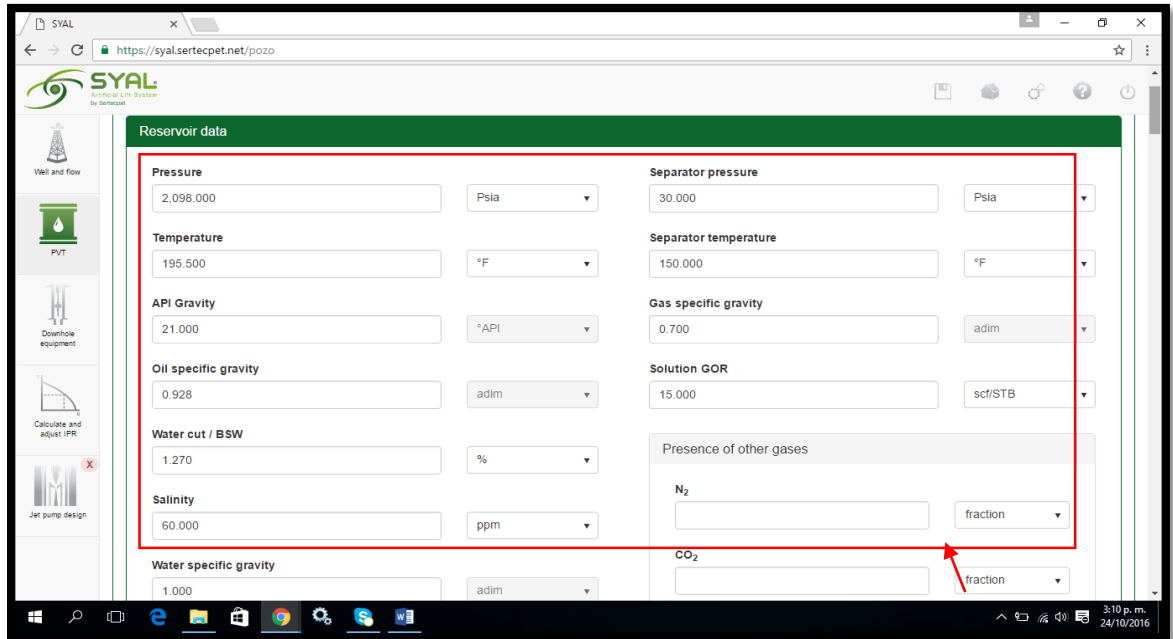
4.6.2 Sección PVT. En esta sección se ingresan los datos PVT que serán necesarios para hacer las curvas IPR para los pozos en estudio, además de una validación de la presión de burbuja. En esta misma sección se analizan las curvas de comportamiento de los fluidos desde la presión del reservorio hasta la presión en superficie. Los reportes de esta sección se muestran en la **Figura 78**. La información PVT requerida por el software se muestra en la **Figura 79**.

Figura 78. Reportes PVT Software SYAL (Pozo E).



Fuente. CEPSA. Análisis SYAL. 2016

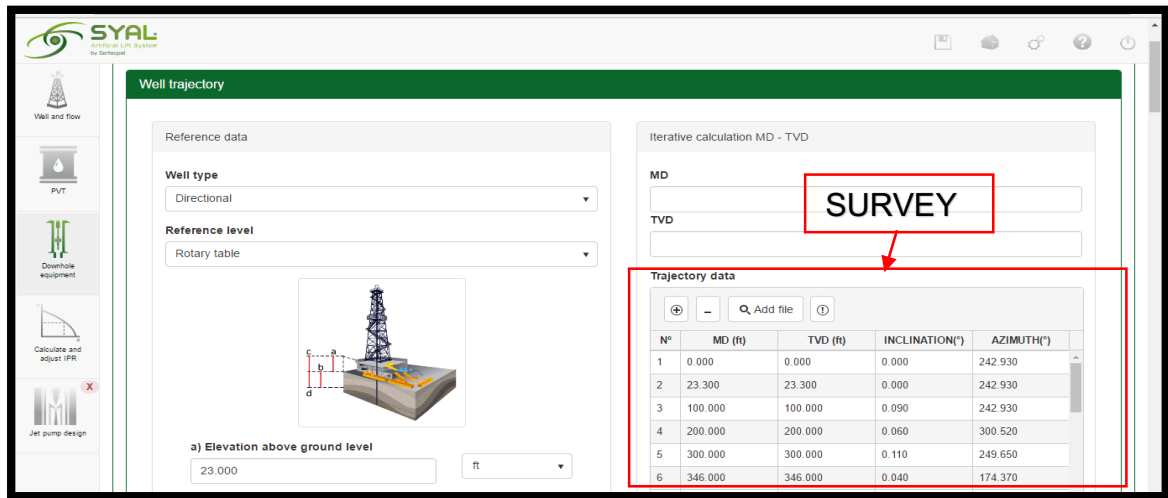
Figura 79. Sección PVT (Pozo E).



Fuente. CEPSA. Análisis SYAL. 2016

4.6.3 Sección de equipo de subsuelo. En esta sección se introducen datos de trayectoria de los pozos, para el caso actual los pozos manejarán el mismo estado mecánico y no tendrán cambios de casing, los intervalos cañoneados serán los mismos y la tubería de producción seguirá también igual, por consiguiente, los datos serán traídos del software Prosper. Como se muestra en la **Figura 80** en esta sección se piden primero datos de trayectoria.

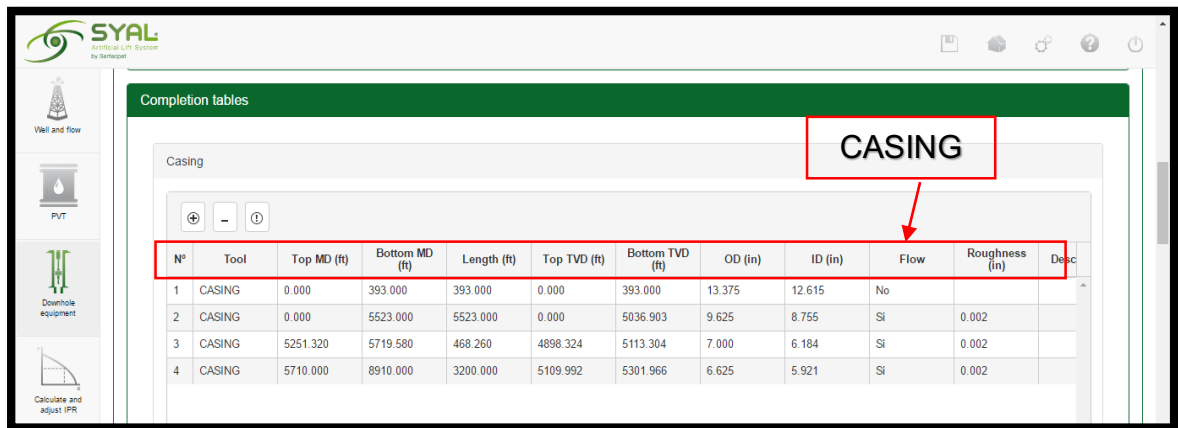
Figura 80. Sección de equipo de subsuelo (survey) (Pozo E).



Fuente. CEPESA. Análisis SYAL. 2016

La información de CASING es lo segundo que pide la sección de equipo de subsuelo, en el cual se ingresaran los datos de diámetros, profundidades y características de cada casing, esto se muestra en la **Figura 81**.

Figura 81. Sección de equipo de subsuelo (Pozo E).



Fuente. CEPESA. Análisis SYAL. 2016

La Información de tubería de producción es asumida por los autores, además el software permite colocar con un visto el lugar donde se colocará la bomba esto se muestra en la **Figura 82**.

Figura 82. Sección de equipo de subsuelo (Pozo E).

N°	Sensor depth	Pump depth	Tool	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Length (ft)	Top TVD (ft)	Bottom TVD (ft)	OD (in)	ID (in)	Flow	Inside roughness (in)
1			Tubing I	0.000	5130.000	5130.000	0.000	4823.767	3.500	2.992	Anular/Tubing	0.002
2		<input checked="" type="checkbox"/>	Sliding sleeve	5130.000	5133.000	3.000	4823.767	4825.759	4.500	2.810	Anular/Tubing	0.002
3			Tubing II	5133.000	5163.000	30.000	4825.759	4844.504	4.500	2.810	Tubing	0.002
4			Packer	5163.000	5170.000	7.000	4844.504	4848.848	4.500	2.810	Tubing	0.002
5			Tubing II	5170.000	5200.000	30.000	4848.848	4867.464	4.500	2.810	Tubing	0.002

Fuente. CEPESA. Análisis SYAL. 2016

4.6.4 Sección IPR. Esta sección contempla el modelo IPR que se manejará en el software, al igual que para el software Prosper se seleccionará un modelo IPR Vogel, por motivo de que la presión de burbuja para los pozos en estudio es muy baja y tienden a comportarse de manera lineal. Los datos que requiere el software son la presión de yacimiento, presión de prueba de flujo y caudal de prueba de flujo, esto se puede observar en la **Figura 83**.

Figura 83. Sección IPR datos requeridos (Pozo E).

Calculate and adjust IPR

VOGEL

IPR model: Vogel

Vogel

Datos Requeridos

Sensor data: No

Reservoir pressure: 2,098.000 Psia

Wellbore flowing pressure: 1,660.000 Psia

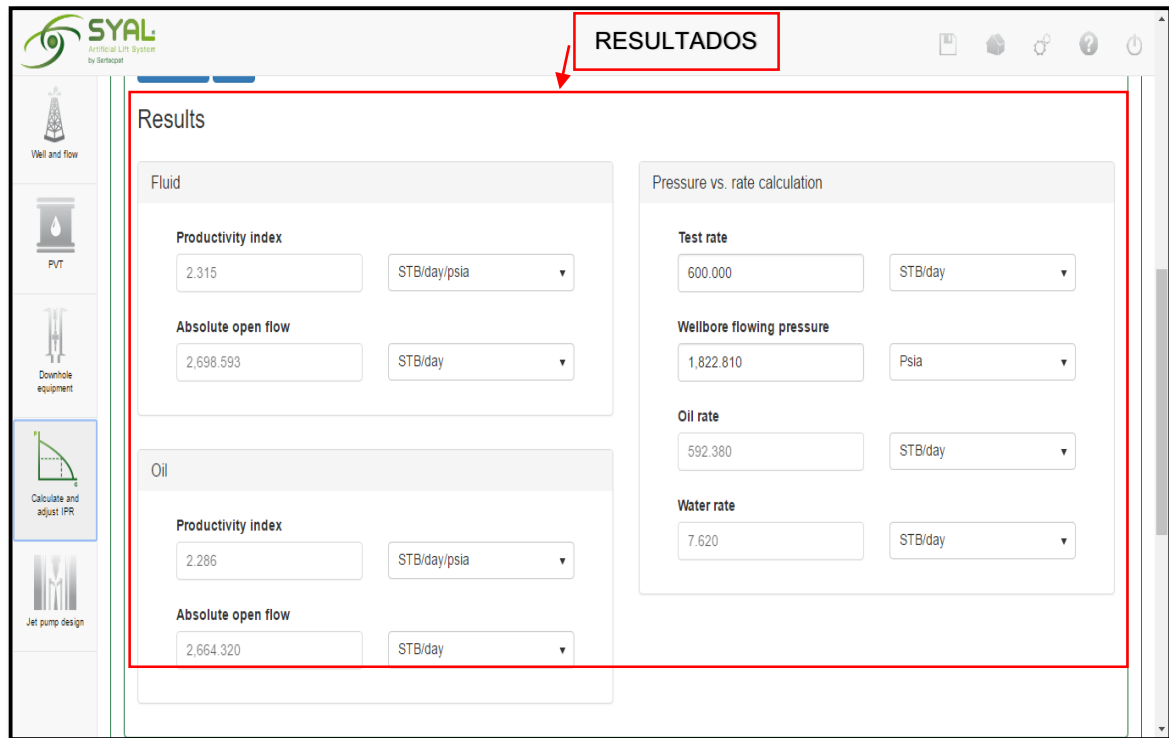
Test flow rate at the reservoir depth: No

Test rate: 920.000 STB/day

Fuente. CEPESA. Análisis SYAL. 2016

Los resultados de índice de productividad y caudal de producción total, por fluido se pueden observar en la **Figura 84**.

Figura 84. Sección IPR resultados (Pozo E).



Fuente. CEPSA. Análisis SYAL. 2016

4.6.5 Sección de diseño del levantamiento. En esta sección se requiere ingresar la presión de flujo, tasa de producción que se desea, para el caso actual es necesario comenzar con la tasa de producción actual del pozo, el BSW del fluido de inyección, la presión manejada en cabeza, si el pozo producirá en directa o inversa y la eficiencia que manejará la bomba. Una parte importante de los datos de ingreso está en el tamaño de la boquilla y la garganta. Esta información se muestra en la **Figura 85.**

Figura 85. Sección de diseño (Pozo E).

The screenshot shows the SYAL software interface for jet pump design. The main window is titled 'Jet pump design'. A red box labeled 'DATOS REQUERIDOS' points to the 'Hydraulic pump system' section. This section includes the following fields and values:

- Hydraulic pump system: MTU
- Calculation mode: Fixed bottomhole flowing pressure
- Fixed flowing bottomhole pressure: Wellbore flowing pressure: 1,822.810 Psia
- Injection temperature: 140.000 °F
- Injection flow rate: 1,003.500 STB/day
- Injection BSW: -----
- Salinity: 60.000 ppm
- Water specific gravity: 1.000 adm

Below this section is the 'Jet pump selection' section, which includes the following fields and values:

- Manufacturer: Serlecpet
- Nozzle size: 11
- Throat size: K
- Loss coefficients: Nozzle loss coefficient, kn: 0.150; Throat-diffuser loss coefficient, kd: 0.190; Suction loss coefficient, ks: 0.000

Other sections visible include 'Wellbore mechanical data' (Type of jet pump: Direct; Pump depth, TVD: 4,825.759 ft; Reservoir depth, TVD: 5,306.069 ft), 'Production data' (Design rate: 600.000 STB/day; Wellhead pressure: 70.000 Psia), and 'Surface pump data' (Surface pump efficiency: 85.000 %). The 'Initial injection pressure' and 'Pressure increment' fields are marked as 'Required field'.

Fuente. CEPISA. Análisis SYAL. 2016

En esta sección los resultados se pueden tabular dependiendo de la geometría boquilla y garganta escogida, los datos como caudal y presión de inyección, presión de succión y descarga son arrojados por el software como se muestra en la **Figura 86**.

Para esta selección de boquilla y garganta se tomaron en cuenta principalmente dos parámetros operacionales del Campo Peguita III: Que la presión requerida en superficie fuera menor a la presión de inyección con la que actualmente se cuenta en cada Cluster determinadas anteriormente en la **Tabla 22**, esto debido a que se desea aprovechar esta línea de inyección y su presión para realizar el

levantamiento. Como se explicó anteriormente, también se tomó en cuenta el efecto de cavitación, debido a que Cepsa maneja un factor de tolerancia de 25% para este efecto, se verificó que el 75% del caudal de cavitación arrojado por el simulador fuera menor que el caudal deseado para evitar cavitación.

Otros parámetros como la tasa de inyección requerida y la eficiencia de la bomba pasan a un segundo plano debido a que la disposición de fluido motriz, en este caso agua de producción, no es una limitante ya que se cuenta con más de 120000 barriles por día, recolectados en la Estación Jaguar de campos vecinos, por esto es preferible un alto requerimiento de caudal un mínimo requerimiento de presión; en lo que concierne a la eficiencia pasa al segundo plano cuando se sabe que es más importante disminuir la presión de inyección requerida que obtener una alta eficiencia.

Cuando la bomba en evaluación no alcanza a operar con la presión disponible en cada cluster, en ese caso se entra a observar el menor requerimiento de poder, esto debido a que se implementará una bomba de superficie con el fin de alcanzar la presión requerida y la idea es que su consumo sea el mínimo.

Figura 86. Sección de diseño (Pozo E).

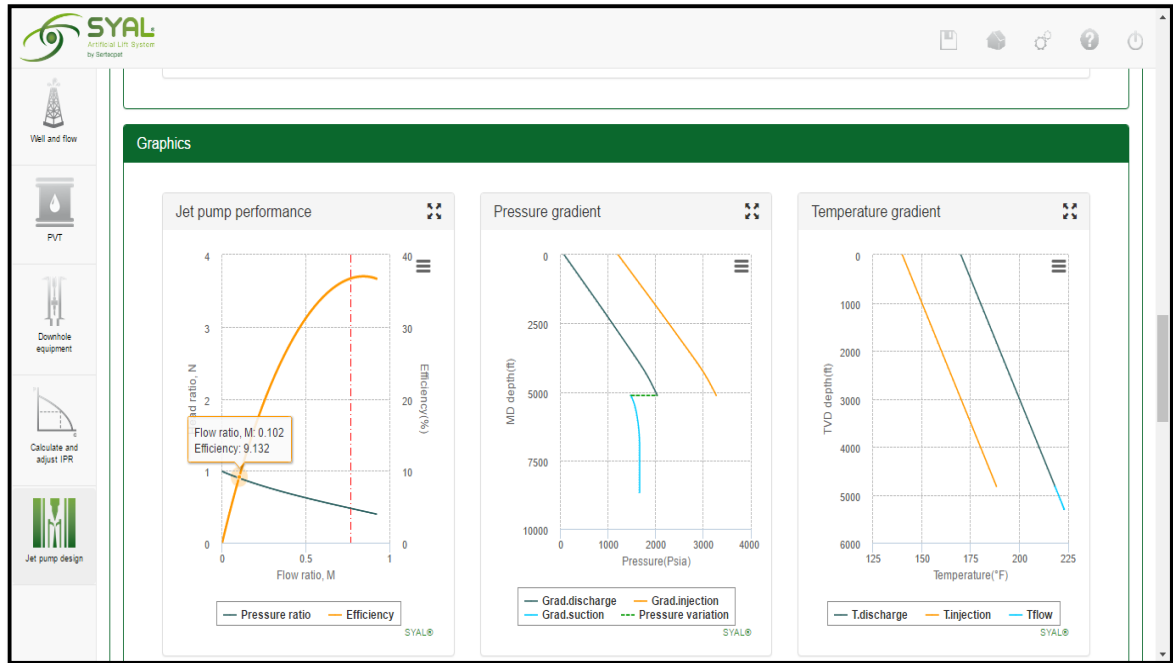
The screenshot shows the SYAL software interface. A 'Calculate' button is at the top left. Below it, a 'Results' section contains a table with the following data:

Best geometry	Geometry	Injection pressure (Psia)	Injection rate (STB/day)	Design rate (STB/day)	Wellbore flowing pressure (Psia)	Pump suction pressure (Psia)	Pump discharge pressure (Psia)	Ca
<input type="checkbox"/>	10J	1475.338	979.270	920.000	1660.000	1477.009	2021.357	
<input checked="" type="checkbox"/>	11K	1206.340	1245.437	920.000	1660.000	1477.009	2031.901	
<input type="checkbox"/>	11K	734.309	1003.901	600.000	1822.810	1639.982	2040.717	

Fuente. CEPSPA. Análisis SYAL. 2016

SYAL en su parte de diseño permite generar distintos gráficos resumen del levantamiento los cuales se muestran en la **Figura 87**.

Figura 87. Sección de diseño (Pozo E).



Fuente. CEPISA. Análisis SYAL. 2016

4.7 DISEÑO BOMBEO HIDRÁULICO CON LA PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO PEGUITA III

Análogamente al Pozo E se realizarán las corridas de condiciones dinámicas de flujo para los pozos del Campo Peguita III, en esta sección se plantean los resultados de las corridas de flujo manteniendo la producción actual de los pozos, estas corridas se realizaron con el fin de determinar la configuración boquilla y garganta apropiado para las condiciones operativas actuales del Campo en estudio anteriormente ya descritos.

A continuación de la **Tabla 23** a la **Tabla 27** se presentan los resultados de las simulaciones para los pozos del Campo Peguita III con diferentes combinaciones de boquilla garganta. En las tablas se subrayó de color verde la combinación boquilla garganta más apropiada para cada pozo, observando su menor requerimiento de presión ya que es la principal limitante, y como se ha mencionado, teniendo el caudal de cavitación con factor de tolerancia de 0,25.

Tabla 23. Resultados modelamiento Pozo A.

POZO A										
Boquilla	Garganta	Tipo de Jet Pump	Tasa deseada (STB/día)	Presion de Inyeccion Necesaria (Psia)	Tasa de Inyeccion Necesaria (STB/día)	Presion de succión de la Bomba(Psia)	Presion de descarga de la Bomba(Psia)	Tasa de cavitación (STB/día)	Eficiencia de la bomba (%)	poder requerido (Hp)
13	O	Directa	3100	3153.46	3578.31	1155.82	2262.94	3597.43	32.59	225.68
14	P	Directa	3100	2608.82	4825.14	1155.82	2274.45	3995.14	30.57	251.76
15	P	Directa	3100	2480.35	6055.26	1155.82	2287.36	3297.34	27.01	300.38
13	O	Inversa	3100	2984.93	3610.59	1155.82	2487.31	3597.43	43.57	215.55
14	P	Inversa	3100	2659.90	5051.01	1155.82	2604.13	3995.14	40.62	268.70
15	P	Inversa	3100	2471.08	6347.38	1155.82	2727.81	3297.34	40.92	313.70

Fuente: Cepsa, SYAL. 2016

Tabla 24. Resultados modelamiento Pozo B.

POZO B										
Boquilla	Garganta	Tipo de Jet Pump	Tasa deseada (STB/día)	Presion de Inyeccion Necesaria (Psia)	Tasa de Inyeccion Necesaria (STB/día)	Presion de succión de la Bomba(Psia)	Presion de descarga de la Bomba(Psia)	Tasa de cavitación (STB/día)	Eficiencia de la bomba (%)	poder requerido (Hp)
10	I	Directa	890	1901.66	1085.38	1675.02	2353.24	1183.90	30.95	41.28
7	G	Directa	890	2902.76	794.43	1675.02	2352.78	883.57	27.35	46.12
8	H	Directa	890	2383.17	827.38	1675.02	2352.84	1105.55	32.09	39.44
8	H	Inversa	890	1781.63	756.73	1675.02	2384.86	1105.55	50.22	26.96
10	I	Inversa	890	1428.02	1001.32	1675.02	2395.41	1183.90	49.06	28.60
15	N	Inversa	890	1101.00	4459.99	1675.02	2692.05	1166.49	29.40	98.21

Fuente: Cepsa, SYAL. 2016

Tabla 25. Resultados modelamiento Pozo C.

POZO C										
Boquilla	Garganta	Tipo de Jet Pump	Tasa deseada (STB/día)	Presion de Inyeccion Necesaria (Psia)	Tasa de Inyeccion Necesaria (STB/día)	Presion de succión de la Bomba(Psia)	Presion de descarga de la Bomba(Psia)	Tasa de cavitación (STB/día)	Eficiencia de la bomba (%)	poder requerido (Hp)
15	P	Directa	2857	2183,665	5813,536	903,553	1993,219	2934,422	27,586	253,896
16	Q	Directa	2857	2100,852	8203,762	903,553	1998,403	2905,464	22,347	344,698
18	R	Directa	2857	2237,532	12222,652	903,553	2006,482	3787,078	17,58	546,972
13	O	Inversa	2857	2733,123	3492,685	903,553	2184,612	3201,481	42,946	190,919
15	P	Inversa	2857	2144,44	6059,974	903,553	2369,27	2934,422	40,865	259,905
16	Q	Inversa	2857	2340,334	9177,789	903,553	268,1985	2905,464	35,128	429,582

Fuente: Cepsa, SYAL. 2016

Tabla 26. Resultados modelamiento Pozo D.

POZO D										
Boquilla	Garganta	Tipo de Jet Pump	Tasa deseada (STB/día)	Presion de Inyeccion Necesaria (Psia)	Tasa de Inyeccion Necesaria (STB/día)	Presion de succión de la Bomba(Psia)	Presion de descarga de la Bomba(Psia)	Tasa de cavitación (STB/día)	Eficiencia de la bomba (%)	poder requerido (Hp)
11	K	Reversa	1429	1729,039	1513,971	1369,06	2219,64	1644,628	49,514	52,354
14	N	Reversa	1429	1095,105	3595,871	1369,06	2312,667	1826,924	41,148	78,757
11	K	Directa	1429	2269,506	1630,323	1369,06	2170,282	1644,628	32,227	74,001
10	J	Directa	1429	2898,603	1314,23	1369,06	2167,698	1390,999	331,109	76,189
14	N	Directa	1429	1412,877	3745,589	1369,06	2180,448	1826,924	24,127	

Fuente: Cepsa, SYAL. 2016

Tabla 27. Resultados modelamiento Pozo E.

POZO E										
Boquilla	Garganta	Tipo de Jet Pump	Tasa deseada (STB/día)	Presion de Inyeccion Necesaria (Psia)	Tasa de Inyeccion Necesaria (STB/día)	Presion de succión de la Bomba(Psia)	Presion de descarga de la Bomba(Psia)	Tasa de cavitación (STB/día)	Eficiencia de la bomba (%)	poder requerido (Hp)
10	I	Directa	920	1646.27	1024.57	1475.65	2029.91	1143.70	30.64	33.73
11	J	Directa	920	1382.17	1311.08	1475.65	2040.80	1206.77	29.23	36.24
14	M	Directa	920	1003.74	3200.94	1475.65	2075.29	1257.23	18.74	64.26
10	I	Inversa	920	1150.04	923.95	1475.65	2050.45	1143.70	50.55	21.25
11	J	Inversa	920	962.44	1192.77	1475.65	2067.77	1206.77	48.89	22.96
14	M	Inversa	920	694.03	2986.79	1475.65	2159.46	1257.23	36.01	41.46
15	N	Inversa	920	772.47	3979.97	1475.65	2210.70	1126.88	27.79	61.49

Fuente: Cepsa, SYAL. 2016

En resumen, para los pozos del Campo Peguita III la implementación de un sistema hidráulico en lo que respecta a la combinación de boquilla garganta y sus requerimientos serían los que se muestran en la **Tabla 28**.

Tabla 28. Resumen pozos Campo Peguita III combinación boquilla-garganta para escenario de producción constante.

POZO	Boquilla	Garganta	Tipo de Jet Pump	Tasa deseada (STB/día)	Presion de Inyeccion Necesaria (Psia)	Tasa de Inyeccion Necesaria (STB/día)	Presion de succión de la Bomba(Psia)	Presion de descarga de la Bomba(Psia)	Tasa de cavitación (STB/día)	Eficiencia de la bomba (%)	Poder requerido (Hp)
A	12	O	Inversa	3100	2984,93	3610,59	1155,82	2487,31	3597,43	43,57	215,55
B	15	N	Inversa	890	1101,00	4459,99	1675,02	2692,05	1166,49	29,4	98,21
C	13	O	Inversa	2857	2.733,123	3492,685	903,553	2184,612	3201,481	42,946	190,919
D	14	N	Inversa	1429	1095,105	3595,871	1369,06	2312,667	1826,924	41,148	78,757
E	15	N	Inversa	920	772,47	3979,97	1475,65	2210,7	1126,88	27,79	61,49
					TOTAL	19139,106					

Fuente: Cepsa, SYAL. 2016

Conociendo la disponibilidad de la presión en cada cluster de la **Tabla 22** y la presión requerida de la **tabla 28** se puede concluir que los casos en los que la presión disponible no es suficiente para trabajar con la mejor combinación de boquilla garganta encontrada es en el Pozo A y en el Pozo C.

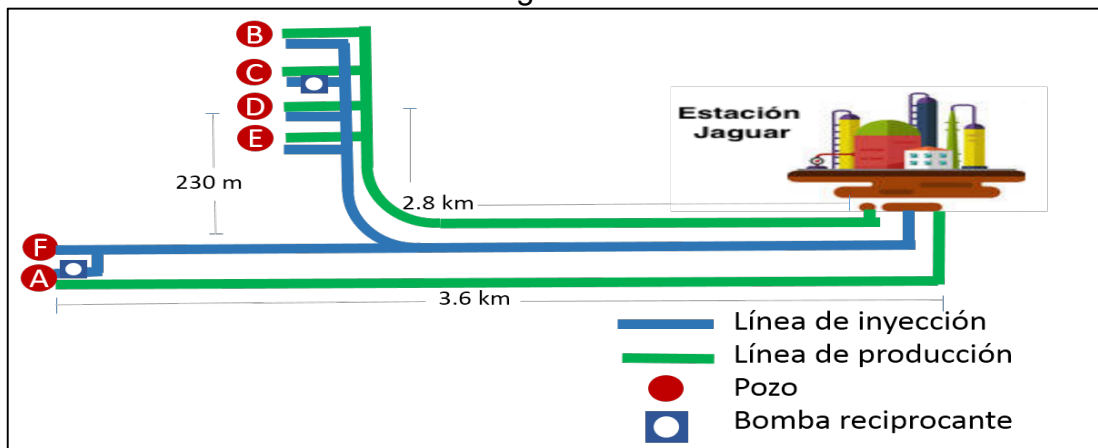
Los demás pozos del Campo Peguita III tienen la capacidad técnica de realizar su levantamiento hidráulico tipo JET con la presión de la línea de inyección actualmente existente.

4.8 IMPLEMENTACIÓN BOMBA EN POZO A Y POZO C

Debido a que la presión requerida en el Pozo A (2984,9 psi) y en el Pozo C (2733 psi) son mayores que la presión que se tiene disponible en su respectivo Cluster (Pozo A de 1202 psi y Pozo C de 1224 psi) es necesaria la implementación de dos bombas en superficie que alcance y proporcione la energía en forma de presión necesaria para realizar el levantamiento de fluidos en el Pozo A.

Estas bombas deben ser de desplazamiento positivo, debido a que la línea de succión de esta seguiría a una alta presión y una bomba centrífuga tendría problemas con esta condición en su operación. Además, deben ser de una capacidad de que entregue la energía suficiente a la línea de inyección del pozo A y Pozo C, las cuales se muestra en la **Tabla 28** con un valor 215,55 HP/h y 190,9 HP/h respectivamente. La ubicación propuesta de estas bombas se muestra en la **Figura 88**, en las cercanías de cada pozo, con el fin de evitar nuevas y significativas pérdidas hasta cada cabezal.

Figura 88. Red de inyección con bomba en superficie para Pozo A en el Campo Peguita III.



Fuente. CEPESA, modificado por los autores. 2016.

4.9 DISEÑO BOMBEO HIDRÁULICO AUMENTO DE PRODUCCIÓN 10% PARA POZOS B, D, E

Como adicional, se planteó un escenario de producción para los pozos del Campo Pegueta III a los que la presión necesaria en superficie no superó la disponible en cada cluster, con el fin de no generar costos adicionales a los actuales, pero si aumentando la producción de estos tres pozos en un 10 % cada uno, lo que conlleva cambios en la configuración boquilla y garganta.

Los pozos candidatos a este escenario de producción incremental entonces son los Pozos B, D y E, cuyos respectivos resultados de las corridas de flujo para determinar la nueva combinación boquilla garganta se muestran de la **Tabla 29** a la **Tabla 31**, de igual manera teniendo en cuenta la limitante de presión disponible en cada cluster.

Tabla 29. Resultados modelamiento Pozo B.

POZO B										
Boquilla	Garganta	Tipo de Jet Pump	Tasa deseada (STB/día)	Presion de Inyeccion Necesaria (Psia)	Tasa de Inyeccion Necesaria (STB/día)	Presion de succión de la Bomba(Psia)	Presion de descarga de la Bomba(Psia)	Tasa de cavitación (STB/día)	Eficiencia de la bomba (%)	poder requerido (Hp)
10	I	Directa	979	2172.12	1153.66	1621.00	2353.28	1164.85	30.19	50.12
11	J	Directa	979	1818.19	1470.00	1621.00	2353.71	1229.09	28.65	53.46
14	M	Directa	979	1349.56	3527.76	1621.00	2356.15	1280.48	18.13	95.22
10	I	Inversa	979	1609.55	1058.02	1621.00	2402.15	1164.85	48.96	34.06
11	J	Inversa	979	1356.27	1360.94	1621.00	2418.10	1229.09	47.31	36.92
14	M	Inversa	979	1075.32	3477.36	1621.00	2588.65	1280.48	35.52	74.79

Fuente: Cepsa, SYAL. 2016

Tabla 30. Resultados modelamiento Pozo D.

POZO D										
Boquilla	Garganta	Tipo de Jet Pump	Tasa deseada (STB/día)	Presion de Inyeccion Necesaria (Psia)	Tasa de Inyeccion Necesaria (STB/día)	Presion de succión de la Bomba(Psia)	Presion de descarga de la Bomba(Psia)	Tasa de cavitación (STB/día)	Eficiencia de la bomba (%)	poder requerido (Hp)
13	M	Reversa	1572	1398,851	2696,813	1292,572	2274,338	1952,429	45,937	75,449
14	N	Reversa	1572	1151,026	3810,973	1292,572	2331,611	1775,285	41,011	95,353
16	P	Reversa	1572	1348,518	7409,394	1292,572	2591,236	1971,684	31,139	199,834
12	L	Directa	1572	2143,81	2099,819	1292,572	2172,439	1867,708	32,189	90,032
13	M	Directa	1572	1764,836	2824,331	1292,572	2176,145	1952,429	29,655	99,69
14	N	Directa	1572	1628,178	3987,304	1292,572	2180,561	1775,285	23,598	129,841

Fuente: Cepsa, SYAL. 2016

Tabla 31. Resultados modelamiento Pozo E.

POZO E										
Boquilla	Garganta	Tipo de Jet Pump	Tasa deseada (STB/día)	Presion de Inyeccion Necesaria (Psia)	Tasa de Inyeccion Necesaria (STB/día)	Presion de succión de la Bomba(Psia)	Presion de descarga de la Bomba(Psia)	Tasa de cavitación (STB/día)	Eficiencia de la bomba (%)	poder requerido (Hp)
10	I	Directa	1012	1916.26	1094.02	1425.60	2028.63	1123.80	29.61	41.93
11	J	Directa	1012	1603.13	1399.13	1425.60	2039.52	1185.78	28.29	44.86
14	M	Directa	1012	1169.98	3408.83	1425.60	2074.43	1235.36	17.92	79.77
10	I	Inversa	1012	1321.97	981.03	1425.60	2052.69	1123.80	49.91	25.94
11	J	Inversa	1012	1106.52	1263.74	1425.60	2070.69	1185.78	48.25	27.97
14	M	Inversa	1012	802.61	3161.55	1425.60	2169.91	1235.36	35.02	50.75

Fuente: Cepsa, SYAL. 2016.

Como consecuencia, para los pozos B, D y E se tiene la siguiente configuración y requerimiento mostrados en la **Tabla 32**, de la cual se observa que es posible superar su producción en un 10% sin generar costos de operación adicionales y con la presión disponible en sus respectivos cluster proveniente de la línea de inyección.

Tabla 32. Resumen pozos A, B y C del Campo Peguita III combinación boquilla-garganta en producción incremental.

POZO	Boquilla	Garganta	Tipo de Jet Pump	Tasa deseada (STB/día)	Presion de Inyeccion Necesaria (Psia)	Tasa de Inyeccion Necesaria (STB/día)	Presion de succión de la Bomba(Psia)	Presion de descarga de la Bomba(Psia)	Tasa de cavitación (STB/día)	Eficiencia de la bomba (%)	Poder requerido (Hp)
B	14	M	Inversa	979	1075,32	3477,36	1621	2588,65	1280,48	35,52	74,79
D	14	N	Inversa	1572	1151,03	3810,973	1292,572	2331,611	1775,285	41,011	95,353
E	14	M	Inversa	1012	802,610	3161,55	1425,6	2169,91	1235,36	35,02	50,75
TOTAL						10449,883					

Fuente: Cepsa, SYAL. 2016

5. COMPARACIÓN ENERGÉTICA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ELECTROSUMERGIBLE E HIDRÁULICO PARA EL CAMPO PEGUITA III

En este capítulo se realizará una comparación del consumo energético del sistema de levantamiento artificial actual, con respecto al sistema de levantamiento hidráulico tipo JET propuesto, para esto se tendrán en cuenta parámetros de tasa de flujo, presión y potencial requerido en superficie para realizar el levantamiento. Esto tanto para el escenario de producción constante como para el de producción incremental.

5.1 CONSUMO ENERGÉTICO PARA LOS POZOS DEL CAMPO PEGUITA III

El consumo energético es una variable importante para la selección de un sistema de levantamiento, este indica la energía en kilovatios que requiere la bomba para aumentar la energía potencial del fluido, para el caso del Campo Peguita III se desea realizar una comparación entre el consumo en kilovatios hora para sistema de levantamiento electrosumergible e hidráulico manteniendo las condiciones operativas del campo en estudio.

Se consideraron dos escenarios de producción para el Campo Peguita III, uno en el que la producción se mantenga y otro en el que la producción aumente en un 10%. Debido a que, en los resultados del capítulo anterior se evidencio que el Pozo A y el Pozo C no cumplieron con el requisito de necesitar menos de 1200 PSI para realizar el levantamiento, no se tendrán en cuenta para el escenario de aumento en la producción.

5.1.1 Producción constante. En la **Tabla 33** se muestran las comparaciones para los pozos del Campo Peguita III manteniendo la producción actual del campo.

Como se observa en la **Tabla 33** los Pozos B, D y E no necesitan potencia en superficie para realizar el levantamiento de la tasa actual de los fluidos, debido a que la presión en la línea de inyección es suficiente para realizarlo, no obstante, los Pozos A y C necesitaron de más presión, por este motivo se presenta la necesidad de instalar una bomba de desplazamiento positivo que provea la energía necesaria y este sistema si requerirá de un gasto energético.

Tabla 33.Comparación kilovatio/hora Pozos Peguita III.

Pozo	Sistema de Levantamiento Artificial		Tasa líquida (STB/D)	Tasa petróleo (STB/D)	Tasa agua (STB/D)
	Bombeo Jet	Electrosumergible			
A	160,736	48,459	3100,000	129,580	2970,420
B	0,000	64,377	890,000	16,109	873,891
C	142,368	92,792	2857,000	682,823	2174,177
D	0,000	35,521	1429,000	342,960	1086,040
E	0,000	71,937	920,000	908,316	11,684
TOTAL	303,103	313,086	9196	2079,788	7116,212

Fuente. CEPESA, Prosper IFM, Syal. 2016. (Modificado por autores)

5.1.2 Producción incremental. En la **Tabla 34** se muestran las comparaciones para los Pozos B, D y E incrementando en un 10% la producción actual del campo, para los pozos A y C este escenario se plantea que sigan utilizando bombeo electrosumergible debido a que su consumo energético aumentaría.

Como se observa en la **Tabla 34** a los Pozos B, D y E se les puede realizar un mejor aprovechamiento de la energía actual en superficie aumentando la producción de estos pozos sin crear costos de operación adicionales a los actuales. Las cifras de consumo Jet siguen estando en cero debido a la presión en superficie existe actualmente en la línea de inyección.

Tabla 34.Comparación kilovatio/hora Pozos Peguita III.

	Sistema de Levantamiento Artificial							
	Bombeo Jet				Electrosumergible			
	Potencia (Kw/h)	Tasa líquida (STB/D)	Tasa petróleo (STB/D)	Tasa agua (STB/D)	Potencia (Kw/h)	Tasa líquida (STB/D)	Tasa petróleo (STB/D)	Tasa agua (STB/D)
B	0,000	979,000	17,720	961,280	64,377	890,000	16,109	873,891
D	0,000	1572,000	377,280	1194,720	35,521	1429,000	342,960	1086,040
E	0,000	1012,000	999,148	12,852	71,937	920,000	908,316	11,684
TOTAL	0,000	3563	1394,1475	2168,8525	171,835	3239	1267,385	1971,615

Fuente. CEPESA, Prosper IFM, Syal. 2016. (Modificado por autores)

La potencia requerida en el sistema de levantamiento propuesto se muestra en la **Tabla 35**.

Tabla 35.Potencia requerida Campo Peguita III en producción incremental.

POZO	SLA	POTENCIA (Kw/h)
A	ESP	48,459
B	JET	0,000
C	ESP	92,792
D	JET	0,000
E	JET	0,000
TOTAL		141,25

Fuente. CEPESA, Prosper IFM, Syal. 2016. (Modificado por autores).

6. ANÁLISIS FINANCIERO

6.1 INTRODUCCIÓN DEL PROBLEMA

El problema actual del Campo Peguita III es que está llegando al límite de rentabilidad con el sistema de levantamiento actual (Bombeo Electrosumergible), las causas que dan origen a este problema corresponden a los bajos precios del crudo que hay actualmente en el mercado y la necesidad de encontrar la manera de reducir los costos operacionales, sumado a esto la falta de proyectos para el mejoramiento de la operación, los altos costos operacionales de las bombas electrosumergibles y su respectivo reemplazo.

Se propone realizar una evaluación técnico financiera del cambio del sistema de levantamiento bombeo electrosumergible por bombeo hidráulico. Se aprovechará la energía que trae el agua de producción para ser utilizada como fluido motriz en el sistema de levantamiento propuesto, con esto el mejoramiento de los procesos aprovechando con mayor eficiencia la energía del campo, actualmente el Campo Peguita III cuenta con 5 pozos productores A, B, C, D, E los cuales tienen como sistema de levantamiento bombeo electrosumergible y un pozo inyector de agua F a manera de disposición.

Se evaluará la viabilidad financiera de sacar de funcionamiento las bombas electrosumergibles que técnicamente sea viable y reemplazarla por una bomba hidráulica que aprovecharía la presión del agua de producción para realizar el levantamiento.

Es importante aclarar que en esta evaluación financiera se contemplarán dos escenarios, un escenario en el que producción se mantenga constante y haya disminución en los costos, esto debido a que lo más importante es no perder producción, sino que sea constante y otro escenario donde además de la reducción de costos se contemplará una producción incremental del 10 % para los Pozos B, D y E. Lo anterior con el fin de determinar si además del ahorro energético se puede generar un aumento en la producción.

En la evaluación financiera se utilizará como unidad monetaria de valor constante el dólar estadounidense, se utilizará una tasa de interés de oportunidad del 8% anual, como horizonte de tiempo se tomarán cuatro años con periodos anuales. En lo que concierne al indicador financiero a usar, se utilizará el Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE) en el escenario donde la producción es constante, para el escenario donde además de la disminución de costos se contempla un aumento en la producción se utilizará el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

El enfoque de la evaluación financiera es desde el punto de vista de una compañía operadora, se analizarán tanto los costos de inversión, costos de operación y los ingresos.

6.2 ESCENARIO DE PRODUCCIÓN CONSTANTE

Para este escenario la producción permanecerá constante, con el fin de analizar el comportamiento de los costos en el sistema de levantamiento propuesto.

6.2.1 Análisis costos de inversión. Se analizarán los escenarios actual y propuesto.

6.2.1.1 Sistema de levantamiento actual. Si la compañía operadora continúa produciendo con el bombeo electrosumergible no tendrá ningún costo de inversión.

6.2.1.2 Sistema de levantamiento propuesto. En lo que tiene que ver al sistema de levantamiento propuesto, se obtuvo en la evaluación técnica que es necesario la implementación de dos bombas de superficie, la fabricación de una línea de inyección derivada de la actual para llevar el fluido de potencia al cluster de los pozos B, C, D y E; por último, la adquisición de las nuevas bombas hidráulicas tipo JET. Las cuantificaciones de estos costos se muestran en la **Tabla 36**.

Tabla 36. Inversiones sistema de levantamiento propuesto, escenario producción constante.

DESCRIPCIÓN	UNIDADES	COSTO	CANTIDAD	COSTO TOTAL
Bomba hidráulica tipo JET.	USD	20.000	5	100.000
Línea de inyección cluster	USD/Km	102.000	0,230	23.460
Bomba de superficie adicional.	USD	400.000	2	800.000
			TOTAL	923.460

Fuente. Cepsa 2016. Modificado por los autores.

COSTOS DE INVERSIÓN	
PERIODO	USD
0	923.460

6.2.2 Análisis de costos de operación. Para el análisis de los costos de operación, se tendrá en cuenta el Lifting Cost con el sistema de levantamiento actual y por otro lado se reemplazará por el sistema de levantamiento propuesto, esto como se ha dicho a cuatro años de horizonte. La producción actual del Campo Peguita III es mostrada en la **Tabla 37**.

También se tuvieron en cuenta costos de operación como como trabajos de instalación, extracción de las bombas para su mantenimiento y los costos de parar la producción durante estos trabajos.

Tabla 37. Producción Campo Peguita III.

Periodo	Volumen (BLS)
1	759.200
2	759.200
3	759.200
4	759.200

Fuente. Cepsa 2016. Modificado por los autores.

6.2.2.1 Costos de producción sistema de levantamiento actual. A partir de las simulaciones realizadas en el capítulo tres, se determinó el consumo en kw/h para todo el campo **Tabla 19**, a partir de ello, del precio del kw en la red nacional de electricidad, la TRM promedio de 3000, se corroboró el lifting cost del campo actualmente mostrado en la **Tabla 38**, con estos valores se calcularon los costos de operación del campo Peguita III mostrados en la **Tabla 39**.

Tabla 38. Lifting Cost sistema de levantamiento actual.

LIFTING COST	
PERIODO	USD/BBL
1	1,16
2	1,16
3	1,16
4	1,16

Fuente. Cepsa 2016. Modificado por los autores.

Tabla 39. Costos de operación sistema de levantamiento actual.

PERIODO	USD/BBL	Produccion (Bls)	USD
1	1,16	759.200	881.820
2	1,16	759.200	881.820
3	1,16	759.200	881.820
4	1,16	759.200	881.820

Fuente. Cepsa 2016. Modificado por los autores.

6.2.2.2 Costos de producción sistema de levantamiento propuesto. Para los costos del sistema de levantamiento propuesto se calculó la reducción del lifting cost actual por motivos de consumo de energía y mantenimiento del sistema de levantamiento artificial propuesto.

La reducción por consumo de energía del sistema de levantamiento propuesto fue calculada en la **Tabla 41** a partir de los datos de la **Tabla 40** obtenidos en el capítulo 4. La reducción por costos del mantenimiento se detalla en la **Tabla 42** y se calcula en la **Tabla 43**. Luego, el nuevo Lifting Cost calculado con las anteriores reducciones de costos, se muestra en la **Tabla 44**.

Tabla 40. Consumo energía bombas JET.

Kw/h totales	Kw/año totales	Costo Kw /COP	COP	TRM Dólar (COP)	USD
303,10	2.655.156,00	360,00	955.856.160,00	3.000,00	318.618,72

Fuente. Cepsa 2016. Modificado por los autores.

Tabla 41. Ajuste Lifting Cost consumo de Energía.

PERIODO	Costo Energetico Actual (USD) (*)	Costo Energetico Propuesto (USD)	Diferencia Costo Energético (USD)	Produccion (Bls)	Ajuste Lifting Cost (USD/BLS)
1	324.607,88	318.618,72	5.989,16	759.200,00	0,01
2	324.607,88	318.618,72	5.989,16	759.200,00	0,01
3	324.607,88	318.618,72	5.989,16	759.200,00	0,01
4	324.607,88	318.618,72	5.989,16	759.200,00	0,01

(*) Fuente. Cepsa 2016. Modificado por los autores.

Tabla 42. Costos de Mantenimiento Sistema de Levantamiento Propuesto

DESCRIPCIÓN	COSTO	UNIDADES	CANTIDAD	COSTO TOTAL
Mantenimiento boquilla - garganta	9.600,00	USD	5,00	48.000,00
Wireline	4.000,00	USD	5,00	20.000,00
Detenimiento producción 1 día	183.290,00	USD	1,00	183.290,00
Tratamiento fluido adicional	41.914,41	USD	1,00	41.914

Fuente. Cepsa 2016. Modificado por los autores.

Tabla 43. Ajuste Lifting Cost Mantenimiento.

PERIODO	Costo mantenimiento Actual (USD) (*)	Costo Mantenimiento Propuesto (USD)	Diferencia Costo Mantenimiento (USD)	Produccion (Bls)	Ajuste Lifting Cost (USD/BLS)
1	557.211,63	293.204,41	264.007,22	759.200,00	0,35
2	557.211,63	293.204,41	264.007,22	759.200,00	0,35
3	557.211,63	293.204,41	264.007,22	759.200,00	0,35
4	557.211,63	293.204,41	264.007,22	759.200,00	0,35

(*) Fuente. Cepsa 2016. Modificado por los autores.

Tabla 44. Lifting Cost sistema de levantamiento propuesto, escenario producción constante.

PERIODO	LIFTING COST (USD/BBL)	Reduccion por consumo energetico	Reduccion por mantenimiento	NUEVO LIFTING COST (USD/BBL)
1	1,16	0,01	0,35	0,81
2	1,16	0,01	0,35	0,81
3	1,16	0,01	0,35	0,81
4	1,16	0,01	0,35	0,81

Fuente. Cepsa 2016. Modificado por los autores.

Teniendo el nuevo Lifting Cost y la producción se calculó los costos de operación en unidades monetarias como se muestra en la **Tabla 45**.

Tabla 45. Costos de operación sistema de levantamiento propuesto.

PERIODO	USD/BBL	Produccion (Bls)	USD
1	0,81	759.200	614.952
2	0,81	759.200	614.952
3	0,81	759.200	614.952
4	0,81	759.200	614.952

Fuente. Cepsa 2016. Modificado por los autores.

6.2.3 Evaluación financiera. A continuación, se evaluará por medio del indicador financiero Costo Anual Uniforme Equivalente el escenario de producción constante.

6.2.3.1 Indicador costo anual uniforme equivalente. Este indicador consiste en tomar los ingresos y egresos como una forma equivalente de pago para así comparar los costos generados durante un año del sistema de levantamiento actual con el sistema de levantamiento propuesto.

Normalmente la comparación se hace a un año, la ventaja de este indicador es que no hay necesidad de tener tiempos iguales.

Se determina el valor de la cuota equivalente a cada ingreso y cada egreso anual, para luego realizar la suma algebraica de la cuota equivalente de los ingresos y los egresos como se muestra en la **Ecuación 13**.

Ecuación 13. Costo Anual Uniforme Equivalente.

$$CAUE = -CAO - \frac{C}{\left[\frac{1 - (1+i)^{-n}}{i} \right]} + \frac{VS}{\left[\frac{(1+i)^n - 1}{i} \right]}$$

Dónde:
CAUE = Costo anual uniforme equivalente
CAO = Costo anual de operación
C = Costo inicial
VS = Valor de salvamento
i = tasa de interes
n = numero de periodos de vida util

Fuente. BACA, Guillermo. Ingeniería financiera. 1975.

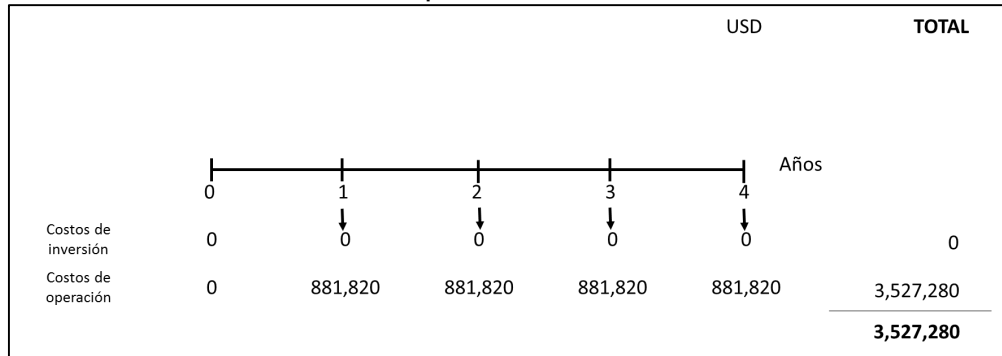
Al momento de una comparación entre dos proyectos el de menor valor absoluto del costo anual uniforme equivalente será el proyecto financieramente más viable.

6.2.3.2 Tasa interés de oportunidad. La tasa de interés de oportunidad (TIO) representa la tasa de interés más alta que CEPSA sacrifica para invertir en este proyecto. La tasa de oportunidad en esta empresa es de 8% anual.

6.2.5.3 Flujo de caja y efectivo. Son gráficos que tienen como fin facilitar la comprensión de problemas y poseen la siguiente convención; una línea horizontal que representa el tiempo, allí se escriben los periodos donde se obtienen ingresos y egresos representados por flechas hacia arriba y hacia abajo respectivamente.

A continuación, se muestran los flujos de efectivo para este proyecto en la **Figura 89** y la **Figura 90** de los sistemas de levantamiento en el escenario de producción constante a partir de los costos e inversiones determinadas anteriormente, y con los cuales se calculó el CAUE mostrados en la **Ecuación 14** y **Ecuación 15**.

Figura 89. Flujo de caja y efectivo para el sistema de levantamiento actual ESP, escenario producción constante.

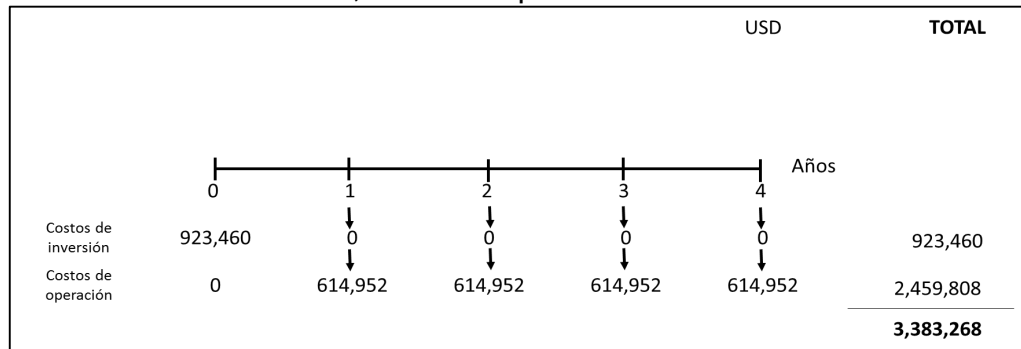


Fuente. Cepsa 2016. Modificado por los autores.

Ecuación 14. CAUE sistema de levantamiento actual.

$$CAUE_{actual} = -881.820 - 0 + 0 = -881.820$$

Figura 90. Flujo de caja y efectivo para el sistema de levantamiento propuesto Hidráulico, escenario producción constante.



Fuente. Cepsa 2016. Modificado por los autores.

Ecuación 15. CAUE sistema de levantamiento propuesto.

$$CAUE_{propuesto} = -614.952 - \frac{923.460}{\frac{1 - (1 + 0,095)^{-4}}{0,095}} + 0 = -903.130$$

6.2.6 Conclusión de la evaluación financiera. Para la compañía en los próximos cuatro años de producción desde el punto de vista financiero, la mejor opción es continuar con el sistema de levantamiento actual del el Campo Peguita III si se mantiene la producción constante.

6.3 ESCENARIO DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL

En este escenario se consideró un aumento de producción del 10% en los pozos B, D y E, los cuales son los técnicamente viables al cambio del sistema de levantamiento, teniendo en cuenta la presión disponible en la línea de inyección actual del campo, con el fin de no generar costos adicionales a los actuales. Para este escenario se analizará la inversión, costos de operación e ingresos con sistema de levantamiento propuesto.

6.3.1 Análisis de inversión. Se evaluará la inversión necesaria para implementar el sistema de levantamiento propuesto.

6.3.1.1 Sistema de levantamiento propuesto. De las inversiones se suprime la bomba de superficie debido a que los pozos que la requerían, en este escenario seguirán operando con bombeo electrosumergible. Entonces se tendrían en cuenta las tres bombas JET y la derivación de la línea de inyección cuyos montos se detallan en la **Tabla 46**.

Tabla 46. Costos de inversión escenario producción incremental.

DESCRIPCIÓN	UNIDADES	COSTO	CANTIDAD	COSTO TOTAL
Bomba hidráulica tipo JET.	USD	20.000	3	60.000
Línea de inyección cluster	USD/Km	102.000	0,230	23.460
			TOTAL	83.460

Fuente. Cepsa 2016. Modificado por los autores.

Entonces, como se muestra en la **tabla 47** la inversión a realizar es en el periodo cero, en los demás periodos será cero.

Tabla 47. Costos de inversión por periodos escenario producción incremental.

COSTOS DE INVERSIÓN	
PERIODO	USD
0	83.460

6.3.2 Análisis de costos de operación. Para este escenario los costos de cada levantamiento fueron obtenidos a partir del nuevo Lifting Cost del sistema de levantamiento hidráulico a partir de los datos de potencia del capítulo cuatro. Teniendo en cuenta que estos costos de operación son en función de la producción, en la **Tabla 48** se observa cómo quedaría la nueva producción con su respectivo incremental.

Tabla 48. Producción incremental Campo Peguita III.

Periodo	Volumen (BLS)
1	805.190
2	805.190
3	805.190
4	805.190

Fuente. Cepsa 2016. Modificado por los autores.

6.3.2.1 Sistema de levantamiento propuesto. Para los costos del sistema de levantamiento propuesto se calculó la reducción del lifting cost actual por motivos de consumo de energía y mantenimiento del sistema de levantamiento artificial propuesto. El ajuste debido al consumo energético, obtenido a partir de los datos de la **tabla 49**, se muestra en la **tabla 50**. El ajuste debido a la reducción en los costos de mantenimiento se muestra en la **tabla 52**, la cual se obtuvo a partir de los datos de la **tabla 51**. Finalmente, el nuevo Lifting Cost se muestra en la **tabla 53**.

Tabla 49. Consumo energía Sistema de levantamiento propuesto.

CONSUMO ESP

Kw/h totales	Kw/año totales	Costo Kw /COP	COP	TRM Dólar (COP)	USD
141	1.237.350	360	445.446.000	3.000	148.482

CONSUMO JET

Kw/h totales	Kw/año totales	Costo Kw /COP	COP	TRM Dólar (COP)	USD
0	0	360	0	3.000	0

Fuente. Cepsa 2016. (Modificado por los autores).

Tabla 50. Ajuste Lifting Cost consumo de energía, escenario producción incremental.

PERIODO	Costo Energetico Actual (USD) (*)	Costo Energetico Propuesto (USD)	Diferencia Costo Energético (USD)	Produccion (Bls)	Ajuste Lifting Cost (USD/BLS)
1	324.607,88	148.482,00	176.125,88	805.190,00	0,22
2	324.607,88	148.482,00	176.125,88	805.190,00	0,22
3	324.607,88	148.482,00	176.125,88	805.190,00	0,22
4	324.607,88	148.482,00	176.125,88	805.190,00	0,22

(*) Fuente. Cepsa 2016. Modificado por los autores.

Tabla 51. Costos de Mantenimiento Sistema de Levantamiento Propuesto, escenario producción incremental.

DESCRIPCIÓN	COSTO	UNIDADES	CANTIDAD	COSTO TOTAL
Pozos B, D, E				
Mantenimiento boquilla - garganta	9.600	USD	3	28.800
Wireline	4.000	USD	3	12.000
Detenimiento producción 1 día	183.290	USD	1	183.290
Tratamiento fluido adicional	41.914	USD	1	41.914
Pozos A, C				
Workover	140.000	USD	2	280.000
Detenimiento producción 6 días	214.767	USD	1	214.767
Reemplazo equipo bombeo	215.000	USD	2	430.000

Fuente. Cepsa 2016. Modificado por los autores.

Tabla 52. Ajuste Lifting Cost Mantenimiento, escenario producción incremental.

PERIODO	Costo mantenimiento Actual (USD) (*)	Costo Mantenimiento Propuesto (USD)	Diferencia Costo Mantenimiento (USD)	Produccion (Bls)	Ajuste Lifting Cost (USD/BLS)
1	557.211,63	487.647,45	69.564,18	805.190,00	0,09
2	557.211,63	487.647,45	69.564,18	805.190,00	0,09
3	557.211,63	487.647,45	69.564,18	805.190,00	0,09
4	557.211,63	487.647,45	69.564,18	805.190,00	0,09

(*) Fuente. Cepsa 2016. Modificado por los autores.

Tabla 53. Lifting Cost sistema de levantamiento propuesto, escenario producción Incremental.

PERIODO	LIFTING COST (USD/BBL)	Reduccion por consumo energetico	Reduccion por mantenimiento	NUEVO LIFTING COST (USD/BBL)
1	1,16	0,22	0,09	0,86
2	1,16	0,22	0,09	0,86
3	1,16	0,22	0,09	0,86
4	1,16	0,22	0,09	0,86

Fuente. Cepsa 2016. (Modificado por los autores).

A continuación, teniendo en cuenta el nuevo Lifting Cost y la producción en este escenario, se determinaron los costos de operación del sistema de levantamiento hidráulico mostrados en la **tabla 54**.

Tabla 54. Costos de operación sistema de levantamiento propuesto, escenario de producción incremental.

PERIODO	USD/BBL	Produccion (Bls)	USD
1	0,86	805.190	689.547
2	0,86	805.190	689.547
3	0,86	805.190	689.547
4	0,86	805.190	689.547

Fuente. Cepsa 2016. Modificado por los autores.

6.3.3 Análisis de ingresos. Para la determinación de los ingresos se el precio de venta determinado en la **Tabla 55**.

Tabla 55. Precio de venta.

		UNIDADES
Precio de referencia BRENT	49,930	USD/bls
Transporte	7,810	USD/bls
Reduccion por calidad	0,006	USD/bls
Precio de venta	42,114	USD/bls

Fuente. Cepsa 2016. (Modificado por los autores).

6.3.3.1 Regalías. En Colombia se debe tener en cuenta que la propiedad del subsuelo le pertenece al estado, es por esto que se le debe pagar a este una contraprestación económica por la explotación de los hidrocarburos, llamada regalías. Actualmente el ente encargado de recaudar estos recursos es la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). En lo que concierne al Campo Peguita III, su contrato de explotación estipula unas regalías del 8%.

La nueva producción del Campo Peguita III con su respectivo aumento en los pozos B, D y E, junto con su comparación con la producción actual y su diferencia se muestra en la **Tabla 56**.

Tabla 56. Producción incremental.

PERIODO	Produccion Actual(Bls)	Produccion Propuesta (Bls)	Diferencial Produccion (Bls)
1	759,200	805,190	45,990
2	759,200	805,190	45,990
3	759,200	805,190	45,990
4	759,200	805,190	45,990

Fuente. Cepsa 2016. (Modificado por los autores).

En base a este diferencial de producción y a la información sobre las regalías en el Campo Peguita III, la producción neta del Campo Peguita III se calculó para cada periodo como se muestra en la **Tabla 57**.

Tabla 57. Producción Neta Campo Peguita III.

PERIODO	Produccion (Bls)	Regalías (Bls)	Produccion Neta (Bls)
1	45.990	3.679	42.311
2	45.990	3.679	42.311
3	45.990	3.679	42.311
4	45.990	3.679	42.311

Fuente. Cepsa 2016. (Modificado por los autores).

Y por último se determinaron los ingresos adicionales en la **Tabla 58** para cada periodo.

Tabla 58. Ingresos Campo Peguita III, escenario producción incremental.

PERIODO	Precio de venta (USD)	Produccion Neta (Bls)	Ingresos (USD)
1	42,114	42.311	1.781.877
2	42,114	42.311	1.781.877
3	42,114	42.311	1.781.877
4	42,114	42.311	1.781.877

Fuente. Cepsa 2016. (Modificado por los autores).

6.3.4 Evaluación financiera. A continuación, se evaluará por medio del indicador Valor Presente Neto teniendo en cuenta los costos de inversión, de operación e ingresos anteriormente determinados para este escenario.

6.3.4.1 Indicador valor presente neto. Es un indicador financiero que pone los valores los ingresos y egresos futuros en valores presente, permite de esta manera restar los egresos y sumar los ingresos con su respectivo valor en el presente. Es uno de los indicadores más usados por su exactitud en los resultados.

Ecuación 16. Valor Presente Neto

$$VPN = \sum F_n (1+i)^{-n} = F_0 + F_1(1+i)^{-1} + F_2(1+i)^{-2} + \dots + F_n(1+i)^{-n}$$

Fuente. BACA, Guillermo. Ingeniería financiera. 1975.

La forma matemática para encontrar el valor del indicador valor presente neto se encuentra en la **ecuación 16**, donde i equivale a la Tasa de interés de oportunidad (TIO), la cual representa la tasa de interés más alta que el inversionista sacrifica para invertir en el proyecto.

Para la comparación de dos proyectos es necesario que tengan el mismo tiempo de horizonte y se compara por signo y magnitud del resultado, un signo negativo indica que el proyecto no es financieramente viable, si ambos signos son positivos el de mayor magnitud será el más rentable,

Para este proyecto el indicador Valor Presente Neto se usará en el escenario de producción incremental debido a que toma en cuenta los ingresos y costos, los cuales en este escenario si variarían, además se usará un Tasa de Interés de Oportunidad de 8% y un horizonte de tiempo de cuatro años.

6.3.4.2 Tasa interés de oportunidad. Como se ha mencionado anteriormente la Tasa de interés de oportunidad (TIO) representa la tasa de interés más alta que CEPSA sacrifica para invertir en este proyecto. La tasa de interés de oportunidad en esta empresa es de 8% anual.

6.3.4.3 Flujo de caja y efectivo. A continuación, se muestran los flujos de efectivo para este proyecto en la **Figura 91** del sistema de levantamiento propuesto con sus respectivos costos de inversión y de operación en este escenario.

Figura 91. Flujo de caja y efectivo para el sistema de levantamiento propuesto, escenario de producción incremental.

		USD				TOTAL
Venta crudo Incremental	0	1,781,877	1,781,877	1,781,877	1,781,877	7,127,508
Costos de inversión	83,460	0	0	0	0	83,460
Costos de operación	0	689,547	689,547	689,547	689,547	2,758,188
Total Egresos	83,460	689,547	689,547	689,547	689,547	2'841648

Fuente. Cepsa 2016. (Modificado por los autores).

6.3.4.4 Resultados. Usando la **ecuación 16** se obtiene que el VPN para el sistema de levantamiento propuesto mostrado en la **Ecuación 17**.

Ecuación 17. Valor Presente Neto (VPN), escenario de producción incremental.

$$VPN = -83.460 + \frac{1'092.330}{(1 + 0,095)^1} + \frac{1'092.330}{(1 + 0,095)^2} + \frac{1'092.330}{(1 + 0,095)^3} + \frac{1'092.330}{(1 + 0,095)^4}$$

$$VPN = 3'416.891$$

6.3.5 Conclusión de la evaluación financiera. Desde el punto de vista financiero la implementación de las bombas hidráulicas es atractivo para la compañía porque le genera una ganancia extraordinaria de 3' 416.891 a dólares de hoy más la TIO.

7. CONCLUSIONES

- Evaluando las condiciones operativas del Campo Peguita III, y las características de cada uno de los sistemas de levantamiento artificial, se determinó que el sistema más adecuado para el campo es el Bombeo Hidráulico tipo JET.
- Las simulaciones realizadas para sistema de levantamiento artificial electrosumergible corroboran un consumo de energía de los pozos productores del Campo Peguita III, que actualmente es de 313 KW/H que son suministrados por la red nacional.
- Se diseñó un completamiento general para la implementación del sistema de levantamiento artificial Hidráulico tipo Jet, dejando el último tubo de producción (Tubing III) 30 pies por encima de cualquier herramienta que no permita continuar profundizando la bomba Jet, como por ejemplo empaques o herramientas de On/Off, por encima un empaque de siete pies, luego un tubo para llegar así a una camisa corrediza y finalmente tubería hasta superficie.
- Tomando de base el sistema de inyección actual del Pozo F se propuso una nueva ramificación hacia el cluster de los Pozos B, C, D, E, con esto se calculó la presión disponible en cada cluster para realizar el respectivo levantamiento hidráulico, las cuales fueron 1223.8 PSI para los Pozos B, C, D, E y de 1202 PSI para el Pozo A.
- Las simulaciones realizadas para sistema de levantamiento artificial hidráulico arrojan un consumo de energía de 303 Kw/h, los cuales son requeridos por las bombas de superficie de los pozos A y C a implementar.
- Al realizar la comparación en consumo energético entre el sistema de levantamiento actual y el hidráulico en el escenario en que la producción se mantiene constante se encontró un ahorro de 10 Kw/h realizando el cambio al sistema de levantamiento propuesto.
- Al realizar la comparación en consumo energético entre el sistema de levantamiento actual y el propuesto en el escenario en que la producción aumenta en un 10% para los pozos B, D y E se encontró un ahorro de 171,83 Kw/h.
- Al realizar las simulaciones del sistema de bombeo hidráulico se encontró que las bombas JET poseen una buena eficiencia energética en pozos de caudales menores a 1572 STB/D en las condiciones operativas del Campo Peguita III.

- Para la compañía en los próximos cuatro años de producción desde el punto de vista financiero, la mejor opción es continuar con el sistema de levantamiento actual del el Campo Peguita III si se mantiene la producción constante.
- Desde el punto de vista financiero, la implementación de las bombas hidráulicas en pozos en los que la presión disponible en la línea de inyección es suficiente, es atractivo para la compañía porque le genera una ganancia extraordinaria de 3' 416.891 dólares de hoy más la TIO.

8. RECOMENDACIONES

- Reemplazar el bombeo electrosumergible por bombeo hidráulico tipo JET en pozos donde la presión disponible en la línea de inyección es suficiente para realizar el levantamiento, es decir que no requieran de la implementación de una bomba de superficie.
- Aprovechar eventos de oportunidad, como por ejemplo fallas o mantenimientos, para realizar el cambio de las bombas electrosumergibles por bombas hidráulicas tipo JET.
- Verificar el punto de operación de las bombas electrosumergibles debido a que a partir de las simulaciones realizadas en PROSPER se encontraron trabajando en condiciones aceptables de operación las del el Pozo A y Pozo D; Las bombas del Pozo B y Pozo E se encuentran trabando en downthrust y el Pozo C en upthrust.
- Estudiar la viabilidad técnico financiera de la implementación de un tanque de separación con el fin de no enviar el fluido motriz de nuevo a tratamiento.
- Analizar el efecto del daño de formación en la producción con el sistema de levantamiento artificial hidráulico.
- Realizar las simulaciones con sensibilidades en otros parámetros como el diámetro de la tubería.
- Evaluar la implementación de un sistema de inyección cíclico para el fluido motriz del sistema de levantamiento artificial bombeo hidráulico.
- Estudiar la implementación del sistema de levantamiento artificial de cavidades progresivas teniendo en cuenta las condiciones operativas del Campo Peguita III.
- Evaluar la tendencia a la creación de emulsiones por parte del fluido de producción con el fluido motriz.
- Evaluar la inyección de aditivos junto con el fluido motriz con el fin de mejorar las propiedades de los fluidos de producción.

BIBLIOGRAFÍA

- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Cuenca llanos orientales, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. p. 49
- BANZER, Carlos. Correlaciones numéricas. 1996.
- BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis.
- CASTILLO, Víctor. Nomenclatura y formulación bombeo hidráulico JET. 2009
- CEPCOLSA. Plan de desarrollo Bloque Caracara “Aspectos de: Geología, Yacimiento, Producción, Facilidades de Producción, Evaluación Económica y Responsabilidad Integral”. Bogotá: Contrato Asociación Caracara, Bogotá. 2015.
- CEPSA. Diagramas Estados Mecánicos. 2015
- _____. Halliburton Cementing Tables. Oklahoma, USA. 2001.
- _____. Informe inicios de explotación Campo Peguita III Bogotá 2014.
- _____. Informe inicios de explotación Campo Peguita III, 2015.
- _____. Red de inyección bloque Caracara. Bogotá. 2016.
- _____. Red de producción bloque Caracara. Bogotá. 2016.
- _____. Reporte diario de operación semana del 4 Junio. Bogotá. 2016.
- DE PORTA, J. Léxico estratigráfico, Volumen 5. Colombia, 1974.
- ESP OIL. Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. 2004. 180p. WorkShop International.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Trabajos escritos: presentaciones y referencias bibliográficas. Sexta actualización. Bogotá: ICONTEC, 2008. 110 p.
- OILWELL HYDRAULICS, INC., Hydraulic pumping training manual. 44 p.
- PERENCO. Curso bombeo hidráulico. 2013.
- PERRIN, Denis. Francia well completion and servicing, , 1999

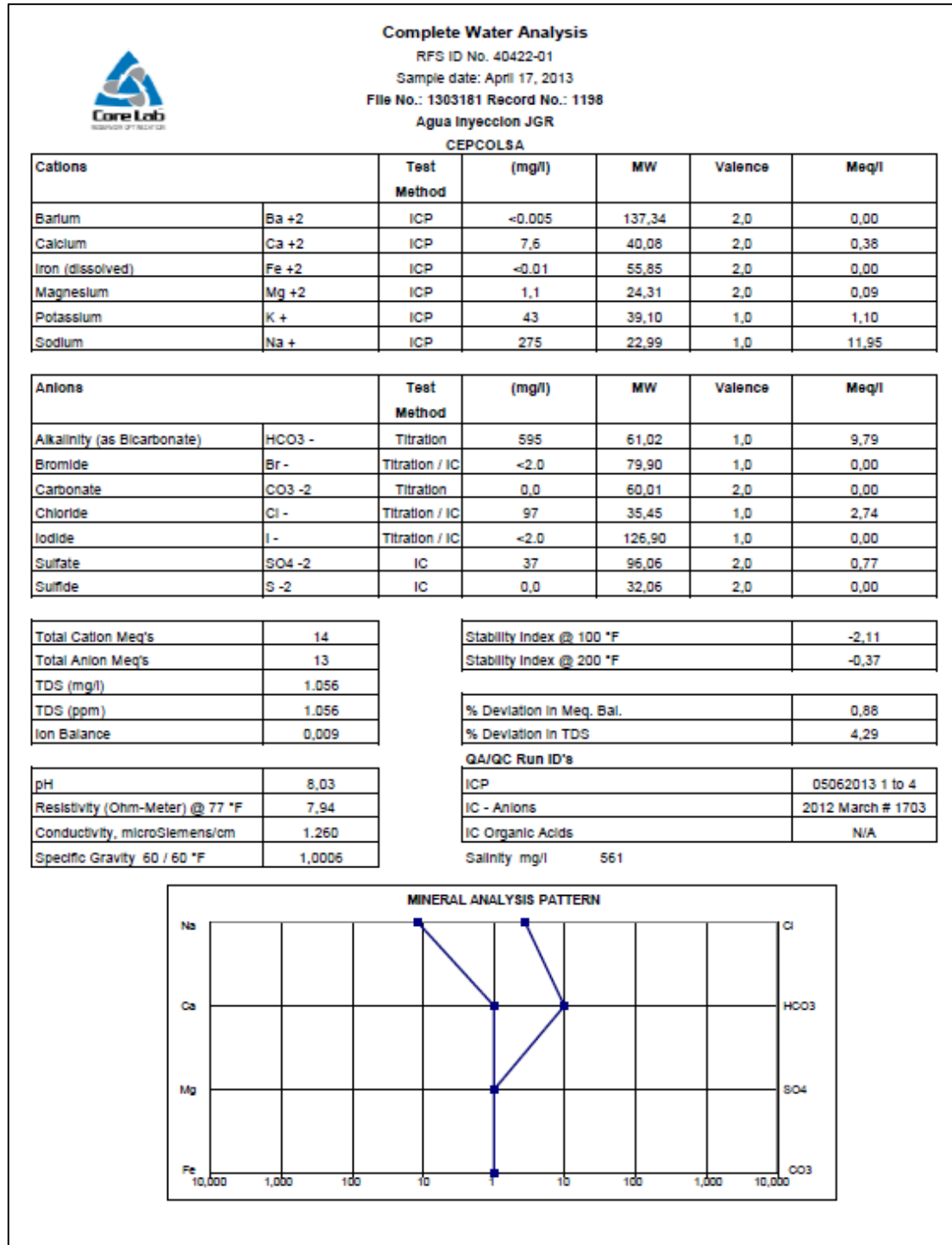
PETRIE Hal, National-Oilwell. Petroleum engineering handbook, Hydraulic Pumping. 120 p.

SCHLUMBERGER. Electrical Submersible Pump Manual for Clients, 2010. 113p.
SOLIPET. Manual de bombeo hidráulico. 2009.

ANEXOS

ANEXO A

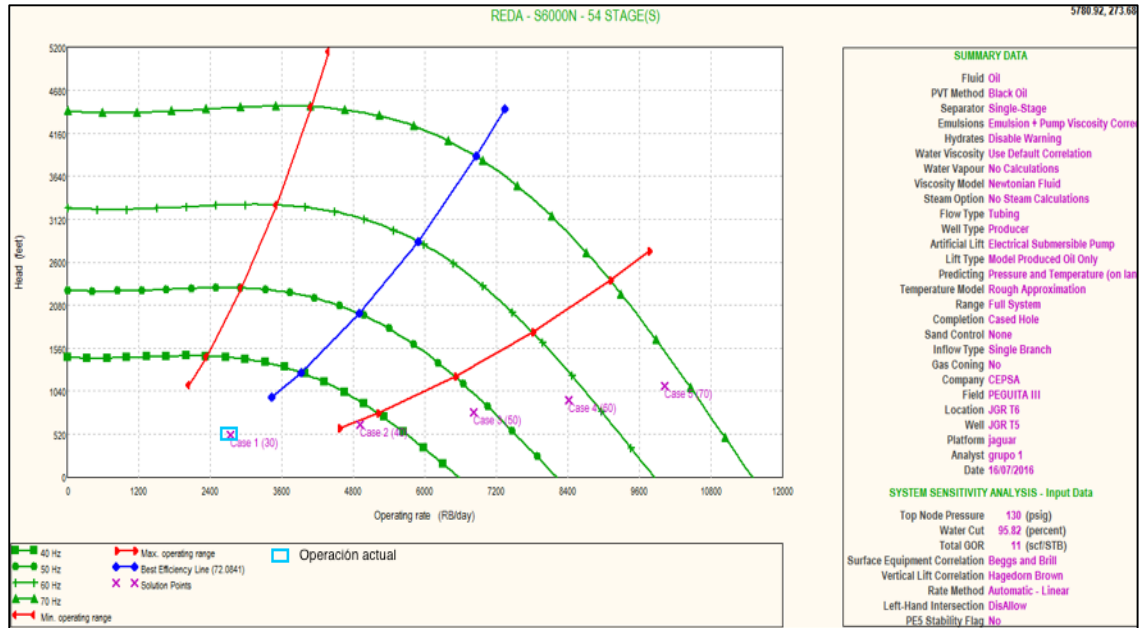
ANALISIS FISICO-QUIMICO DEL AGUA DE INYECCIÓN



ANEXO B

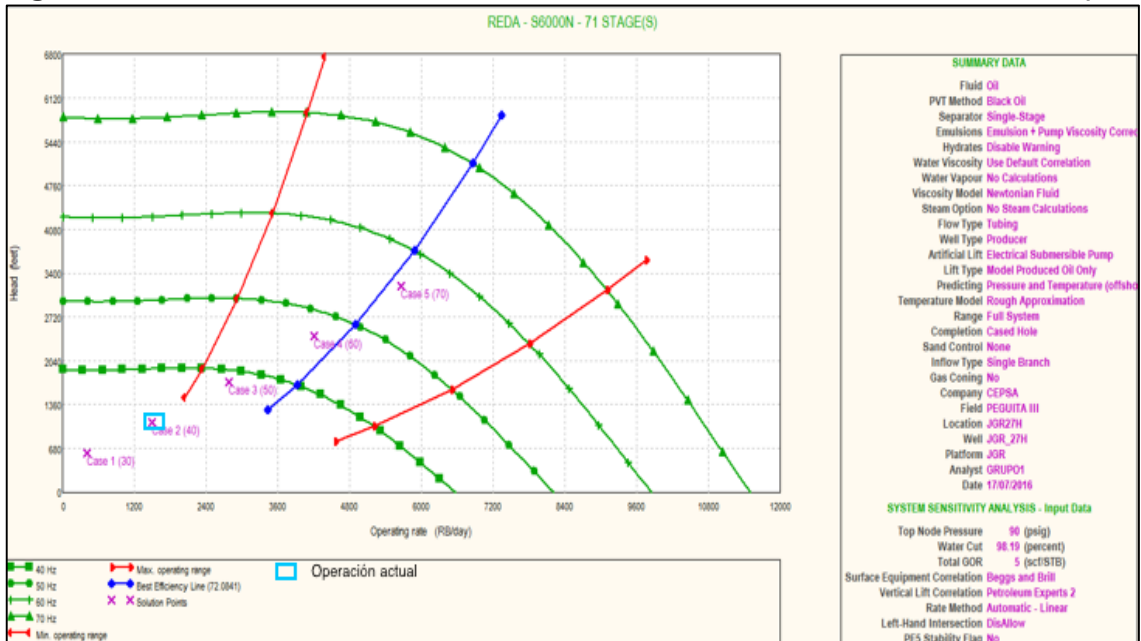
CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

Figura 1. Pozo A. Curva de rendimiento de la bomba REDA S6000N- 54 etapas.



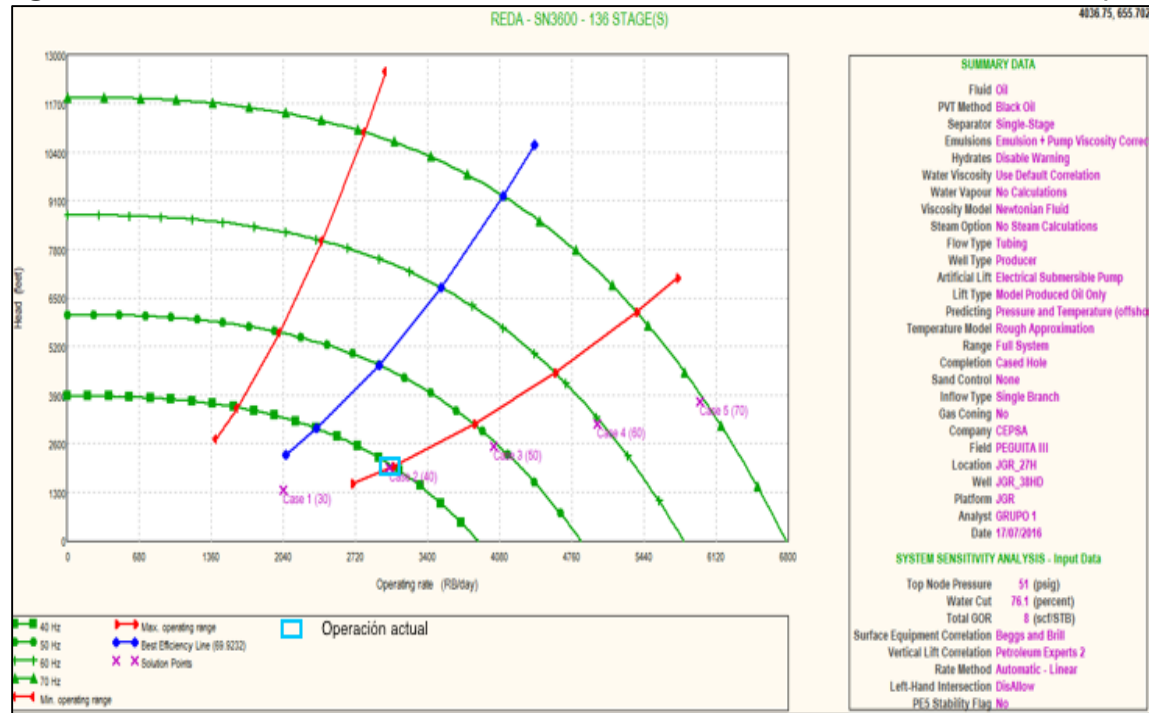
Fuente. PROSPER. ESP Data. Bogotá. 2016.

Figura 2. Pozo B. Curva de rendimiento de la bomba REDA S6000N- 71 etapas.



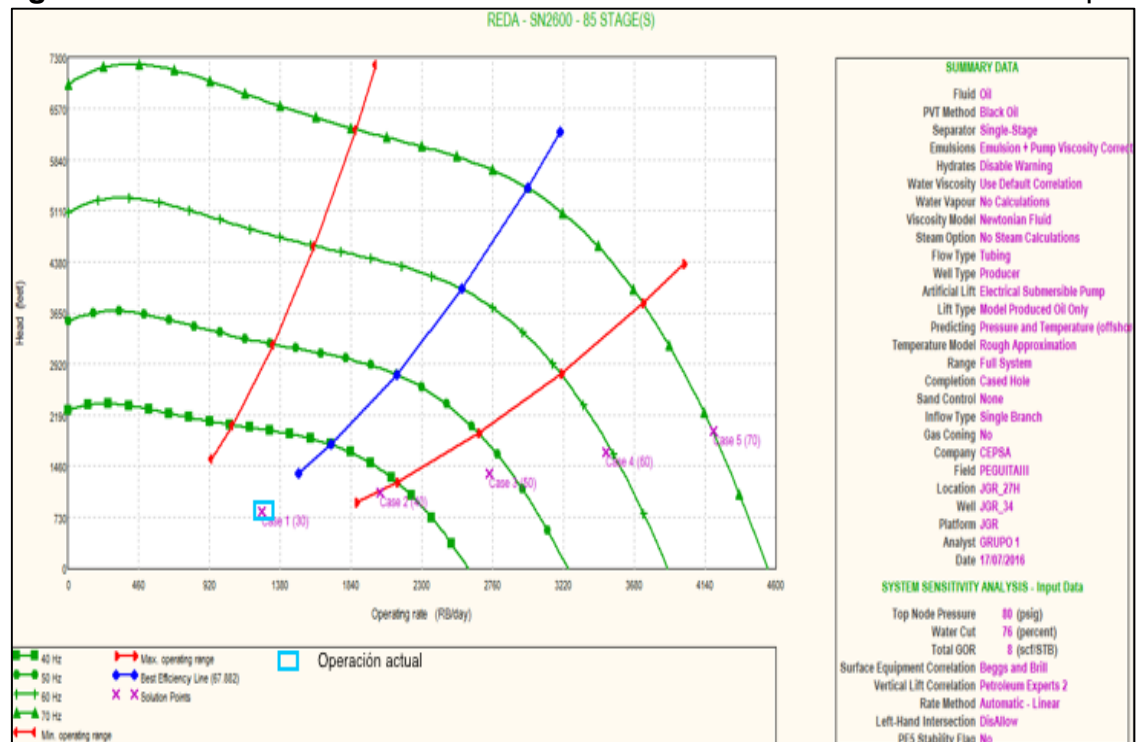
Fuente. PROSPER. ESP Data. Bogotá. 2016.

Figura 3. Pozo C. Curva de rendimiento de la bomba REDA S3600N- 136 etapas.



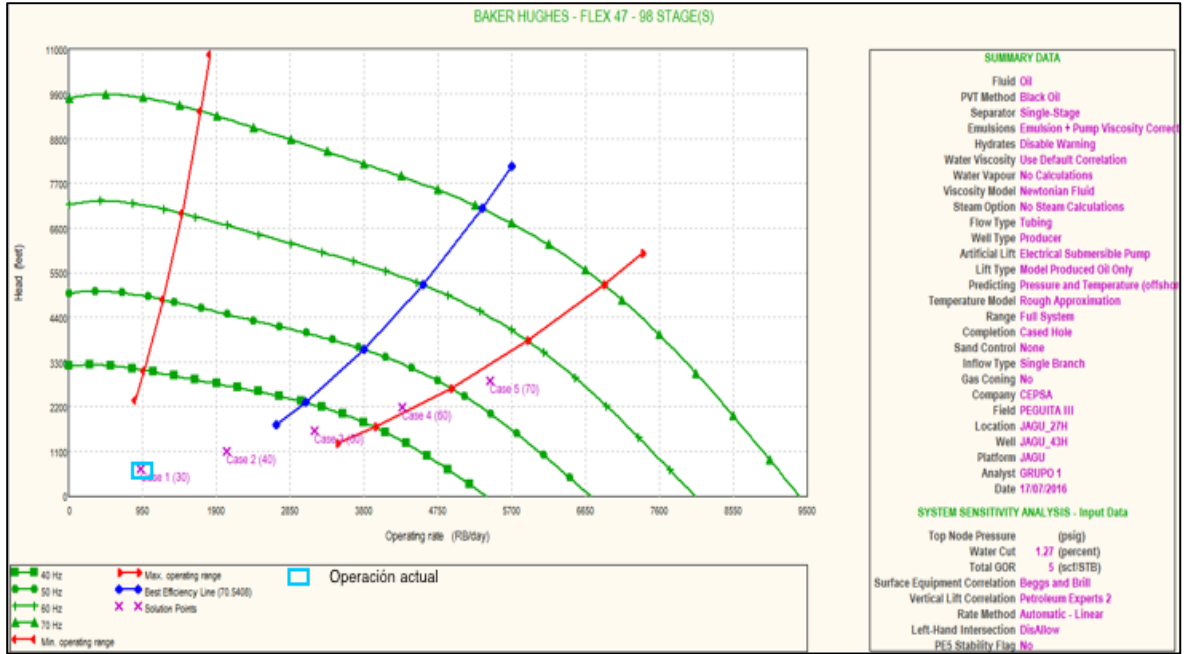
Fuente. PROSPER. ESP Data. Bogotá. 2016.

Figura 4. Pozo D. Curva de rendimiento de la bomba REDA S2600N- 85 etapas.



Fuente. PROSPER. ESP Data. Bogotá. 2016.

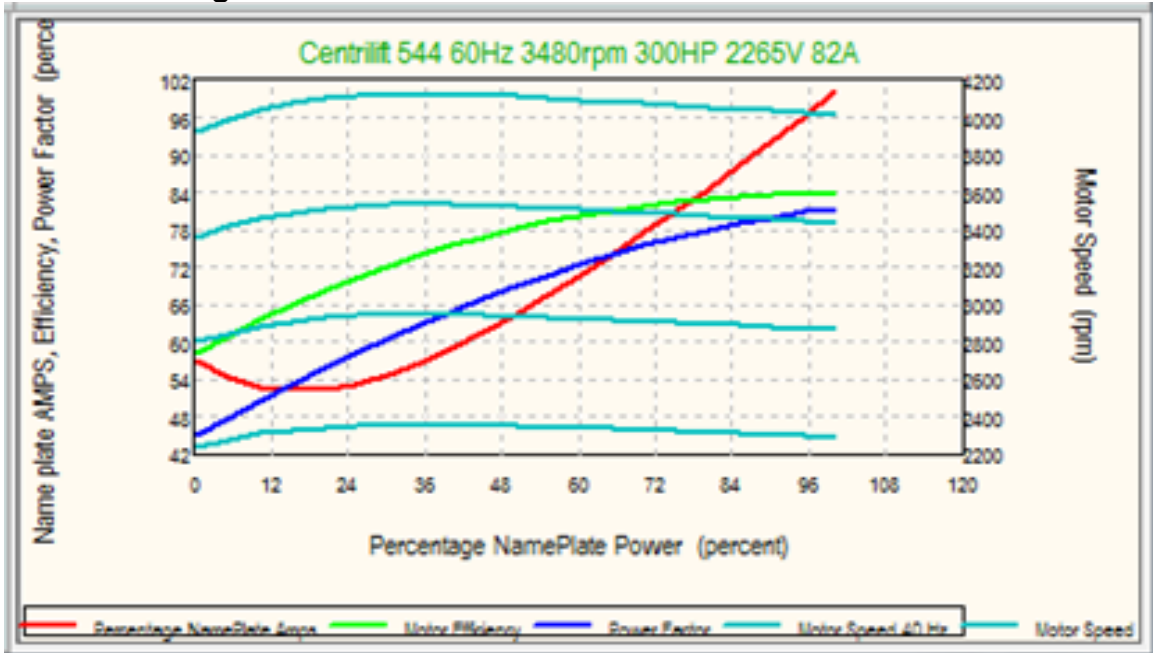
Figura 5. Pozo E. Curva de rendimiento de la bomba BAKER HUGHES Flex47 S2600N - 98 etapas.



Fuente. PROSPER. ESP Data. Bogotá. 2016.

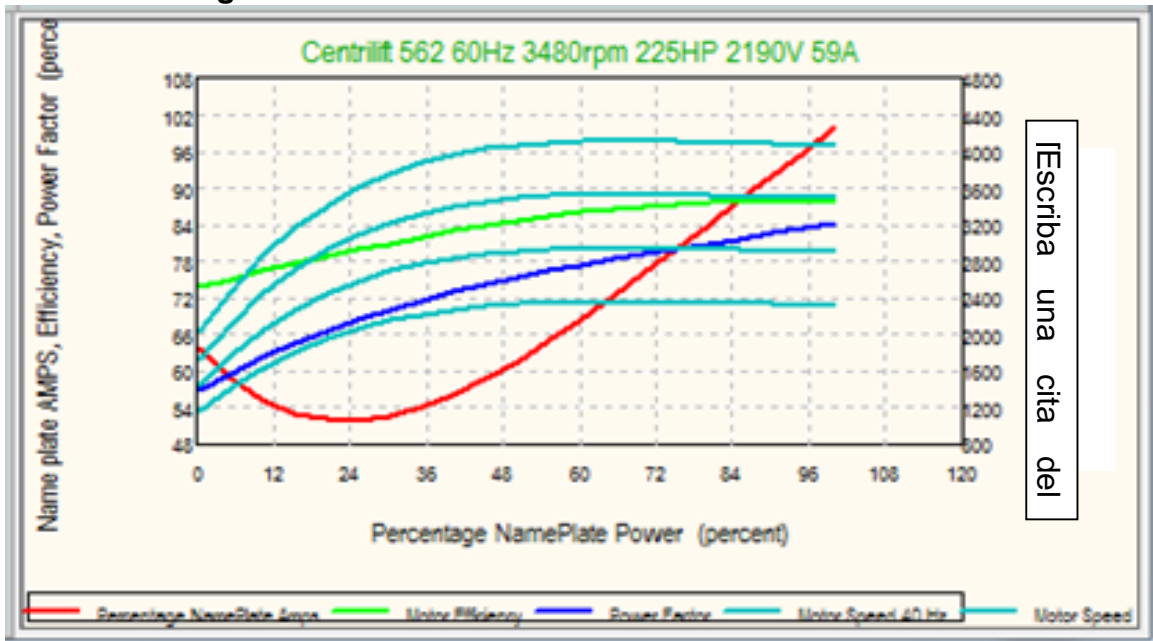
ANEXO C CURVAS DE RENDIMIENTO DE LOS MOTORES DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Figura 1. Curva de rendimiento del motor Centrilift 544.



Fuente. PROSPER. ESP Data. Bogotá. 2016.

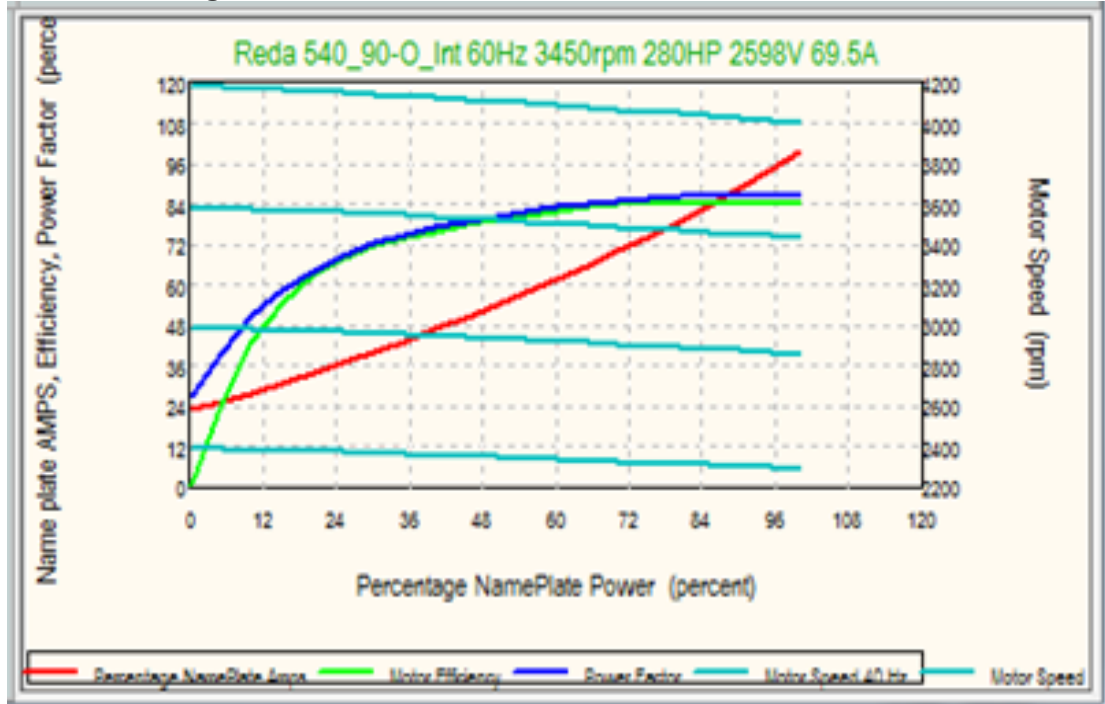
Figura 2. Curva de rendimiento del motor Centrilift 562.




Fuente. PROSPER. ESP Data. Bogotá. 2016.

Escriba una cita del

Figura 3. Curva de rendimiento del motor REDA 540.



Fuente. PROSPER. ESP Data. Bogotá. 2016.

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016


AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES




Nosotros **Javier Giovanny Lizarazo** y **Eiker Augusto Olaya Noguera** en calidad de titulares de la obra **Evaluación técnico financiera del cambio del sistema de levantamiento artificial actual por bombeo hidráulico empleando las condiciones operativas del campo peguita III**, elaborada en el año **2016**, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

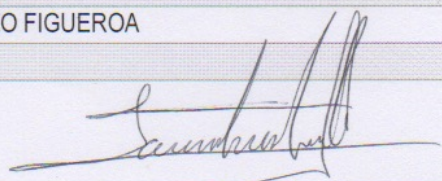
AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación		

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		X

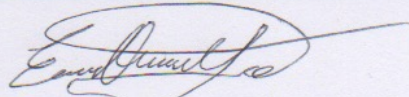
Para constancia se firma el presente documento en la ciudad de Bogotá, a los 13 días del mes de Marzo del año 2017.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
JAVIER GIOVANNY	LIZARAZO FIGUEROA
Documento de identificación No	Firma
1014253985	

Autor 1

Nombres	Apellidos
EIKER AUGUSTO	OLAYA NOGUERA
Documento de identificación No	Firma
1015452591	

Nota: Incluya un apartado (copie y pegue el cuadro anterior), para los datos y la firma de cada uno de los autores de la obra.