

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL CAMBIO DE LEVANTAMIENTO  
ARTIFICIAL ACTUAL POR BOMBEO HIDRAULICO, EMPLEANDO COMO  
FLUIDO MOTRIZ LA PRODUCCION DE LOS POZOS EN EL CAMPO  
CARACARA SUR A.**

**ANGIE VANESSA CASTRO CHÍQUIZA  
VANESSA GARCÍA VELÁSQUEZ**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERIAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2019**

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL CAMBIO DE LEVANTAMIENTO  
ARTIFICIAL ACTUAL POR BOMBEO HIDRAULICO, EMPLEANDO COMO  
FLUIDO MOTRIZ LA PRODUCCION DE LOS POZOS EN EL CAMPO  
CARACARA SUR A.**

**ANGIE VANESSA CASTRO CHÍQUIZA  
VANESSA GARCÍA VELÁSQUEZ**

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

**Director  
JUAN ENRIQUE LOPÉZ URIBE  
Ingeniero de petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERIAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2019**

Nota de aceptación:

---

---

---

---

---

---

---

---

Ing. JORGE ANDRÉS TOVAR MORENO

---

Ing. NELSON FERNÁNDEZ BARRERO

Bogotá D.C., Agosto de 2019

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente Institucional y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de la Facultad de Ingeniería

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

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 al autor.

*Ante todo agradezco a Dios por su bendición en este camino, por darme la fortaleza y sabiduría para llegar a este punto, y pedirle que continúe guiando mi camino.*

*A mis padres, el pilar fundamental de esta meta; a mi mamá por su compañía, su comprensión, por estar atenta siempre a mi bienestar; a mi papá por su apoyo y su interés en que cumpliera mis objetivos.*

*A mis hermanos y hermana por ser la motivación para mejorar cada día, por estar presentes en los buenos y malos ratos y sacarme una sonrisa cuando era necesario.*

*A mi compañera Vanessa García, gracias por su confianza, paciencia y esfuerzo en este proyecto.*

*Al ingeniero Juan Enrique López, director de este proyecto, por su orientación y disposición en la elaboración de este trabajo, a la empresa CEPESA por el respaldo y el suministro de información para el desarrollo del mismo. Al ingeniero Carlos Soler por su apoyo técnico y voluntad.*

*Finalmente agradezco a mis familiares y amigos que aportaron un granito a este proceso.*

*Angia Vanessa Castro Chíquiza.*

*Principalmente quiero agradecer mis padres Angel Garcia y Luz Arlen Velasquez por su apoyo incondicional, a mi hermano Alex Nieto por siempre creer en mí y compartir sus conocimientos. A mi director Juan Enrique López por su dedicación y tutoría a lo largo de este proyecto y a todo aquel que ayudo al cumplimiento de este trabajo.*

*Vanessa García Velasquez.*

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	25
OBJETIVOS	26
1. GENERALIDADES Y GEOLOGÍA DEL BLOQUE CARACARA	27
1.1 HISTORIA DEL BLOQUE CARACARA	27
1.2 LOCALIZACIÓN DEL BLOQUE CARACARA	28
1.3 MARCO GEOLÓGICO DEL BLOQUE	30
1.3.1 Columna Estratigrafica	30
1.3.2 Estratigrafía	32
1.3.3 Geología Estructural	36
1.3.3.1 Geología del petróleo	36
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	37
1.4.1 Método de Producción	38
1.4.2 Tiempo de Producción	38
1.4.3 Número de pozos	38
2. FUNCIONAMIENTO DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL BLOQUE CARACARA	40
2.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	43
2.1.1 Equipos de subsuelo	45
2.1.2 Equipos de superficie	50
2.2 DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO CARACARA	54
2.3 PARAMETROS OPERACIONALES DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ESP EN EL CAMPO CARACARA SUR A	54
2.4 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO HIDRÁULICO	56
2.5.1 Sistema de levantamiento por bombeo hidráulico	57
2.5.2 Sistema del fluido motriz	57
2.5.3 Equipo de superficie	58

2.5.4	Equipos del subsuelo	63
2.5.5	Fluido de potencia	65
2.5.6	Bomba hidráulica tipo JET	65
2.5.7	Diseño bomba hidráulica tipo JET	66
3.	PRINCIPIOS DE ANÁLISIS NODAL Y CORRIDAS DINÁMICAS DE FLUJO	70
3.1	SIMULACIÓN EN SOFTWARE SYAL	73
3.1.1	Datos de entrada PVT para el diseño de bombeo hidráulico	73
3.1.2	Metodología para el uso de software SYAL	77
3.2	RESULTADOS INICIALES DE LA CORRIDAS DE BOMBEO HIDRÁULICO	90
3.3	MODELAMIENTO DE LOS POZOS PRODUCTORES DE LOS ESCENARIOS PLANTEADOS POR CLUSTER	95
3.3.1	Curvas y parámetros de operación actual de las bombas electrosumergibles de los pozos candidatos	96
3.4	RESULTADOS DE MODELAMIENTO JET PUMP DE LOS POZOS CANDIDATOS	99
3.5	COMPARACIÓN CONDICIONES ACTUALES Y CONDICIONES IDEALES PARA FUNCIONAMIENTO DEL POZO ALIMENTADOR AA_01	107
4.	GENERACIÓN DE INDICADORES CLAVE DE DESEMPEÑO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ELECTROSUMERGIBLE Y JET PUMP	110
4.1	KPI'S PARA BOMBEO HIDRAULICO	110
4.1.1	Relación Caudal Diseñado y caudal Actual	111
4.1.2	Relación Caudal de Producción / Caudal de Inyección	111
4.1.3	Relación Caudal de Cavitación / Caudal de Inyección	111
4.1.4	Eficiencia	111
4.2	KPI'S PARA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	111
4.3	COMPARACIÓN ENERGÉTICA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ELECTROSUMERGIBLE E HIDRÁULICO PARA EL CAMPO CARACARA SUR A	112

5. ANÁLISIS FINANCIERO	115
5.1 COSTOS DE CONSUMO ENÉRGETICO	115
5.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN	116
5.3 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN	116
5.4 ANÁLISIS DE INGRESOS	117
5.5 EVALUACIÓN FINANCIERA: VALOR PRESENTE NETO (VPN)	117
5.5.1 Tasa de interés de oportunidad (TIO)	118
5.5.2 Resultados VPN a 3 años	118
5.5.3 Resultados VPN a 6 años	119
5.5.4 Diferencial de VPN	119
6. CONCLUSIONES	120
7. RECOMENDACIONES	121
BIBLIOGRAFÍA	122
ANEXOS	124

## LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1. Ubicación del bloque Caracara	29
Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales	31
Figura 3. Sección transversal esquemática de la Cuenca de los Llanos Orientales	36
Figura 4. Partes de una instalación de un sistema ESP	44
Figura 5. Tipos de cable de potencia	45
Figura 6. Bomba centrífuga de fondo	46
Figura 7. Intake	47
Figura 8. Separador de Gas	48
Figura 9. Corte transversal del protector	48
Figura 10. Motor y sus partes	49
Figura 11. Sensor de fondo	50
Figura 12. Cabezal de descarga	51
Figura 13. Caja de venteo	51
Figura 14. Variadores de frecuencia	53
Figura 15. Transformador	53
Figura 16. Sistema de fluido Motriz	58
Figura 17. Instalación típica sistema de bombeo hidráulico	59
Figura 18. Bomba Desplazamiento Positivo y Motor eléctrico de superficie	60
Figura 19. Válvula cuatro vías en cabezal de pozo, bombeo Jet	61
Figura 20. Válvula controladora de presión	61
Figura 21. Manifold de distribución del fluido de potencia	62
Figura 22. Skid de separación y cabeza de Jet Pump	63
Figura 23. Sistemas Fijos y Libres de bombeo hidráulico	64
Figura 24. Interior de la bomba hidráulica tipo Jet	66
Figura 25. Funcionamiento y perfil de presión y velocidad en bombas Jet	67
Figura 26. Instalación boquilla y garganta en directa	68
Figura 27. Instalación boquilla y garganta en inversa	69
Figura 28. Nodos comunes y distribución de presión en la ruta de flujo de un sistema de producción de petróleo y gas	70
Figura 29. Rangos de aplicación de la correlación de Al-Marhoun	75
Figura 30. Rangos de la correlación Beggs y Robinson	76
Figura 31. Interfaz Software SYAL	77
Figura 32. Diagrama de flujo Software SYAL.	78
Figura 33. Sección de pozo	79
Figura 34. Sección PVT. (Pozo AA_01)	80
Figura 35. Reportes PVT. (Pozo AA_01)	80
Figura 36. Sección de equipo de subsuelo. (Pozo AA_01)	81
Figura 37. Sección de equipo de subsuelo. (Pozo AA_01)	81

Figura 38. Sección de equipo de subsuelo. (Pozo AA_01)	82
Figura 39. Sección de equipo de subsuelo. (Pozo AA_01)	82
Figura 40. Sección IPR. (Pozo AA_01)	84
Figura 41. Sección IPR resultados. (Pozo AA_01)	84
Figura 42. Sección de diseño del levantamiento. (Pozo AA_01)	85
Figura 43. Sección de diseño del levantamiento. (Pozo AA_01)	85
Figura 44. Resultados de la sección de diseño del levantamiento (Pozo AA_01)	86
Figura 45. Garganta y Boquilla en Bomba Tipo Jet	88
Figura 46. Graficas de los resultados sección de diseño del levantamiento (Pozo AA_01).	89
Figura 47. Operación de la bomba en el pozo AA_03	96
Figura 48. Operación de la bomba en el pozo AA_18	97
Figura 49. Operación de la bomba en el pozo AA_11	98
Figura 50. Operación de la bomba en el pozo AA_19	98
Figura 51. Operación de la bomba en el pozo AA_20	99
Figura 52. Completamiento “tipo” para el pozo AA_03	100
Figura 53. Curva IPR pozo AA_03	102
Figura 54. Diseño bomba Jet Pump pozo AA_03	103
Figura 55. Sensibilidad de condiciones de operación Pozo AA_03	104
Figura 56. Operación de la bomba ESP en condición 1	108
Figura 57. Operación de la bomba ESP en condición 2	108
Figura 58. Operación de la bomba ESP en condición óptima	109

## LISTA DE TABLAS

	pág
Tabla 1. Pozos del Campo Caracara	39
Tabla 2. Ventajas de los sistemas de levantamiento artificial	41
Tabla 3. Desventajas de los sistemas de levantamiento artificial	42
Tabla 4. Especificaciones basicas de las bombas electrsuergibles usadas en el campo Caracara Sur A	55
Tabla 5. Parámetros operacionales de las bombas ESP	55
Tabla 6. Datos de carga para las bombas ESP del campo Caracara Sur A	56
Tabla 7. Datos PVT de ingreso al Software SYAL	73
Tabla 8. Datos de separador de ingreso al Software SYAL	74
Tabla 9. Condiciones de aplicación de las correlaciones de flujo multifásico	79
Tabla 10. Rangos de aplicación de las correlaciones PVT	80
Tabla 11. Clusters del campo Caracara Sur A	87
Tabla 12. Configuraciones boquilla garganta	87
Tabla 13. Resultados Pozo AA_01	90
Tabla 14. Resultados Pozo AA_02	90
Tabla 15. Resultados Pozo AA_03	91
Tabla 16. Resultados Pozo AA_10	91
Tabla 17. Resultados Pozo AA_14	91
Tabla 18. Resultados Pozo AA_18	92
Tabla 19. Resultados Pozo AA_11	92
Tabla 20. Resultados Pozo AA_16	92
Tabla 21. Resultados Pozo AA_17	93
Tabla 22. Resultados Pozo AA_19	93
Tabla 23. Resultados Pozo AA_20	93
Tabla 24. Resultados Pozo AA_21	94
Tabla 25. Escenarios de predilectos para desarrollo del proyecto	94
Tabla 26. BS&W de los pozos alimentadores	95
Tabla 27. Resultados del modelo modificado para el pozo AA_03	101
Tabla 28. Resultados del modelo modificado para AA_18	104
Tabla 29. Resultados del modelo modificado para AA_11	105
Tabla 30. Resultados del modelo modificado para AA_19	105
Tabla 31. Resultados del modelo modificado para AA_20	106
Tabla 32. Resumen de resultados de modelamiento para pozo AA_01	107
Tabla 33. Indicadores de desempeño bombeo hidráulico	110
Tabla 34. Resultados de los KPI para el bombeo hidráulico	110
Tabla 35. Determinación del KPI para ESP	112
Tabla 36. Potencia de bomba Jet en Hph y kWh	112
Tabla 37. Comparación energética en kWh	113

Tabla 38 Comparación de los KPI para el sistema Jet y ESP	113
Tabla 39. Costos de consumo energético	115
Tabla 40. Consumo energético ESP en USD/año	116
Tabla 41. . Consumo energético ESP en USD/año	116
Tabla 42. Costos de inversión de los sistemas de levantamiento artificial	116
Tabla 43. Costos operacionales ESP y Jet Pump	117
Tabla 44. Ingresos	117
Tabla 45. VPN para ESP	118
Tabla 46. VPN para Jet pump	118
Tabla 47.VPN para ESP	119
Tabla 48. VPN para Jet pump	119
Tabla 49. Diferencial de VPN	119

## LISTA DE ECUACIONES

	pág
Ecuación 1. Correlación para Presión de Burbuja	74
Ecuación 2. Viscosidad del petróleo, $\mu_o$ , Beggs and Robinson	75
Ecuación 3. Viscosidad del gas, $\mu_g$ , Carr	76
Ecuación 4. Viscosidad del agua, $\mu_w$ , Van Wingen	76
Ecuación 5. IPR para presión de fondo fluyente mayor a presión de burbuja	83
Ecuación 6. IPR para presión de fondo fluyente menor a presión de burbuja	83
Ecuación 7. Relación boquilla- garganta	89
Ecuación 8. Fórmula para el cálculo del VPN	118

## LISTA DE ANEXOS

	Pág
Anexo A. Análisis PVT del pozo AA_19	125
Anexo B. pruebas de pozo del campo Caracara sur A	126
Anexo C. Resultados del pozo AA_11	127
Anexo D. Resultados del pozo AA_19	130
Anexo E. Resultados del pozo AA_20	133

## ABREVIATURAS

<b>%</b>	Porcentaje
<b>°</b>	Grados
<b>°F</b>	Grados Fahrenheit
<b>μg</b>	Viscosidad del gas
<b>μo</b>	Viscosidad del petróleo
<b>μw</b>	Viscosidad del agua
<b>ΔP</b>	Diferencia de presiones
<b>A</b>	Amperios
<b>AOF</b>	Absolut open Flow – Flujo abierto absoluto
<b>API</b>	Instituto Americano del Petróleo
<b>BBL</b>	Barriles
<b>BES</b>	Bombeo Electrosumergible
<b>BFPD</b>	Barriles de fluido por día
<b>BHA</b>	Bottom Hole Assenbly – Ensamblaje de fondo
<b>Bo</b>	Factor volumétrico
<b>BOPD</b>	Barriles de aceite por día
<b>BS&amp;W</b>	Bottom Sediments and wáter – Porcentaje de agua y sedimentos
<b>BWPD</b>	Barriles de agua por día
<b>CCS</b>	Campo Caracara Sur
<b>CD</b>	Corriente directa
<b>cP</b>	Centipoises
<b>CPF</b>	Closed Power Fluid - Sistema de fluido motriz cerrado
<b>ESP</b>	Bombeo electrosumergible
<b>ft</b>	Pies
<b>GOR</b>	Relación gas-petróleo
<b>Ha</b>	Hectáreas
<b>HP</b>	Horse Power – Caballos de fuerza

<b>Hrs</b>	Horas
<b>Hz</b>	Hertz- Unidad de frecuencia
<b>ID</b>	Diámetro interno
<b>IPR</b>	Inflow Performance Relationship – Curva de Oferta de producción
<b>JP</b>	Jet Pump – Bomba Jet
<b>km</b>	Kilómetros
<b>KPI</b>	Key Performance Indicator – Indicador Clave de Desempeño
<b>kW</b>	Kilowattvatio
<b>kW/h</b>	Kilowattvatio/hora
<b>m</b>	Metros
<b>Ma</b>	Millones de años
<b>OD</b>	Diámetro externo
<b>OPF</b>	Open power fluid – Sistema de fluido motriz abierto
<b>Pb</b>	Punto de burbuja
<b>PI</b>	Productivity Index - Índice de productividad
<b>Ppm</b>	Partes por millón
<b>Psi</b>	Pound square inch – Libra por pulgada cuadrada
<b>Psia</b>	Libra por pulgada cuadrada absoluta
<b>Psig</b>	Libra por pulgada cuadrada manométrica
<b>Psp</b>	Presión del separador
<b>PVT</b>	Análisis de presión, volumen y temperatura
<b>PWF</b>	Pressure Well Flow – Presión de fondo fluyente
<b>RPM</b>	Revoluciones por minuto
<b>Rs</b>	Gas en solución
<b>SCF</b>	Standard Cubic Feet – Pies cúbicos estándar
<b>STB</b>	Stock Tanks Barrels – Barriles estándar
<b>TIO</b>	Tasa interna de oportunidad
<b>VDF</b>	Variador De Frecuencia

## GLOSARIO

**ANÁLISIS NODAL:** Herramienta analítica que permite identificar las limitaciones presentes en el sistema de producción.

**ANTICLINAL:** es el plegamiento en el cual las rocas estratificadas buzan en sentido contrario (divergen), en los anticlinales los estratos más antiguos se encuentran en el núcleo.

**ARCILLA:** son rocas sedimentarias, con una textura detrítica, cuyos granos tienen un diámetro de 0.002 mm, son silicatos aluminicos complejos hidratados, tiene potasio, sodio, calcio, magnesio, hierro, etc.

**ARENISCAS:** son rocas sedimentarias de origen mecánico, con textura detrítica, cuyo tamaño de grano de fino a grueso es 0.063 mm y 2 mm, resultado de la consolidación y la diagénesis de la acumulación de arena, está compuesta por cuarzoarenitas y litoarenitas.

**BOMBA CENTRIFUGA:** bombas rotativas tipo hidráulico que hace que la energía mecánica de un impulsor se transforme en energía de presión o cinética y aumenta la velocidad del fluido por medio de un elemento rotante y la acción de la fuerza centrífuga.

**BOMBAS DE ACCIÓN RECIPROCANTE:** sistema mecánico de desplazamiento positivo que descarga una cantidad de líquido fijo durante el movimiento de un pistón y un émbolo haciendo compresión, aumentando la presión del fluido.

**BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE:** sistema de levantamiento artificial altamente eficiente, que usa energía eléctrica para impulsar un conjunto en fondo que cambia la energía en mecánica y así darle la energía suficiente a los fluidos para poderlos llevar a superficie.

**BOMBEO MECÁNICO:** sistema de levantamiento artificial, que se basa en que a través de una bomba de subsuelo de acción recíprocante, la cual es alimentada con energía por medio de una sarta de varillas, empujen los fluidos que se encuentran en el pozo a superficie.

**BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS:** son unidades de desplazamiento positivo, compuesto por un estator y un rotor, formando cavidades entre sí, de este modo se genera un empuje del fluido hasta superficie.

**BOQUILLA:** es la parte de la bomba tipo Jet en la que entra en fluido motriz, disminuyendo la presión con la que entra en fluido para convertirla en una alta velocidad al ser expulsado de la boquilla.

**CAÍDA DE PRESIÓN:** es la disminución de la presión después de suspender o disminuir la inyección de fluidos en un pozo.

**CAMPO:** una acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo, un campo petrolero está conformado por un yacimiento con una forma adecuada para que se realice el entrapamiento de hidrocarburos, el cual se encuentra cubierto por una roca impermeable, o una roca que actúa como sello.

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

**CAÑONEO:** operación que se realiza en el proceso de completamiento del pozo para abrir perforaciones frente a la unidad de interés para comenzar la producción.

**CLUSTER:** es una agrupación de pozos que están unidos en una misma línea de producción, generalmente hacen parte de una misma localización.

**CONGLOMERADOS:** roca sedimentaria formada por clastos redondeados, sus granos son gruesos y fragmentados de un tamaño mayor a 2 mm, en general están compuestas por gravas y cantos.

**CUENCA:** depresión de la corteza terrestre, la cual es formada por la actividad tectónica de las placas, en la que se acumulan sedimentos, la perseverancia de la depositación puede llegar a producir un nivel adicional de depresión o subsidencia.

**DIFUSOR:** es la parte de la bomba Jet en la que los fluidos que van a alta velocidad modifican esta energía en presión para realizar el levantamiento hasta superficie.

**DISCORDANCIA:** es una superficie geológica que separa los estratos más nuevos de los estratos más antiguos y que muestra un periodo de ausencia de depositación, probablemente con un proceso de erosión. Hay discordancias que son muy irregulares, a diferencia de otras que no poseen relieve y dificultando la distinción en una serie de estratos paralelos.

**DOWNTHRUST:** es el fenómeno en el que la bomba ESP opera por fuera del cono de eficiencia, conservando la condición a la izquierda del cono, ocasionando un desgaste alto por dejar el equipo sobre dimensionado para la condición de operación.

**ESTRATIGRAFÍA:** es el estudio de la historia, composición, edades relativas y distribución e interpretación de los estratos, para explicar la historia de la tierra. La comparación de estratos divididos puede introducir el estudio de su litología, contenido fósil y edades relativas y absolutas.

**EQUIPOS DE SUBSUELO:** son todos los equipos con los que cuenta el pozo para realizar su construcción y completamiento, incluido el sistema de levantamiento artificial de tenerlo.

**FACTOR DE RECOBRO:** relación en porcentaje de la cantidad de hidrocarburos recuperables de un yacimiento.

**FALLA:** es una fractura en la corteza terrestre que genera movimiento en los cuerpos rocosos, ocasionando que los mismos se separen.

**FALLA INVERSA:** es un tipo de falla, formada cuando el bloque de falla a lo largo del labio alto se desplaza de forma ascendente, a lo largo de una superficie de falla, respecto del labio bajo.

**FALLA NORMAL:** es un tipo de falla en el que el bloque elevado se desplaza hacia abajo respecto del bloque hundido, y la superficie de inclina de forma abrupta.

**FLUIDO MOTRIZ:** este es el fluido que se usa en el sistema de levantamiento de bombeo hidráulico para generar energía al fluido de proviene del reservorio, este fluido motriz puede ser petróleo o agua generalmente.

**FORMACIÓN:** es la unidad fundamental de la litoestratigrafía, donde un cuerpo de roca bastante característico y continuo para ser mapeado. Cuerpo de estratos de un tipo preeminente o una agrupación de diferentes tipos.

**GARGANTA:** es la parte de la bomba Jet en la que se transfiere energía del fluido motriz al fluido del yacimiento para desplazarse al difusor.

**GRAVEDAD API:** es una escala de gravedad específica que desarrollo el instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API), con el fin de medir la densidad relativa de diferentes líquidos de petróleo, es expresado en grados.

**HIDROCARBURO:** compuesto orgánico compuesto por cadenas de carbono e hidrogeno, presente en los reservorios.

**INFLOW:** hace referencia a la sección e información de entrada en un nodo específico en el análisis nodal.

**INFRAYACE:** se refiere a la ubicación de una formación que está debajo de otra unidad geológica de referencia seguidamente.

**MIGRACIÓN:** es el movimiento que realizan los hidrocarburos generados, desde la roca generadora hacia las rocas yacimiento. Donde debido a un entrampamiento y al ser sometidos a una presión y temperatura se da la maduración de la materia orgánica.

**OLEODUCTO:** es la tubería que se utiliza para transportar el petróleo desde el lugar donde se produce hasta el embarque.

**OUTFLOW:** hace referencia a la sección e información de salida de un nodo específico en el análisis nodal.

**PRESIÓN EN CABEZA:** es la presión medida generalmente en libras por pulgada cuadrada en la cabeza de un pozo productor.

**PRESIÓN DE FONDO:** es la presión medida generalmente en libras por pulgada cuadrada en el fondo del pozo.

**PRESIÓN HIDROSTÁTICA:** es la presión que se genera debido al peso de uno o varios fluidos producidos por el pozo.

**PRESIÓN DE INYECCIÓN:** es la presión medida generalmente en libras por pulgada cuadrada en la cabeza de un pozo inyector.

**PRESIÓN DE SEPARADOR:** es la presión medida generalmente en libras por pulgada cuadrada en el separador de la facilidad.

**PRESURIZADO:** se refiere a un sistema o equipo que se encuentra sometido a altas presiones.

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

**ROCA MADRE O GENERADORA:** es una roca rica en contenido de materia orgánica que bajo condiciones adecuadas de presión y temperatura, puede generar petróleo o gas.

**ROCA SELLO:** es la roca que tiene una permeabilidad baja y gracias a ello tiene la capacidad de mantener los hidrocarburos en la roca almacenadora.

**SEPARADORES:** es un equipo de las facilidades de producción, que se usa para separar las fases de los fluidos que provienen del pozo.

**SISTEMA DE BOMBEO FIJO:** tipo de ensamblaje de las bombas hidráulicas donde esta bomba se encuentra unida mecánicamente a la sarta de producción.

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

**SISTEMA DE LEVANTAMIENTO:** es el conjunto de herramientas que tienen como propósito aumentar la energía potencial de los fluidos.

**SOFTWARE PROSPER:** este software está especializado en modelar Análisis Nodal y sistemas de levantamiento artificial de expertos en petróleo para sistemas de 32 bits.

**SOFTWARE SYAL:** este software está especializado en modelar y diseñar sistemas de levantamiento artificial de bombeo hidráulico tipo Jet de la empresa Sertecpet, este programa permite realizar cálculos de Análisis Nodal y de las propiedades de los fluidos.

**SUPRAYACER:** se refiere a la ubicación de una formación que está por encima a otra unidad geológica de referencia seguidamente.

**UPTHRUST:** es el fenómeno en el que la bomba ESP opera fuera del cono de eficiencia, conservando la condición a la derecha del cono, ocasionando un desgaste alto por dejar el equipo sub dimensionado para la condición de operación.

**VARIADOR DE FRECUENCIA:** es el elemento utilizado en superficie para modificar las velocidades de operación de una bomba en el subsuelo

**TANQUES DE ALMACENAMIENTO:** son tanques horizontales o verticales, que se usan para almacenar petróleo en grandes cantidades.

**TASA DE CAVITACIÓN:** es la tasa más baja a la cual se puede inyectar el fluido motriz, para evitar que los cambios drásticos de presión hidrostática generen colapso de cavidades de vapor hacia la superficie del sistema de levantamiento artificial, ocasionando una erosión.

## RESUMEN

Este proyecto fue desarrollado en el Campo Caracara sur A del bloque Caracara, donde principalmente se realizó una descripción de las generalidades del campo se muestra su historia, localización, producción y la geología del petróleo de la Cuenca de los Llanos Orientales. En este documento se describen las ventajas y desventajas de los sistemas de levantamiento en general y profundizando en los sistemas de levantamiento de interés del proyecto; que son el bombeo electrosumergible y el bombeo hidráulico especificando tanto componentes de superficie como de subsuselo para los dos sistemas. Posteriormente se habla del de la operación de extracción empleada en el campo Caracara sur A (ESP). Luego se realizó el diseño de un sistema de levantamiento de bombeo hidráulico para las condiciones operativas, con lo cual se logró modelar las condiciones dinámicas de flujo, obteniendo los requerimientos de cargas de potencia, para así poder realizar una comparación entre el sistemas de levantamiento actual y el sistema diseñado. Consecutivamente a la comparación se generaron unos indicadores de desempeño (KPI).

El simulador que se utilizó para realizar el diseño del levantamiento mencionado anteriormente fue el software SYAL.

Con los resultados obtenidos por la simulación se establecieron los consumos energéticos requeridos para generar el empuje necesario para levantar la producción del pozo, sin perder la producción que generada actualmente por el pozo. Con lo anterior se definió un KPI para realizar la comparación de los dos sistemas y así determinar los alcances técnicos del diseño. Con los pozos que cumplieron la fase técnica se llevó a cabo una evaluación financiera con el fin de estudiar la posibilidad de implementación de la técnica evaluando el proyecto mediante el valor presente neto a periodos de tiempo de 3 y 6 años

**PALABRAS CLAVE:** Sistema de levantamiento artificial, bombeo electrosumergible, bombeo hidráulico, Campo Caracara sur A, energía.

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad el uso de sistemas de levantamiento artificial a nivel mundial en la industria petrolera es fundamental con el fin de extraer la mayor cantidad de fluido del subsuelo. Según las necesidades de cada pozo se instala un sistema en específico de acuerdo a las diferentes características del pozo, como de las facilidades, locación y de los fluidos de producción.

En el campo Caracara sur A actualmente se usa el bombeo electrosurgible como sistema de levantamiento, el cual es uno de los sistemas de levantamiento con más eficiencia, extrae fluidos con un 90% y 95% de BS&W.

Debido al alto consumo energético de las bombas electrosurgibles, los altos costos en las operaciones de completamiento, altos costos de reparación, las fallas ocasionadas por cortes de energía o fallas mecánicas, es necesario evaluar técnico financieramente el cambio del sistema de levantamiento artificial actual por bombeo hidráulico tipo Jet, debido a que se adapta a las características operacionales de este campo, aprovechando que los cortes de agua de producción son altos se puede implementar como fluido motriz la producción de un pozo levantado con ESP, que se encuentren en el mismo cluster del campo Caracara sur A. Con lo anterior se cree que el impacto se verá tanto en el uso de los equipos como en el personal encargado de su manejo y control, además de utilizar más de un levantamiento artificial con diferentes características que influirían en la reducción de costos. El desarrollo del nuevo sistema origina la posibilidad de una nueva técnica en la industria.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar técnico financieramente el cambio del sistema de levantamiento artificial actual por bombeo hidráulico empleando como fluido motriz la producción de un pozo del mismo cluster en el Campo CaraCara Sur A.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir las generalidades y geología del Campo CaraCara Sur A ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales.
2. Describir el funcionamiento del sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible en el Bloque Caracara.
3. Realizar el diseño y análisis nodal del sistema de levantamiento de bombeo hidráulico, empleando los pozos con bombeo electrosumergible como unidades de potencia.
4. Generar los KPI mediante el aprovechamiento de las condiciones dinámicas de flujo con los sistemas de levantamiento electrosumergible y bombeo hidráulico, con los correspondientes requerimientos de cargas de potencia y energía.
5. Realizar la comparación de los indicadores generados en la simulación y los parámetros manejados actualmente.
6. Determinar la viabilidad financiera del proyecto utilizando el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN) simulando varios escenarios.

## **1. GENERALIDADES Y GEOLOGÍA DEL BLOQUE CARACARA**

En este capítulo se realiza la descripción de las características geológicas presentes en el bloque Caracara, teniendo en cuenta, su historia, localización, el marco geológico, geología estructural y del petróleo y la historia de producción del campo.

### **1.1 HISTORIA DEL BLOQUE CARACARA**

El inicio de las actividades de exploración en esta zona se remonta al año 1986, donde se perforaron los primeros pozos en el área por la compañía Chevron. A mediados del año 1992 se firmó el Contrato de Asociación Rio Planas entre la sociedad American Internacional Petroleum Corporation of Colombia (AIPC) y la Empresa Colombiana de Petróleos- ECOPETROL, donde por la unión de estas dos empresas se realizó la perforación de tres pozos en la zona. Posteriormente se dio el cese del contrato a CASA INGLESA LTDS en 1994, quienes perforaron dos pozos más, a finales del año 1996.

En el año 2001 se dio por terminado el contrato Rio Planas por parte de ECOPETROL; y HUPECOL LLC, suscribió el Contrato de Asociación Caracara para un área de 405.000 hectáreas, las cuales incluían el área del antiguo contrato río planas y un área adicional tanto al norte como al sur de ese antiguo contrato. En el año 2004 se firmó un otrosí para la devolución de áreas, de igual manera en los años 2009 y en el 2011, reduciendo así el área del contrato original a 141.320 hectáreas.

Entre el año 2003 y 2005 HUPECOL LLC realizó estudios sísmicos con el fin de ampliar las zonas productivas el bloque, obteniendo de estos el descubrimiento de estructuras potenciales para el hallazgo de hidrocarburos; dentro de esto de identificaron dos prospectos, en los cuales se realizó la perforación de tres pozos nuevos los cuales resultaron exitosos y dio pie a la perforación de otros más en la misma estructura.

En el año 2008 CEPSA adquirió el total de los derechos de HUPECOL LLC sobre el campo Caracara, quedando así con el 70% del campo Caracara junto con su operación.

El campo Caracara Sur A, produce de la zona A, identificada mediante los estudios sísmicos anteriormente nombrados. Este campo inicio con la perforación de los pozos AA\_01, AA\_02 y AA\_04, siendo el pozo AA\_01 el descubridor de hidrocarburos en la parte más alta de esta estructura. Actualmente el campo tiene asociados veintiocho pozos.

## 1.2 LOCALIZACIÓN DEL BLOQUE CARACARA

El bloque Caracara con una extensión de 141.320 Ha, se encuentra ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, en el departamento del Meta, en el municipio de Puerto Gaitán, aproximadamente a 344 km al Sur Este de la ciudad de Bogotá D.C y a 194 km de la ciudad de Villavicencio.

Si se quiere acceder al Bloque Caracara de forma terrestre, partiendo de la ciudad de Bogotá D.C, se debe tomar la siguiente vía; por el sur de la ciudad se toma la ruta 40 del INVIAS durante 307 km hasta el municipio de Puerto Gaitán, esta ruta pasa por la ciudad de Villavicencio y luego se dirige hacia el oriente del país cruzando el municipio de Puerto López hasta llegar a Puerto Gaitán, desde allí se toma la ruta que conduce al municipio San Pedro de Arimena, avanzando 24 km al Noreste, llegando así al Bloque Caracara.

Se puede acceder a la zona también mediante vía aérea, partiendo desde la ciudad de Bogotá D.C hasta la ciudad de Villavicencio y tomando desde allí la ruta terrestre anteriormente descrita; o se puede tomar un vuelo privado desde la ciudad de Bogotá D.C con destino al aeropuerto Jaguar (propiedad privada) ubicado dentro del Bloque Caracara y desde allí realizar el pequeño recorrido por tierra hacia el campo 11. En la **Figura 1** se presenta el mapa de localización del Bloque Caracara.



### 1.3 MARCO GEOLÓGICO DEL BLOQUE

De acuerdo con CEPESA<sup>1</sup>, la cuenca de los Llanos Orientales tiene una extensión 190.000 km<sup>2</sup> y corresponde a una región topográficamente plana con una ligera inclinación hacia el Este.

Geológicamente 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.

Esta cuenca se extiende desde los afloramientos de rocas cristalinas del Pre-Cámbrico, el en 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. La columna sedimentaria depositada se adelgaza gradualmente hacia el Este, formando un sucesivo descubrimiento de las unidades más jóvenes sobre el basamento Pre-Cámbrico.

En cuanto a las rocas que componen el sistema petrolífero de la cuenca, las rocas almacén están constituidas por abundantes areniscas de edad Eoceno Superior y Oligoceno (Formación Carbonera); las rocas madre son arcillas Cretácicas y Terciarias, maduras térmicamente hacia el centro de la cuenca. Estas mismas arcillas se encuentran dispersadas a lo largo de toda la columna y conforman también, la roca sello.

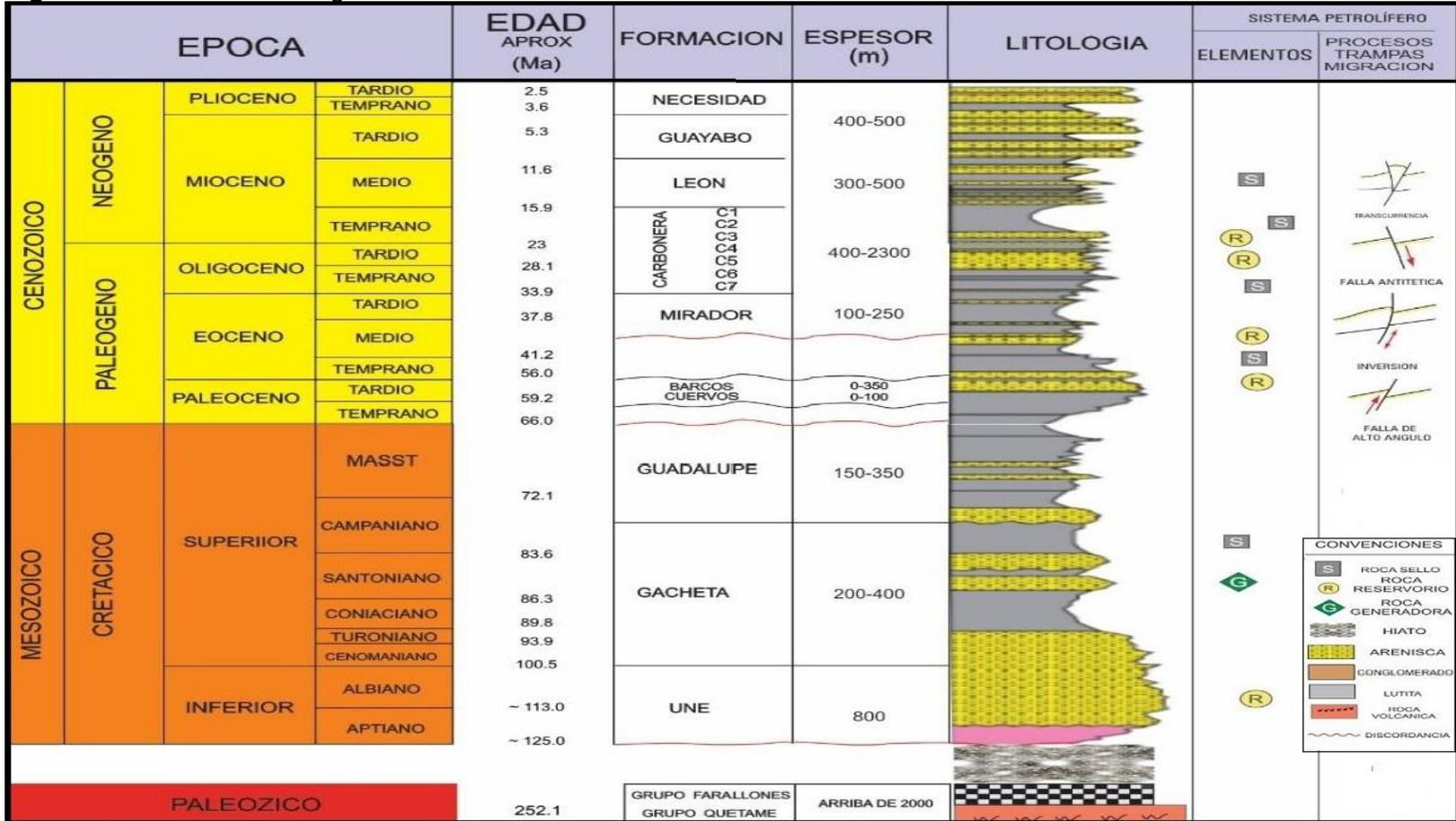
El grado de deformación estructural decrece de Oeste a Este a través de la cuenca. Los pliegues de cabalgamiento que se encuentran allí, originan largos anticlinales cerca al piedemonte andino y disminuyen en magnitud hacia el oriente, hasta convertirse en pequeñas estructuras anticlinales asociadas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

**1.3.1 Columna Estratigráfica.** La columna estratigráfica de la cuenca de los llanos orientales presenta unidades litoestratigráficas que van desde el periodo paleozoico hasta el Neógeno, mostrando las formaciones presentes como por ejemplo son la Formación Une, la Formación Guadalupe y en este caso la formación productora de los pozos a estudiar en este proyecto, la Formación Carbonera. En la **Figura 2** se presenta la columna estratigráfica de la cuenca detallando edad geológica, espesor, litología y demás.

---

<sup>1</sup> CEPESA, Plan de desarrollo Bloque Caracara “Capítulos Geológicos”. Bogotá D.C. 2018. p. 13.

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



**Fuente:** elaboración propia, con base en: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Open Round Colombia, Llanos orientales. Bogotá. [2018]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

**1.3.2 Estratigrafía.** La estratigrafía del bloque Caracara está caracterizada por un basamento paleozoico, en el cual reposan discordantemente secuencias sedimentarias que son atravesadas por los pozos de los campos que están siendo estudiados para este proyecto, del cretáceo superior y del terciario.

A continuación se realiza la descripción de las formaciones presentes en la Cuenca de los Llanos Orientales, desde la más antigua hasta la más reciente.

**1.3.2.1 Basamento.** Según la Agencia Nacional de Hidrocarburo ANH<sup>2</sup> el basamento de la cuenca de los llanos Orientales puede ser dividido en tres zonas, separadas por importantes suturas, primero el escudo precámbrico de Guyana, en el este. Segundo la provincia central del precámbrico (rocas metamórficas del paleozoico temprano, las cuales subyacen las cordilleras central y oriental); y por último tenemos fragmentos de corteza oceánica adicionada y rocas relacionadas con subducción y volcánicas.

**1.3.2.2 Formación Une.** Según la ANH<sup>3</sup> litológicamente consiste en areniscas cuarzosas con intercalaciones menores de lutitas y de limolitas carbonosas, hacia la parte del noreste el espesor aumenta. Es productora de aceite en el sector de los campos Apiay- Suria y posee un espesor en la zona de estudio de 800 metros. Esta formación cuenta con un espesor de 300 a 600 pies. Su ambiente de depositación es marítimo e infrayace de manera concordante con la formación Gachetá y suprayace de manera discordante al Basamento.

**1.3.2.3 Formación Gachetá.** De acuerdo con la ANH<sup>4</sup> esta formación se representa la máxima transgresión del Cretáceo hacia el Oriente y Sureste, sobre el escudo de Guayana. Por lo tanto implica que el límite de erosión o deposición oriental estén localizados más al este que los límites sedimentarios de las formaciones Une y Guadalupe. Constituida por una secuencia de lutitas de color gris a un gris oscuro, con pequeñas cantidades areniscas, con contenido variable de glauconita; en algunas ocasiones presenta pequeños niveles calcáreos. El espesor de esta formación aumenta hacia el noroccidente, su espesor es de 200 a 500 pies y su ambiente de depositación es marino. Esta formación es productora en varios campos de la cuenca.

---

<sup>2</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS-ANH. Cuenca Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Colombia.2012. p.34.

<sup>3</sup> Ibid., p. 48.

<sup>4</sup> Ibid., p. 48.

**1.3.2.4 Formación Guadalupe.** Según la ANH<sup>5</sup>, la Formación Guadalupe consta de una secuencia de areniscas masivas, con pequeñas capas de carbón. El espesor máximo observado se encuentra en el pozo La Coral-1 el cual es de 600 pies. Comúnmente en las formaciones del Cretáceo, el espesor aumenta hacia el piedemonte, siendo cero en las cercanías del escudo guayanés, a más de 600 pies en el piedemonte. Esta formación es productora en la cuenca de los llanos orientales, en el área de estudio posee un espesor entre 150 y 300 metros.

**1.3.2.5 Formación Barco.** De acuerdo con JULIVERT<sup>6</sup>, esta formación pertenece al Paloceno Superior del oriente colombiano, es una secuencia relativamente homogénea de areniscas amalgamadas, los granos de estas areniscas son de tamaño medio a grueso, además con estratificación cruzada. La formación Barco según la ANH<sup>7</sup> está suprayacida por lutitas de color gris y gris verdoso, con intercalaciones locales de algunas capas de carbón.

**1.3.2.6 Formación Cuervo.** De acuerdo con DE PORTA<sup>8</sup>, esta formación está ubicada en la edad Paleoceno Tardío del Paleógeno. Se encuentra compuesta por lodolitas y arcillolitas de color gris, mantos de carbón, lodolitas carbonosas y arenitas sublíticas de grano fino cementadas. Cuenta con un espesor que varía entre los 00 a 800 pies y su ambiente de depositación es continental.

Esta formación se encuentra en contacto concordante con la formación Barco que la infrayace y en contacto erosivo con la formación Guadalupe que la suprayace.

**1.3.2.7 Formación Mirador.** En la actualidad las areniscas de esta formación constituyen el reservorio más importante de la cuenca, las cuales tienen unas buenas propiedades petrofísicas. Consta de un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, normalmente grano decreciente de base a techo, compuestas por cuarzo, en otras ocasiones feldespato, hacia la parte superior de la secuencia. Tiene un espesor de 600 a 800 pies y su ambiente de depositación es continental. Esta formación se encuentra en contacto concordante con la formación Carbonera que la infrayace y en contacto erosivo con la formación barcos que la suprayace.

---

<sup>5</sup> Ibid., p. 48.

<sup>6</sup> JULIVERT, M. Léxico estratigráfico. Colombia, 1968. Volumen 5. p.460.

<sup>7</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS-ANH. Cuenca Llanos Orientales. Op. Cit., 49.

<sup>8</sup> DE PORTA, J. Léxico estratigráfico. Colombia, 1974. Volumen5. p. 335.

**1.3.2.8 Formación Carbonera.** De acuerdo con la ANH<sup>9</sup>, la Formación Carbonera se encuentra ubicada en las edades Oligocenas tempranas y tardías, y en el Mioceno temprano en el Paleógeno y Neógeno respectivamente. Constituida por una alternancia de rocas arcillosas, limosas y de arenisca, en algunas ocasiones con niveles de carbón. Tiene un espesor de alrededor de 6000 pies y su ambiente de depositación es marino somero. Esta formación se encuentra en contacto concordante con la formación León que la infrayace y en contacto concordante con la formación Mirador que la suprayace. La formación Carbonera se encuentra dividida en ocho unidades operacionales (C1 a C8), formando cuatro pares, cada par consta de una unidad superior de areniscas.

➤ **Unidad C8.** El carácter marino del tope de la formación Mirador, muestra claramente un periodo de transgresión, donde su continuación es la unidad C8 de la formación Carbonera. Esta unidad cuenta con un espesor variable, desde 50 pies al oriente de la cuenca hasta más de 400 pies en el pie de monte.

➤ **Unidad C7.** Compuesto de areniscas depositadas en un ambiente marino somero, deltaico y continental, de color crema a parduzco, de grano fino a medio, a veces conglomerático, separadas por niveles de arcillolitas de color gris a verduzco. Tiene un espesor de 250 a 280 pies y su ambiente de depositación es marino somero. Esta unidad se encuentra en contacto concordante con la unidad C6 que la infrayace y en contacto concordante con la formación Mirador que la suprayace.

➤ **Unidad C6.** Unidad con secuencia de arcillolitas, lutitas y en una menor proporción arenas y limolitas. Se pueden observar delgados mantos de carbón en la parte inferior. Cuenta con un espesor máximo de 600 pies en el sector este de la cuenca, se reduce hacia el centro hasta un promedio de 100 a 150 pies, y su ambiente de depositación es de planicie costera.

➤ **Unidad C5.** Conformada por una secuencia de arcillas de color gris, café, amarillo y rojo intercaladas con arenas cuarzosas, de un color translucido a blanco, y de grano fino a medio, normalmente bien cementadas y limolitas de color café. Arenas poco consolidadas, su tamaño de grano es sobre todo medio y grueso, a veces ligeramente calcáreas y con glauconita. Se pueden observar trazas de dolomita y pirita. Su ambiente de deposición es fluvial. Cuenta con un espesor que puede llegar hasta 1100 pies.

➤ **Unidad C4.** Está unidad ubicada al sureste de la cuenca, no cuenta con unas características claras. Está conformada por una secuencia relativamente delgada y monótona de arcillas de color gris verdoso. Su espesor en la parte central de la cuenca esta entre 150 y 300 pies.

---

<sup>9</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS-ANH. Cuenca Llanos Orientales. Op. Cit., 50.

- **Unidad C3.** Está conformada por una secuencia de arenas, limolitas y arcillas de color gris intercaladas, donde sus capas varían de grosor entre 3 y 30 pies, frecuentemente se encuentran niveles carbonosos en la secuencia, sobre todo en la parte central de la cuenca. Posee un espesor de 300 pies promedio.
- **Unidad C2.** Compuesto exclusivamente por lutitas grises y algunas limolitas en la parte media de la cuenca. Cuenta con un espesor de 100 a 600 pies y tiene un ambiente de depositación marino somero. Su ambiente de depositación es de planicie costera.
- **Unidad C1.** Esta es la última unidad de esta secuencia que subyace a la formación León que realiza un sello con sus lutitas. La unidad C1 está conformada 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. Usualmente se encuentran delgadas capas de carbón, cuenta con un espesor que aumenta hacia el occidente llegando a tener en el piedemonte un espesor de hasta 1400 pies aproximadamente.

**1.3.2.9 Formación León.** Según DE PORTA<sup>10</sup>, esta formación pertenece al Oligoceno superior y Mioceno inferior, presenta una secuencia de lutitas gris verdosas, con extrañas capas delgadas de areniscas con láminas carbonáceas, tanto en la base como en la parte superior de la formación las lutitas tienden a pasar a limos. El espesor en esta formación varía de 700 a 1600 pies, su ambiente sedimentario es marino somero.

**1.3.2.10 Formación Guayabo.** Ubicada en la edad Mioceno Tardía del Neógeno, según la ANH<sup>11</sup> está compuesta por arcillolitas alternamente de colores grises a pardo rojizos, muy solubles, y unas areniscas mal seleccionadas, finas a muy gruesas, en algunas ocasiones con niveles de conglomerados, hacia el tope presentan niveles carbonosos. Esta formación cuenta con un espesor entre los 2000 a 8000 pies, su ambiente de depositación varía, en la base tiene influencia marina y hacia el tope, fluvial marino a continental.

---

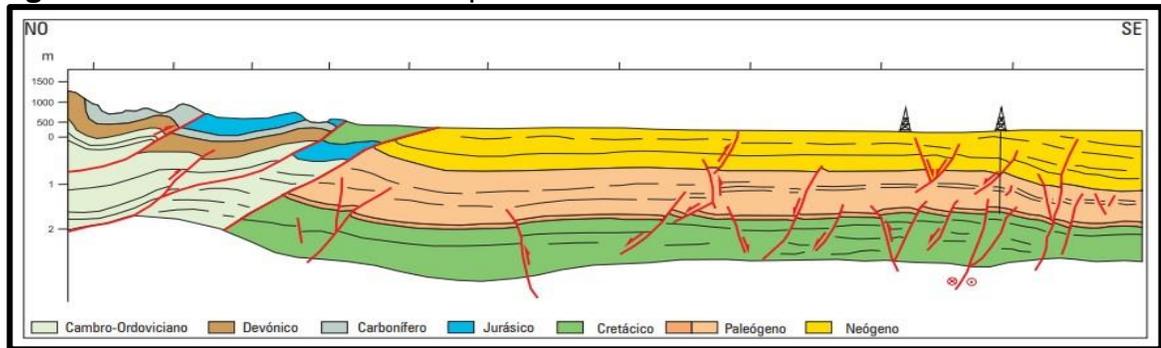
<sup>10</sup> DE PORTA, J. Op. Cit., p. 324.

<sup>11</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS-ANH. Cuenca Llanos Orientales. Op. Cit., 52.

**1.3.2.11 Formación Necesidad.** De acuerdo con DE PORTA<sup>12</sup>, esta formación pertenece a Plioceno y Pleistoceno. Consta de arcillas color rojo y azulado alternando con areniscas de grano grueso que pueden pasar a conglomerados. No se presenta información de espesor y ambiente de sedimentación. La formación Necesidad se encuentra en contacto concordante con la formación Guayabo que la suprayace.

**1.3.3 Geología Estructural.** En la Cuenca de los Llanos Orientales las acumulaciones de hidrocarburos se encuentran localizadas mayoritariamente en altos estructurales que se cierran contra fallas normales y/o con cierre propio en las cuatro direcciones. La falla que realiza el sello a nivel local del campo Caracara, tiene comportamiento normal y pertenece al sistema de fallas antitética NE-SW característico del área. En la Figura 3 se puede observar el esquema de la sección transversal de la cuenca de los Llanos orientales.

**Figura 3.** Sección transversal esquemática de la Cuenca de los Llanos Orientales.



**Fuente:** AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Llanos Orientales, Open Round 2010.

**1.3.3.1 Geología del petróleo.** A continuación se describirán los principales aspectos del sistema petrolífero asociado a la Cuenca de los llanos Orientales.

**1.3.3.2 Roca generadora.** La principal roca generadora de la cuenca de los llanos es la formación Gachetá, según CEPSA el contenido de materia orgánica total promedio es de 1.9 a 2 %, con un kerógeno predominante tipo II, rico en hidrogeno y pobre en oxígeno, lo cual es favorable para la generación de hidrocarburos líquidos

<sup>12</sup> DE PORTA, J. Op. Cit., p. 380.

**1.3.3.3 Roca Reservorio.** En esta cuenca se encuentra una gran cantidad de areniscas almacenadoras, como se mostró anteriormente en la figura 2. Las cuales se encuentran presentes en las Formaciones Une, Guadalupe, Carbonera (unidades C7, C5 y C3), formación Barco y Mirador. Para el Campo Caracara sur A las principales rocas almacenadoras corresponden a la formación carbonera, en específico de la unidad C7. La cual tiene una porosidad promedio de 30%, con buena continuidad y permeabilidades promedio de 600 mD, cuenta con un espesor que varía entre los 150 y 200 pies.

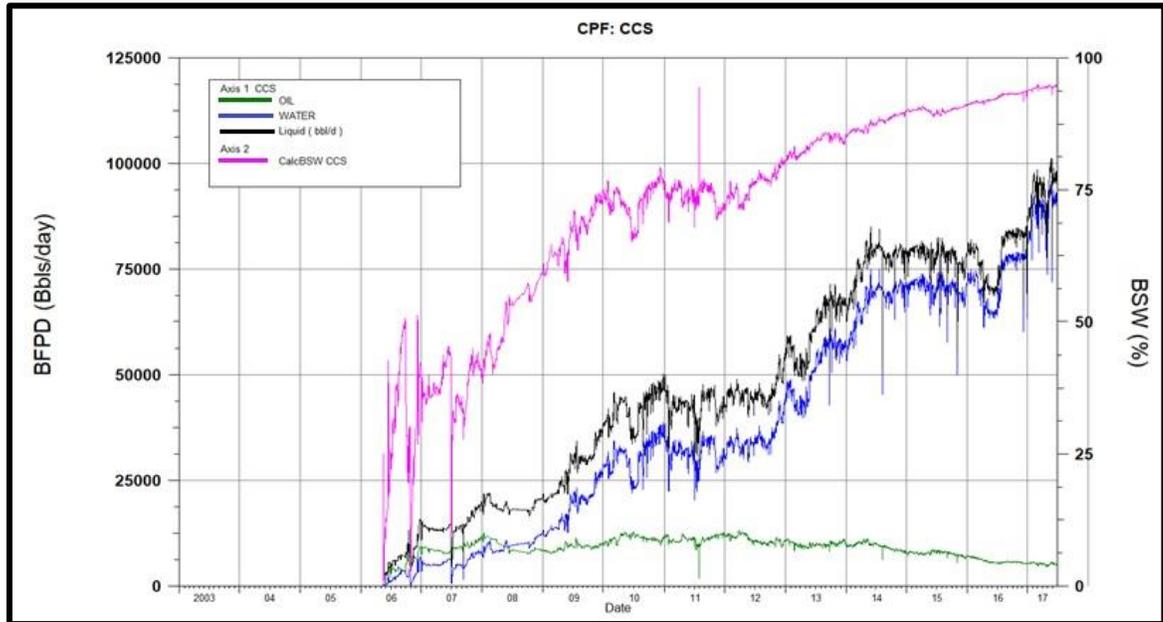
**1.3.3.4 Migración.** Según CEPSA, en la cuenca de los llanos se reconocen dos pulsos migratorios principales: el primero originado a finales del Eoceno hasta poco antes del Oligoceno temprano. El segundo pulso migratorio ocurre durante el Oligoceno hasta el Mioceno temprano.

**1.3.3.5 Trampas.** El petróleo pudo haberse originado y migrado, se acumuló con anterioridad, a los movimientos orogénicos del terciario tardío. El desarrollo de estructuras relacionadas con estos movimientos hace que se formen buenas trampas que involucran a la vez acumulaciones que se reajustaron a las condiciones estructurales nuevas. Según la ANH en esta cuenca las trampas exploradas son de tipo estructural. Sin embargo también contemplan los anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras con un bajo relieve, tales como las trampas estratigráficas.

#### **1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO.**

La producción del campo Caracara Sur tuvo un aporte significativo en la historia del bloque Caracara debido a su desarrollo y campaña de perforación, Sin embargo cabe resaltar que los pozos han disminuido su aporte debido a la declinación que ha tenido su producción, como se puede apreciar en la **Grafica 1.**

**Grafica 1.**Historia de Producción Campo Caracara Sur



**Fuente:** CEPISA Historia Campo Caracara. 2017. p. 43.

**1.4.1 Método de Producción.** Los pozos del campo Caracara Sur Presentan un mecanismo de producción de tipo acuífero activo, sin embargo a pesar de que es uno de los mejores mecanismos no alcanza a aportar la suficiente energía para que los pozos produzcan naturalmente. Por lo tanto fue necesario implementar métodos de levantamiento artificial, en este caso se emplearon bombas electrosumergibles, las cuales se encargan de manejar altos volúmenes de fluido.

**1.4.2 Tiempo de Producción.** La producción del campo Caracara Sur A se empieza a reportar a mediados del 2006 después de que se declara su comercialidad, con la perforación del primer pozo exploratorio, se inició con una producción aproximada de 10000 BFPD con un 50% de BS&W. Actualmente el campo aumento su producción a 100000 BFPD aproximadamente con 93% de BS&W, debido a las perforaciones nuevas que se han realizado en el campo.

**1.4.3 Número de pozos.** El campo Caracara su cuenta con un total de de 41 pozos, para efectos de este proyecto se trabajara solo con los pozo del campo Caracara Sur A que son 17 y de los cuales actualmente se encuentran activos 15, y 2 pozos restantes no se encuentran en producción (en los anexos se presenta el último reporte de prueba donde se verifica esta información). A continuación en la **Tabla 1** se presentan todos los pozos del campo Caracara.

**Tabla 1. Pozos del Campo Caracara.**

<b>CAMPO</b>	<b>NOMBRE DEL POZO</b>	<b>COMPAÑIA</b>	<b>FECHA DE INICIO</b>
Caracara Sur	Caracara sur AA_01	Hupecol	24-ago-06
	Caracara sur AA_02	Hupecol	21-ago-06
	Caracara sur AA_03	Hupecol	06-ago-07
	Caracara sur AA_04	Hupecol	18-jun-06
	Caracara sur AA_10	Cepcolsa	05-ago-09
	Caracara sur AA_11	Cepcolsa	30-jul-09
	Caracara sur AA_13	Cepcolsa	13-oct-10
	Caracara sur AA_14ST	Cepcolsa	22-jun-11
	Caracara sur AA_16	Cepcolsa	26-ago-10
	Caracara sur AA_17	Cepcolsa	27-oct-10
	Caracara sur AA_18	Cepcolsa	14-ago-11
	Caracara sur AA_19	Cepcolsa	09-oct-09
	Caracara sur AA_20	Cepcolsa	12-jun-10
	Caracara sur AA_21HD	Cepcolsa	13-oct-10
	Caracara sur AA_22HD	Cepcolsa	10-sep-06
	Caracara sur AB_01	Hupecol	16-jul-06
	Caracara sur AB_04	Hupecol	20-may-07
	Caracara sur AB_05	Hupecol	13-jun-07
	Caracara sur AB_08	Cepcolsa	29-oct-09
	Caracara sur AB_09H	Cepcolsa	25-oct-06
	Caracara sur AC_02	Hupecol	25-nov-06
	Caracara sur AC_03	Hupecol	28-ago-07
	Caracara sur AC_04	Cepcolsa	19-sep-08
	Caracara sur AC_05	Cepcolsa	17-sep-07
	Caracara sur AC_06	Cepcolsa	04-mar-09
	Caracara sur AC_07	Cepcolsa	12-jun-09
	Caracara sur AC_11	Cepcolsa	14-sep-09
	Caracara sur AC_12	Cepcolsa	09-oct-09
	Caracara sur AC_14	Cepcolsa	11-oct-09
	Caracara sur AC_15	Cepcolsa	12-feb-10
	Caracara sur AC_16	Cepcolsa	21-may-11
	Caracara sur AC_18H	Cepcolsa	10-nov-07
	Caracara sur AC_19H	Cepcolsa	29-jul-09
	Caracara sur AE_02	Cepcolsa	12-mar-10
Caracara sur AE_04	Cepcolsa	13-ago-11	
Caracara sur AE_05	Cepcolsa	22-sep-11	
Caracara sur NF_2	Cepcolsa	11-nov-07	

**Fuente:** CEPISA. Plan de desarrollo 2018. 2019. p. 20.

## 2. FUNCIONAMIENTO DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL BLOQUE CARACARA

En este capítulo se realizara una breve descripción de los sistemas de levantamiento artificial usados en la industria mediante un cuadro de ventajas y desventajas de los mismos, posteriormente se profundizará en el sistema de levantamiento usado en el campo Caracara Sur A(Bombeo electrosumergible).

Mundialmente es común el uso de sistemas de levantamiento artificial para lograr producir los fluidos del subsuelo, en la mayoría de los yacimientos la energía que poseen no es suficiente para lograr que los fluidos presentes lleguen a la superficie y por tanto se hace necesaria la instalación de un sistema de levantamiento artificial.

En el mercado se encuentra una variedad de equipos los cuales son seleccionados debido a las condiciones propias del yacimiento, las propiedades del fluido, la cantidad de fluido que se busca producir y además de la rentabilidad que aporten. Según Kermit E. Brown<sup>13</sup> de acuerdo al número de instalaciones del equipo en el mundo, el sistema de levantamiento artificial más usado es el bombeo mecánico, seguido del gas lift y el bombeo electrosumergible; en las últimas posiciones se encuentran los sistemas de bombeo hidráulico y el plunger lift.

En las **Tablas 2 y 3** se encuentran las ventajas y desventajas entre los sistemas de levantamiento artificial más usados.

---

<sup>13</sup>BROWN, Kermit E. Overview of artificial lift systems, Oklahoma. 1982. p.1.

**Tabla 2.** Ventajas de los sistemas de levantamiento artificial.

BOMBEO MECANICO	BOMBEO HIDRAULICO TIPO PISTON	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	GAS LIFT	BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET	PUNGLER LIFT
Diseño relativamente simple	Puede levantar grandes volúmenes a grandes profundidades	Puede levantar volúmenes extremadamente altos, en pozos poco profundos	Maneja grandes volúmenes de sólidos con problemas menores	Recuperable sin necesidad de cambiar el tubo	Recuperable sin sacar la tubería
Eficiente, simple y fácil de operar	Los pozos desviados presentan problemas mínimos	Discreto en lugares urbanos	Maneja grandes volúmenes en pozos de alto índice de productividad	No tiene partes móviles	Instalación económica
Puede bombear un pozo hasta una presión muy baja, dependiendo de la profundidad y caudal	Por lo general, la capacidad de desplazamiento puede coincidir con la capacidad de los pozos	El sensor de presión en el fondo de pozo es fácil de instalar para obtener información a través de un cable, el cual llega a superficie	Bastante flexible, convertible de continuo a intermitente a embolo	Se puede usar el agua como fuente de energía	Mantiene automáticamente limpios los tubos de parafinas
Aplicable en pozos de múltiples completaciones	Discreto en lugares urbanos	Aplicable en pozos costa afuera	Aplicable en pozos costa afuera	No hay problemas en pozos desviados	Aplicable para pozos con alto índice de gas
El sistema generalmente ventila naturalmente para la separación de gases y los sondeos de nivel de fluido	Las bombas de fondo de pozo se pueden hacer circular en sistemas libres	Costos de elevación para grandes volúmenes generalmente bajos	Fácil de obtener presiones y gradientes de fondo de pozo	La fuente de energía se puede ubicar de forma remota y puede manejar grandes volúmenes	Se puede utilizar junto con el método de gas lift
Tienen bombas con doble válvula que bombean tanto hacia arriba como hacia abajo	Puede usar gas o electricidad como fuente de energía	Los pozos desviados no presentan problemas	En algunas ocasiones es reparable con unidad de cable	El fluido motriz no tiene que ser tan limpio como para el bombeo hidráulico tipo pistón	Se puede usar para descargar liquido de los pozos de gas
Puede usar gas o electricidad como fuente de energía	Aplicable a pozos con múltiples completaciones	Tratamientos de corrosión fáciles de realizar	Los pozos desviados no presentan ningún problema	Tratamientos de corrosión fáciles de realizar	
Tratamientos de corrosión fáciles de realizar	Puede bombear pozos a una presión bastante baja		La corrosión no suele ser tan adversa	Aplicable en pozos costa afuera	
Levanta aceites viscosas y de alta temperatura	Aplicable en pozos costa afuera		Discreto en lugares urbanos	Discreto en lugares urbanos	

**Fuente:** KERMIT E. BROWN. Overview of artificial lift systems, Oklahoma. 1982. [Archivo pdf]. p.2.

**Tabla 3.** Desventajas de los sistemas de levantamiento artificial.

BOMBEO MECANICO	BOMBEO HIDRAULICO TIPO PISTON	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	GAS LIFT	BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET	PUNGLER LIFT
Los pozos desviados presentan un problema de fricción	Los sistemas de energía alimentados por aceite son un riesgo de incendio	Es costoso cambiar el equipo para igualar la capacidad decreciente del pozo	El gas lift no siempre está disponible	Requiere al menos 20% de sumersión para acercarse a la mejor eficiencia de levantamiento	Bueno para pozos de bajo caudal, normalmente menos de 200 B/D
La alta producción de solidos es uno de sus problemas	La alta producción de solidos es uno de sus problemas	No aplicable a terminaciones múltiples	No es eficiente para levantar campos pequeños	Método poco eficiente	Requiere una mayor supervisión
Los pozos con gases usualmente disminuyen la eficiencia volumétrica	Demanda gran cantidad de aceite para que el sistema genere la potencia necesaria, lo que resta rentabilidad	El sistema tiene una profundidad limitada, 10000 ft, debido al costo del cable	Difícil de levantar emulsiones y crudos viscosos	La producción de gas libre a través de la bomba reduce la capacidad para manejar líquidos	Mal manejo de la caída de presión hace necesario eventualmente otro método de elevación
Profundidad limitada, por la capacidad de la barra	Es difícil para el personal de campo solucionar problemas	Solo aplicable con energía eléctrica	Problemas de congelación e hidratación	El diseño del sistema es más complejo	
El hidrogeno de sulfuro limita la profundidad a la que se puede configurar una bomba de gran volumen	Generalmente no ventilado, generalmente susceptible a la interferencia de gas	Más tiempo de inactividad cuando se encuentran problemas debido a que toda la unidad está en el fondo del pozo	Problemas con las líneas de superficie sucias	Los sistemas de energía alimentados por aceite son un riesgo de incendio	
Pesado y estorbo en operaciones costa afuera	Las instalaciones con ventilación son más costosa debido a que se requieren tubos adicionales	Poco práctico en pozos poco profundos y de bajo volumen	Requiere gas de reposición en sistemas rotativos	Muy sensible a cualquier cambio en la contrapresión	
Susceptibles a los problemas de parafinas	Difícil obtener pruebas válidas de pozos en pozos de bajo volumen	Los cables se deterioran en altas temperaturas	La tubería debe soportar la presión de elevación	La bomba puede cavitarse bajo ciertas condiciones	
Intrusivo en lugares urbanos	Requiere dos tramos de tubería para algunas instalaciones	La producción de gas y solidos es problemática	Problema de seguridad con gas a alta presión	Se requieren altas presiones de fluido motriz	
La tubería no puede ser revestida internamente para la corrosión	Problemas de seguridad por el aceite de alta presión superficial	Falta de flexibilidad en la tasa de producción			

**Fuente:** KERMIT E. BROWN. Overview of artificial lift systems, Oklahoma. 1982. [Archivo pdf]. p.3.

## 2.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

En un alto porcentaje de las operaciones de producción en el mundo son utilizados los sistemas de levantamiento artificial con el fin de incrementar el flujo de los fluidos de pozo cuando el yacimiento no tiene suficiente energía para producirlos por si solos. Los sistemas de levantamiento artificial más usados de acuerdo a su porcentaje de instalaciones son: bombeo mecánico, gas lift, bombeo electro sumergible, bombeo hidráulico (pistón y jet); estos son usados de acuerdo al campo, país y necesidades. En el bloque Caracara se producen los fluido por medio bombeo electrosumergible, del cual se profundizará.

Rick von Flatern<sup>14</sup> indica que la bomba electrosumergible fue creada en el año 1911 por Armaris Arutunoff, un ingeniero ruso, quien invento el primer motor eléctrico capaz de operar en agua; esto logrado mediante el uso de tubería y bombas centrifugas junto al motor. Posteriormente a este desarrollo Arutunoff migro a Estados Unidos, donde funda la empresa REDA (Russsian Electricall Dynamo of Arutunoff).

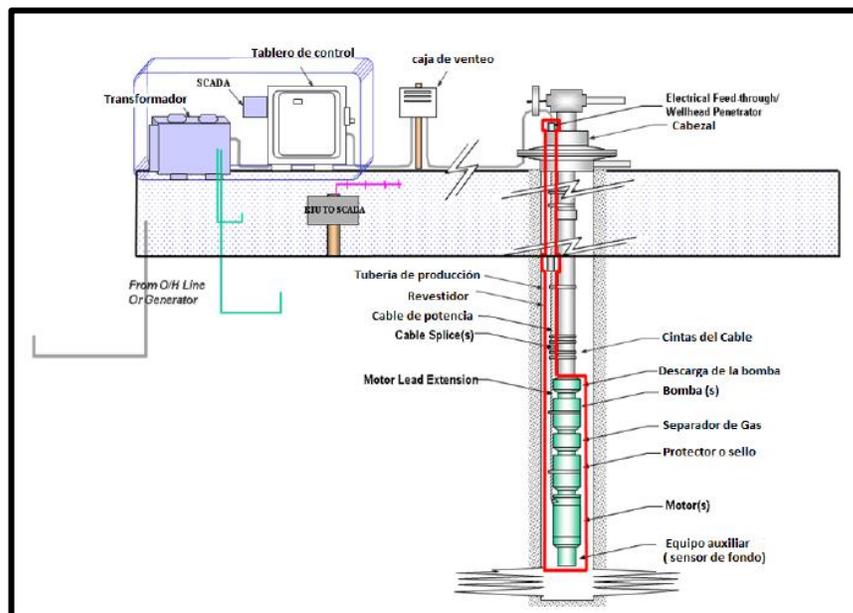
De acuerdo con Rick von Flatern<sup>15</sup> el sistema de levantamiento está conformado por un componente de subsuelo el cual es diseñado de acuerdo a especificaciones de diámetro y longitud con el fin de generar los caballos de fuerza necesarios para levantar el caudal de fluido deseado; por otro lado el segundo componente, el de superficie, cumple la función de proporcionar la energía eléctrica y permitir el control de la bomba que se encuentra en el subsuelo. A continuación en la **Figura 4** se muestran los equipos que constituyen cada uno de los componentes ya nombrados.

---

<sup>14</sup> VON FLATERN, Rick. Electrical SubmerSible Pumps. [En Línea], Colombia. 2008. p.2. [Consultado 6, septiembre 2018]. Disponible en la página web : [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/defining\\_series/Defining-ESP.ashx](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/defining_series/Defining-ESP.ashx)

<sup>15</sup> Ibid., p. 2.

**Figura 4.** Partes de una instalación de un sistema ESP



**Fuente:** ESCALANTE, Sharon. Bombeo Electrosomergible (BES): Producción de Hidrocarburos I, Madrid. 2015. [Archivo pdf]. p.2.

“La ESP es una bomba centrífuga multifase que tiene una configuración en fondo por etapas, para cada uno de los pozos se utilizan diferentes números de etapas dependiendo de los requerimientos de producción y el diseño de completamiento que se tenga. Cada una de las etapas está conformada por un impulsor rotatorio y un difusor estacionario hecho de hierro con un alto contenido de níquel para evitar los daños de corrosión y abrasión”<sup>16</sup>.

Según Von Flatern<sup>17</sup> el fluido que se encuentra en el yacimiento se dirige a fondo de pozo y pasa por el sensor, motor eléctrico y el sello o protector de la ESP, al pasar esto llega a la sección de admisión para entrar al sistema de separación de gas donde se realiza una separación de todo el gas que se encuentra presente en el crudo, el gas que se separa se dirige afuera de la bomba ESP, mientras que el crudo sigue en la bomba hasta llegar a la bomba centrífuga, en ésta, el crudo pasa por un impulsor en donde el fluido tiene un centrifugado radial hacia afuera generándole una energía en forma de velocidad.

La bomba centrífuga trabaja con un impulsor interno que puede llevar a una operación mayor de 5.000 rpm, esto cuando se usa un variador de velocidad.

<sup>16</sup> VON FLATERN, Rick. Electrical Submersible Pumps. [En Línea], Colombia. 2008. p.2.

<sup>17</sup> Ibid. p.2.

Después de salir propulsado, el fluido es forzado hacer un giro brusco para entrar al difusor, es en esta sección donde el fluido empieza a transformar la velocidad en presión, el proceso que se ha descrito se da en cada una de las etapas que componen la bomba logrando así generar la presión necesaria con la cual el fluido obtenga la energía suficiente para llegar hasta superficie.

**2.1.1 Equipos de subsuelo.** Estos son los equipos que se encuentran dentro del pozo y está conformado por:

- Cable de potencia
- Bomba centrífuga
- Sección de admisión de fluidos (Intake)
- Separador de gas
- Protector
- Motor eléctrico
- Sensor

**2.1.1.1 Cable de potencia.** Este cable es el encargado de transmitir la energía eléctrica desde la fuente de poder en superficie hasta el motor que se encuentra dentro del pozo. Suelen ser de tipo sólido o trenzado y son diseñados y fabricados según las diferentes condiciones de temperatura, en la **Figura 5** se pueden observar los tipos de cable de potencia. Normalmente para la alimentación de potencia se requiere cable #1 y el de conexión al motor suele ser #4, #5, #6.

La configuración del cable puede ser plana o redonda; si se trabaja con cable redondo se disminuye el desbalance entre las fases. La selección de esta configuración depende de factores mecánicos y diámetros. Se tiene protección al cableado por medio de una carcasa. Por lo general el cable está cubierto por un blindaje de acero galvanizado pero también puede ser de monel con el fin de contrarrestar el ataque de elementos corrosivos como lo es el ácido sulfhídrico.

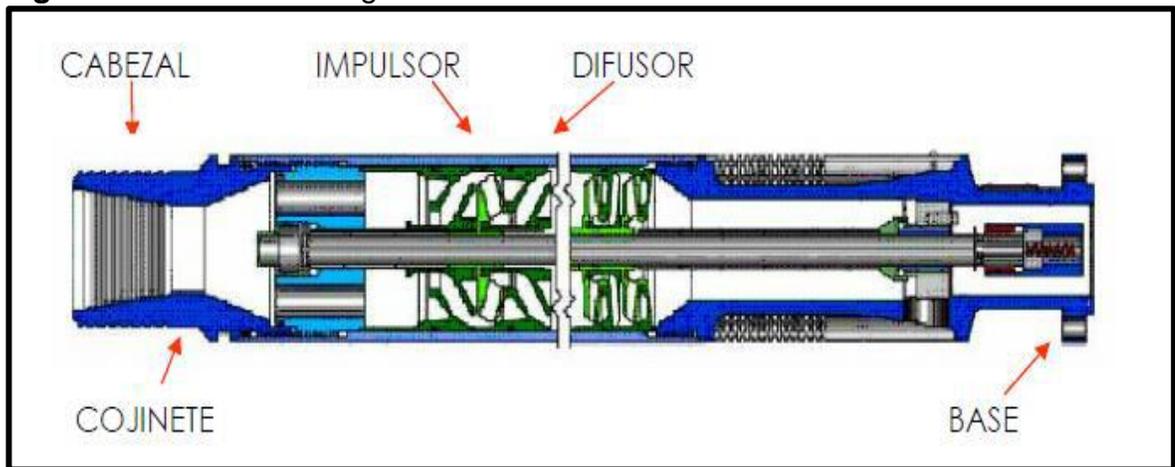
**Figura 5.** Tipos de cable de potencia



**Fuente:** RAMÍREZ, Marto. Bombeo Electrosumergible (BES): Taller de Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. 2004. [archivo pdf]. p. 30.

**2.1.1.2 Bomba Centrifuga.** Es del tipo centrifuga de múltiples etapas donde en cada una de estas se encuentra un impulsor (dinámico) y un difusor (estático). La cantidad de etapas de la bomba indica la carga total generada y la potencia requerida. Se fabrican estas bombas de diferentes materiales de acuerdo a los requerimientos del pozo y la operadora. Estos equipos también manejan un rango de operación dentro de los que se debe trabajar con el fin de evitar que la eficiencia y duración de la bomba se vea afectada. En la **Figura 6** se muestra una bomba centrifuga.

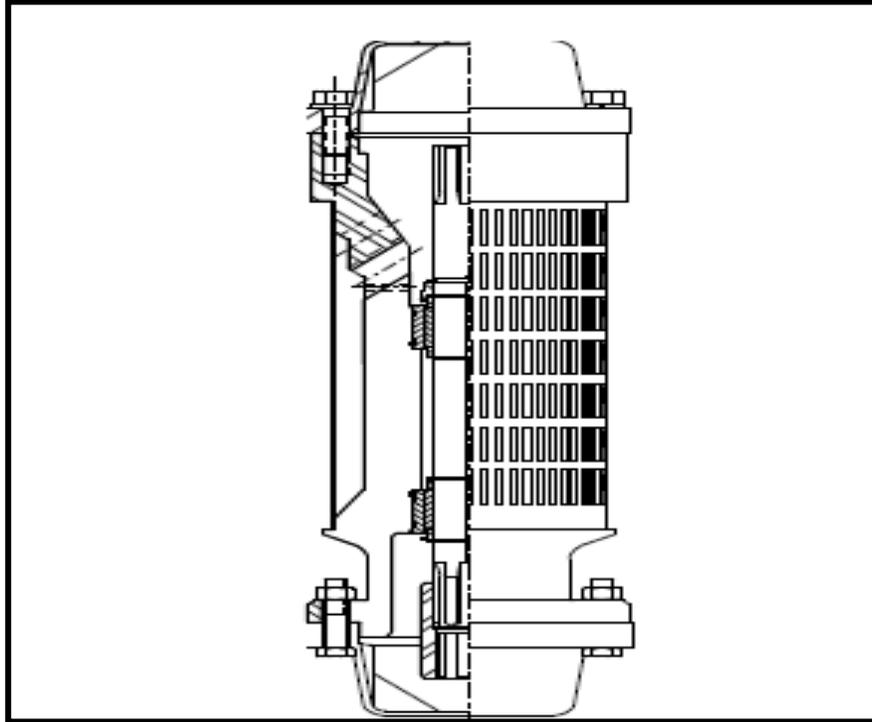
**Figura 6.** Bomba centrifuga de fondo



**Fuente:** ESCALANTE, Sharon. Bombeo Electrosumergible: Producción de Hidrocarburos I. Madrid 2015. [Archivo pdf]. p. 7.

**2.1.1.3 Sección de admisión de fluidos (intake).** En esta sección se realiza la entrada del fluido a la bomba y suele ser por una ranura convencional que sirve de filtro a un separador de gas, como se muestra en la **Figura 7**.

**Figura 7.** Intake.

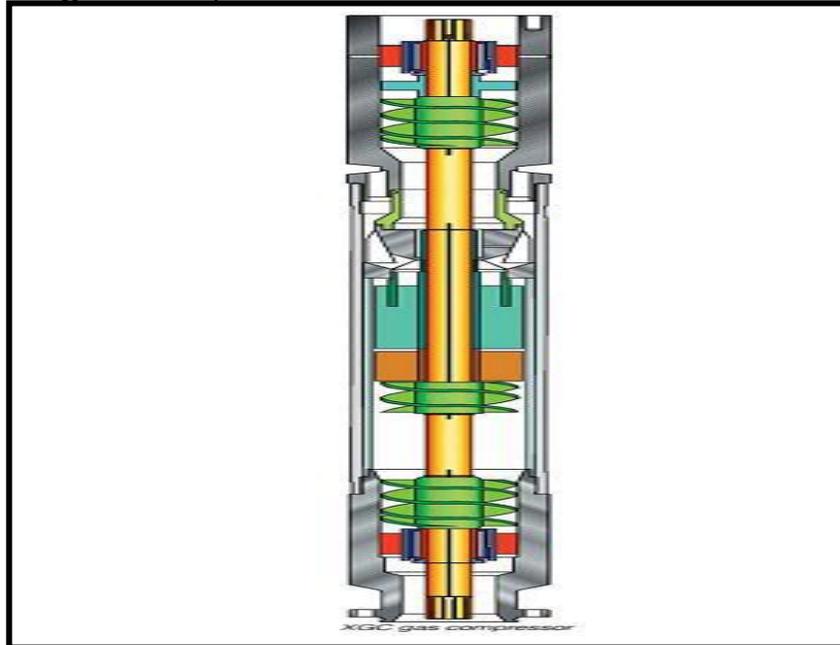


**Fuente:** PINTO R, Ciro A. Especialización en Producción de Hidrocarburos: Bombeo Electrosumergible. Bucaramanga 2014. [archivo pdf]. p. 12.

**2.1.1.4 Separador de gas.** Este equipo se encuentra ubicado entre el protector y la bomba y resulta necesario en pozos que producen con altos volúmenes de gas con el fin de eliminar el gas libre, en la **Figura 8** se puede observar un separador de gas. Pueden ser dos tipos:

- Estáticos o laberínticos, estos tienen un arreglo mecánico interno que permite que de la corriente admitida para que el gas sea empujado hacia el espacio anular y así obligar al fluido del pozo, entrar en una cámara, esto por diferencia de densidades.
- Centrífugos, como su nombre lo indica, en este separador se realiza un proceso de centrifugación donde mediante la diferencia de gravedad específica, ocurre al igual que en el separador anterior, que el gas es empujado hacia el anular y el fluido hacia las bombas.

**Figura 8.** Separador de Gas.

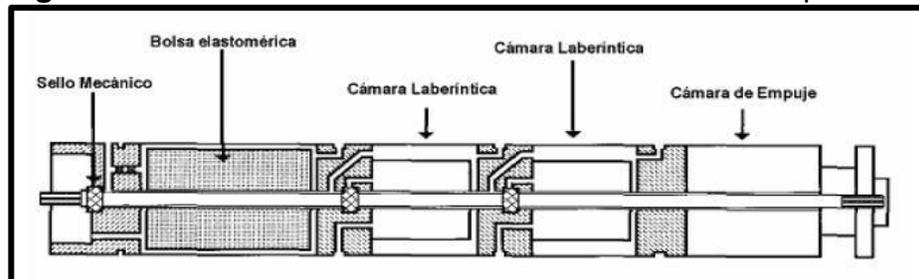


**Fuente:** WOOD GROUP ESP. Electric Submersible Pumps for the Petroleum Industry. Estados Unidos, 2004.

**2.1.1.5 Protector.** Se encuentra conectado en la parte superior a la bomba y en la inferior al eje del motor, como se observa en la **Figura 9** con un corte transversal. Sus funciones son:

- Absorber las cargas axiales de la bomba impidiendo que se reflejen en el motor.
- Compensar la expansión o contracción de motor por el efecto de calentamiento o enfriamiento.
- No permitir la entrada del fluido del pozo al motor.

**Figura 9.** Corte transversal del protector.

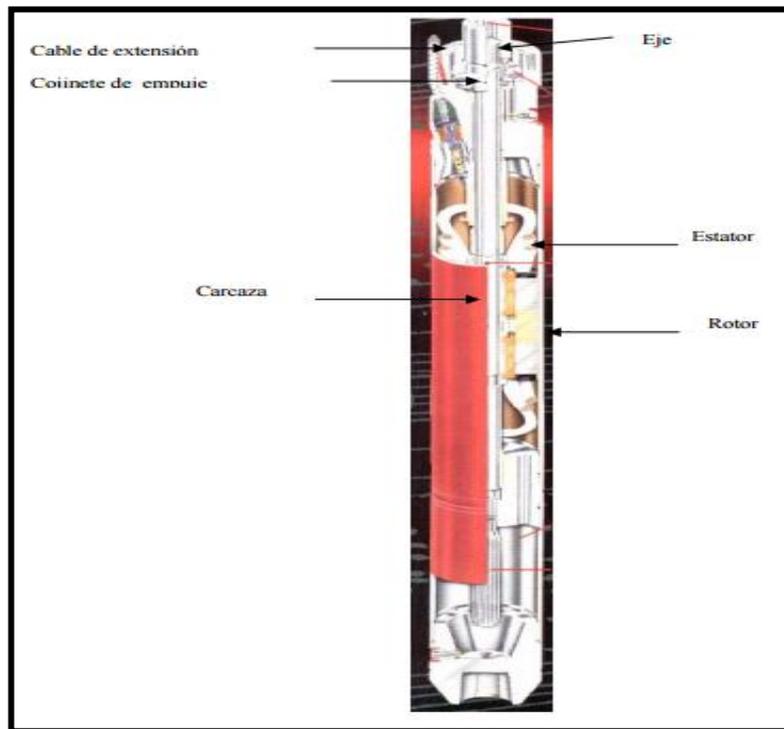


**Fuente:** ESCALANTE, Sharon. Bombeo Electrosumergible (BES): Producción de Hidrocarburos I. Madrid 2015. [archivo pdf]. p. 9.

**2.1.1.6 Motor eléctrico.** Es un motor de inducción el cual transforma la energía eléctrica en mecánica, se encuentra refrigerado y lubricado por aceite en su totalidad. Está compuesto por dos conjuntos de piezas principalmente, rotor, quien abarca todo el grupo de partes giratorias; y estator, donde se encuentra el grupo de partes fijas. En la **Figura 10** se muestra un motor y sus respectivas partes.

En el bombeo electrosumergible los motores usados son trifásicos tipo jaula de ardilla, de dos polos. Los motores suelen llevar aceite mineral en su interior es cual tiene propiedad dieléctrica. Según Sharon Escalante<sup>18</sup>, el voltaje de operación de estos motores oscila entre los 230 y 5000 voltios y el amperaje varía entre los 12 y 200 amperios.

**Figura 10.** Motor y sus partes



**Fuente:** RAMÍREZ, Marto. Bombeo Electrosumergible: Taller de Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. 2004. p. 22.

<sup>18</sup> ESCALANTE, Sharon. Bombeo electrosumergible [archivo pdf], Madrid. p.6. . [Consultado 6, septiembre 2018].

**2.1.1.7 Sensor.** Esta herramienta está diseñada para soportar altas presiones y temperaturas, se encuentra conectada al cable de potencia mediante el cual envía señales a superficie, también está conectada al motor de fondo, esto permite un monitoreo constante de presión y temperatura y la detección de fallas eléctricas. En la **Figura 11** se puede ver un sensor de fondo.

**Figura 11.** Sensor de fondo



**Fuente:** ESCALANTE, Sharon. Bombeo Electrosumergible (BES): Producción de Hidrocarburos I. Madrid 2015. [qArchivo pdf]. p. 5.

**2.1.2 Equipos de superficie.** Estos son los equipos que se encuentran en cabeza de pozo y está conformado por:

- Cabezal de descarga
- Penetrador del empaquetador
- Caja de venteo
- Variador de frecuencia (Tablero de control)
- Transformador eléctrico [SUT - Step Up Transformer, SDT - Step Down Transformer]

**2.1.2.1 Cabezal de descarga.** Este equipo tiene la función de soportar el peso total del equipo de fondo, además debe permitir que el penetrador de superficie pase a través del cabezal de producción. A continuación en la **Figura 12** se puede ver un cabezal de descarga.

**Figura 12.** Cabezal de descarga



**Fuente:** ESCALANTE, Sharon. Bombeo Electrosumergible (BES): Producción de Hidrocarburos I. Madrid 2015. [archivo pdf]. p. 4.

**2.1.2.2 Penetrador del empaquetador.** “Es un dispositivo tubular con tres fases eléctricas tipo enchufe trifásico a lo largo de todo el cuerpo, aisladas con resina epóxica con determinado coeficiente dieléctrico.”<sup>19</sup>. Es usado como conexión de una etapa del aparejo a la siguiente, manteniendo aislado ambos lados de la conexión.

**2.1.2.3 Caja de venteo.** En esta se conecta el cable de alimentación desde el panel de control al cable de alimentación del pozo. Es muy necesaria, debido a que una de sus funciones es ventilar a la atmosfera cualquier gas que pueda migrar hacia arriba desde el pozo, evitando la acumulación de gas en el tablero, lo cual puede generar una condición de operación insegura. Todas las instalaciones ESP necesitan una caja de conexión. En la **Figura 13** se indica una caja de venteo

**Figura 13.** Caja de venteo.



**Fuente:** Cajas de venteo. Caja de venteo 47x45x25 cm. [En línea]. 2019.

<sup>19</sup> RAMIREZ, Marto. Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. [archivo pdf]. P. 33. Maturin Edo. Monagas-Venezuela.

**2.1.2.4 Variador de frecuencia.** De acuerdo con Marto Ramirez el sistema de bombeo electrosumergible (ESP) es inflexible cuando opera a una velocidad fija porque se limita el gasto de producción a un rango fijo y la carga de salida a un valor fijo para cada gasto<sup>20</sup>.

El variador de frecuencia (VDF) es un supervisor del motor que permite operar el sistema ESP en un rango amplio de frecuencia en vez de estar restringido a la frecuencia de línea. Así el gasto de producción, la carga o ambos se pueden ajustar, dependiendo de la aplicación, al variar la velocidad de la bomba, sin modificaciones en el equipo de fondo.

La operación básica del VDF es convertir la entrada trifásica de corriente alterna a corriente directa (CD). Luego, con el uso de semiconductores de potencia como interruptores de estado sólido, invierte la corriente directa a una salida alterna trifásica de voltaje y frecuencia variable

El propósito principal para usar el VDF en el sistema ESP es la flexibilidad en el bombeo, pero también se obtienen otros beneficios tales como la extensión de la vida útil del equipo de fondo, arranque suave, velocidad controlada automáticamente, supresión de transitorios de línea y eliminación de estrangulamientos superficiales.

El VDF aísla la carga de switcheos y transitorios de alumbrado, balancea los voltios de salida para reducir el calentamiento del motor, ignora la inestabilidad de frecuencia del generador y minimiza los esfuerzos de arranque. También, dependiendo de la aplicación, el VDF puede ayudar a mejorar la eficiencia del sistema, a reducir el tamaño requerido del generador, a reducir el tamaño de la unidad de fondo. Además el VDF provee funciones de control, que el usuario puede seleccionar para maximizar la producción.

Los variadores de frecuencia (VDF's) existen en varios tipos, con diferentes topologías y diferentes formas de onda asociadas con cada tipo de topología, como se muestra en la **Figura 14**.

Un variador de frecuencia (VDF) se compone de tres secciones básicas:

- La sección convertidora.
- La sección de enlace de CD.
- La sección inversora.

---

<sup>20</sup> *Ibíd.*, p.15.

**Figura 14.** Variadores de frecuencia



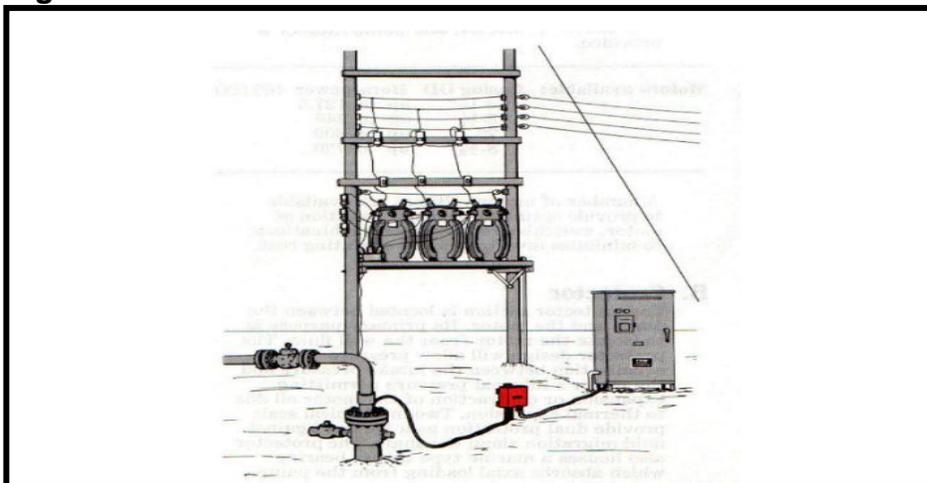
**Fuente:** RAMÍREZ, Marto. Bombeo Electrosumergible: Taller de Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. 2004. p. 17.

**2.1.2.5 Transformador eléctrico.** Son unidades por medio de las cuales el voltaje de un sistema de corriente alterna puede ser cambiado, estos constan de un centro de lámina de hierro rodeada por alambres de cobre. Estas piezas de hierro y de cobre están sumergidas en aceite para mantener aislamiento y refrigeración. Estas unidades son necesarias para obtener el voltaje adecuado para la operación del equipo. En la **Figura 15** se puede observar un transformador.

En el mercado se pueden conseguir de tipo monofásico, bifásico y trifásico, los cuales están diseñados para convertir el voltaje primario de la línea eléctrica en el voltaje requerido por el motor correspondiente.

Los tipos de conexión más comunes para los transformadores utilizados en el sistema de bombeo electrosumergible son: conexión Delta (o triángulo) y estrella, en algunas aplicaciones se utilizan conexión tipo poligonal.

**Figura 15.** Transformador.



**Fuente:** RAMÍREZ, Marto. Bombeo Electrosumergible: Taller de Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. 2004. Maturín Edo. Monagas –Venezuela.

## **2.2 DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO CARACARA.**

El petróleo producido en el Bloque Caracara, según CEPESA<sup>21</sup> es petróleo muerto con un Rs entre 7-50 SCF/STB, la densidad del crudo se encuentra entre 20-25° API, viscosidad a condiciones de yacimiento entre 6-14 cP, y un factor volumétrico (Bo) de aproximadamente de 1.05; el agua asociada a estos yacimientos es agua dulce con salinidades que varían entre 200-2000 ppm.

Se tiene como referencia actual el PVT del pozo AA\_19, el cual se presenta en los anexos.

## **2.3 PARAMETROS OPERACIONALES DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ESP EN EL CAMPO CARACARA SUR A**

La energía suministrada para las bombas electrosumergible en el campo Caracara es dada por generadores eléctricos de 220 KW que funcionan con motores Diésel, estos están ubicados en la cercanía de cada uno de los pozos y además sirven para alimentar los demás sistemas de la locación como la iluminación de la zona. Por lo general el sistema de generadores está conformados por dos de estos, un generador principal y en funcionamiento constante y uno adicional, para usar en el caso de que ocurra alguna eventualidad. En la **Tabla 4** que se muestran los datos de las bombas usadas en el campo Caracara sur A por pozo, posteriormente en la **Tabla 5** se muestra los parámetros operacionales de los pozos con este sistema, como los son; la profundidad del pozo, presión en cabeza, caudal a manejar y presión de fondo fluyente.

---

<sup>21</sup> CEPESA S.A. Plan de Desarrollo 2018. 2019

**Tabla 4.** Especificaciones basicas de las bombas electrsumergibles usadas en el campo Caracara Sur A

<b>DATOS DE LAS BOMBAS</b>				
<b>POZO</b>	<b>PROF. DE BOMBA</b>	<b>TIPO DE BOMBA</b>	<b>FRECUENCIA</b>	<b>ETAPAS</b>
AA-01	4795	S8000N	60	79
AA-02	5284	S6000N	55	77
AA-03	5283	TD4300	47.5	267
AA-04	4451	S6000N	58	112
AA-10	5122	DN1800	66	285
AA-11	4673	TD1000	58	212
AA-13	4570	SN3600	54.5	136
AA-14	3424	GN4000	54	120
AA-16	4703	SN2600	49.5	126
AA-17	4481	TE3300	42	135
AA-18	5305	D2400N	57.5	219
AA-19	4431	D1050N	45	201
AA-20	4695	TD460	39	285
AA-21	4164	D1050N	58	217
AA-22	4061	SN8000	58	79

**Fuente:** CEPSA. Caracara Wells. Estimación de caudal vs AOF.2018.

**Tabla 5.** Parámetros operacionales de las bombas ESP

<b>PARAMETROS OPERACIONALES DEL BOMBEO ESP</b>				
<b>POZO</b>	<b>PROFUNDIDAD DE POZO EN TVD (FT)</b>	<b>PRESIÓN EN CABEZA (PSIA)</b>	<b>CAUDAL (BFPD)</b>	<b>PRESION DE FONDO FLUYENTE (PSIA)</b>
AA-01	4493	180	9072	1324
AA-02	4463	120	2780	758
AA-03	4487	223	523	202
AA-04	4453	170	5624	180
AA-10	4781	120	2328	1187
AA-11	4363	290	287	256
AA-13	4249	230	3052	241
AA-14	3311	110	3934	1217
AA-16	4005	240	1240	371
AA-17	4121	70	2110	280
AA-18	4328	120	2269	269
AA-19	4431	80	306	801
AA-20	4065	140	317	1264
AA-21	4053	140	1329	847
AA-22	3978	180	6725	443

**Fuente:** CEPSA. Parametros operacionales de los pozos- Prosper. 2018.

En la **Tabla 6** e presentan los datos de carga para los 15 pozos del campo Caracara Sur A que se van a trabajar en este proyecto; este campo posee 17 pozos y de los

cuales 2 no se encuentran en producción por lo que no se tendrán en cuenta en el estudio.

**Tabla 6.** Datos de carga para las bombas ESP del campo Caracara Sur A.

<b>DATOS DE CARGA</b>			
<b>POZO</b>	<b>VOLTAJE</b>	<b>AMPERAJE</b>	<b>kWh</b>
AA-01	1827	124.0	304.15
AA-02	2534	57.0	146.90
AA-03	1890	61	95.39
AA-04	2009	124.0	326.44
AA-10	1763	104.0	119.94
AA-11	2262	52.0	79.89
AA-13	1085	46	173.66
AA-14	2646	104.0	127.16
AA-16	2601	61.1	74.66
AA-17	1847	135.0	157.18
AA-18	2262	52.0	118.93
AA-19	2779	38.7	
AA-20	1625	46.0	25.38
AA-21	2156	27.2	
AA-22	1461	124.0	203.11

**Fuente:** CEPESA. Caracara Wells. Estimación de caudal vs AOF.2018.

## **2.4 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO HIDRÁULICO.**

Hay dos grupos de clasificación de este sistema de levantamiento, como lo son el bombeo hidráulico tipo pistón, el cual tiene en su interior en el subsuelo posee una bomba tipo pistón accionada hidráulicamente por el fluido que se inyecta desde superficie, y dos cámaras internas que permiten la entrada y empuje del fluido; por otra parte se encuentra el bombeo hidráulico tipo Jet-pump, donde la bomba en su interior se asemeja a una bomba centrífuga, se profundizara en este tipo sistema posteriormente en este capítulo.

**2.4.1 Sistema de levantamiento por bombeo hidráulico.** El sistema de bombeo hidráulico se caracteriza por transmitir energía a través del pozo al fluido de yacimiento para facilitar su recuperación por medio de un fluido de potencia presurizado desde superficie. Los fluidos de potencia generalmente usados son agua o crudo los cuales están disponibles en las locaciones; para que estos fluidos realicen satisfactoriamente esta actividad se deben acondicionar y almacenar para luego ser bombeados desde una bomba multiplex , por otra parte en subsuelo se pueden encontrar dos diferentes configuraciones de bomba hidráulica; puede ser tipo reciprocante o tipo jet; hay una tercera opción conocida como bombeo hidráulico rotativo donde una turbina se mueve por la energía del fluido, a cual rota en un eje sobre el cual es montada un bomba centrífuga pero no se ha comercializado aún.

Las bombas hidráulicas pueden ser aplicadas en pozos con amplia variación en sus características, la empresa Oilwell Hydraulics, Inc.<sup>22</sup> Afirma que se han usado bombas en profundidades desde unos pocos cientos de pies hasta 15.000 pies; por otro lado su producción puede variar entre 100 BPFD a 100.000 BPFD. Adicionalmente el sistema cuenta con gran versatilidad, tanto en el diseño de la configuración de superficie como en el diseño de los equipos de las geometrías de subsuelo.

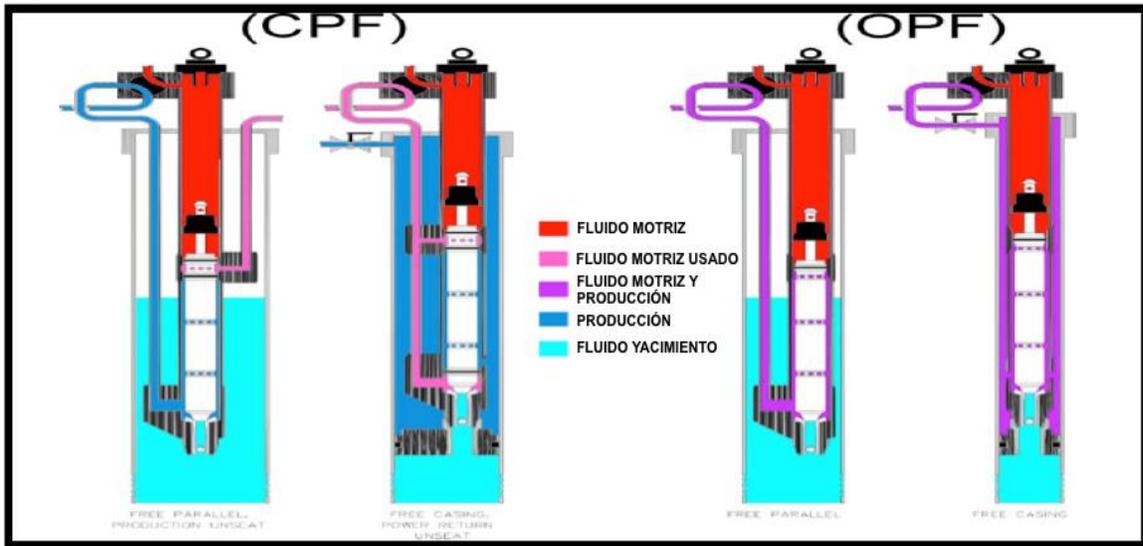
A continuación se realiza la descripción de los componentes del sistema de bombeo hidráulico, tanto en superficie como en fondo.

**2.4.1.1 Sistema del fluido motriz.** En el cual se encuentran dos principales sistemas de circulación del fluido motriz usado en el sistema de bombeo hidráulico: Sistema de Fluido Motriz Abierto (OPF) y Sistema de Fluido Motriz Cerrado (CPF), tal como se muestra a continuación en la Figura 16.

---

<sup>22</sup> OILWELL HYDRAULICS, INC., Hydraulic pumping training manual.

**Figura 16.** Sistema de fluido Motriz



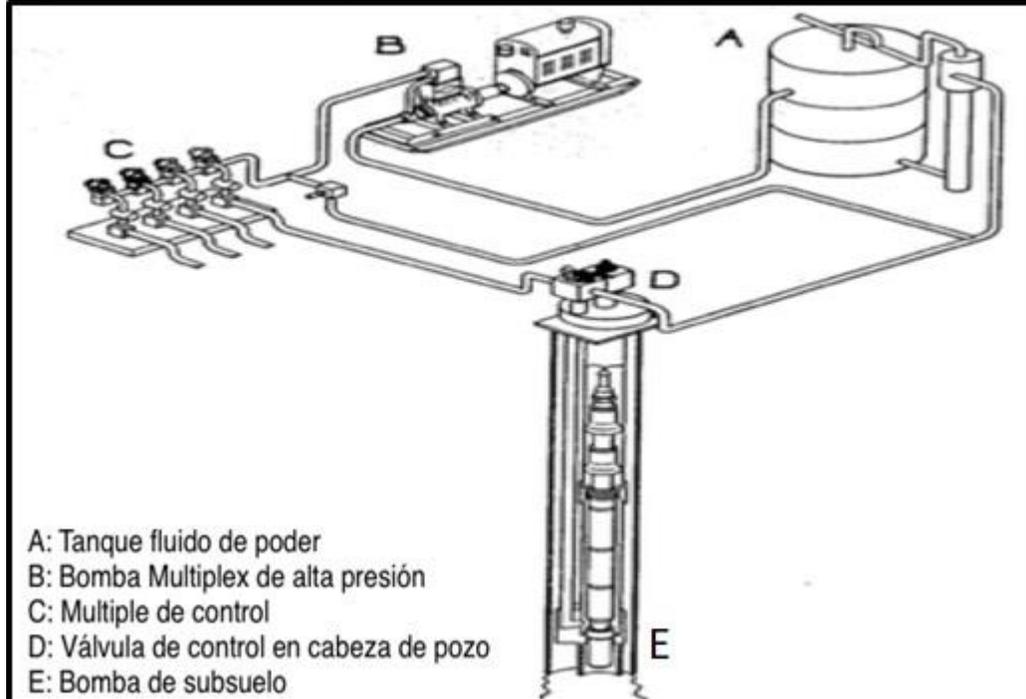
**Fuente:** LIZARAZO, Javier. Evaluación técnico financiera del cambio del sistema de levantamiento artificial actual por bombeo hidráulico empleando las condiciones operativas del campo Peguita III. Trabajo de grado. Universidad de América, 2017. [Consultado noviembre de 2018].

**2.4.1.2 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.

**2.4.1.3 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 Equipo de superficie.** Estos se componen principalmente por líneas de alta presión, equipos de inyección, dispositivos de control y equipos de separación, en la **Figura 17** se puede apreciar un arreglo tipo de cómo funciona los arreglos para poder trabajar un sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico.

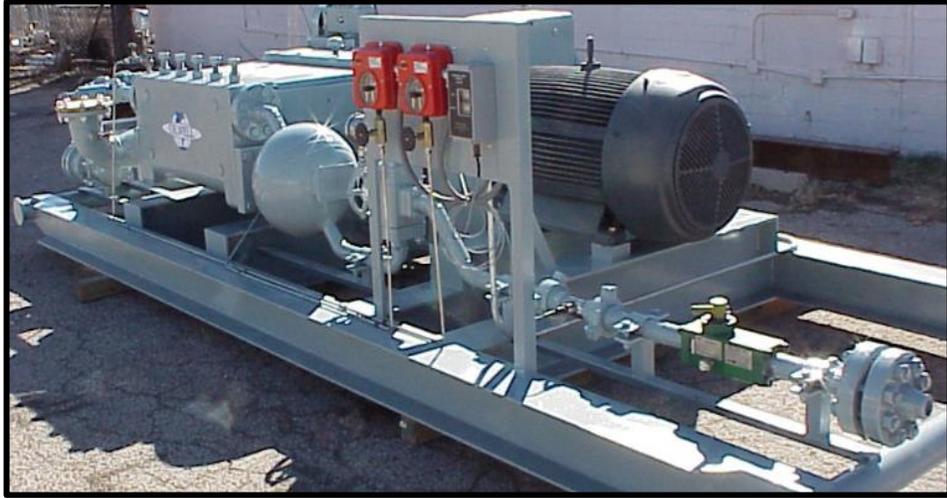
**Figura 17.** Instalación típica sistema de bombeo hidráulico.



**Fuente:**GIBSON, Fred W. Petroleum Engineering Handbook. Hydraulic Pumping.1987.

**2.4.2.1 Bomba Superficial.** Son bombas de desplazamiento positivo (Acción recíprocante), las cuales trabajan con diferentes tipos de motores, con la finalidad de dar la mayor viabilidad al levantamiento, normalmente se emplean motores de combustión a Gas o Diesel y eléctrico, los cuales brindan beneficios en consumo por centralizar su requerimiento a una red. Los motores eléctricos han sido más usados por su consumo y forma compacta de transporte como se muestra en la **Figura 18**. Los sistemas de accionamiento como engranajes y transmisiones de velocidad variable añaden flexibilidad al sistema. En promedio estas bombas en bombeo hidráulico operan entre 2,000 y 5,000 psi, requiriendo inyección de fluido motriz aproximadamente entre los 1,500 BFPD y 4,000 BFPD lo que brindaría en la aplicación una potencia hidráulica equivalente entre 100 a 260 HP.

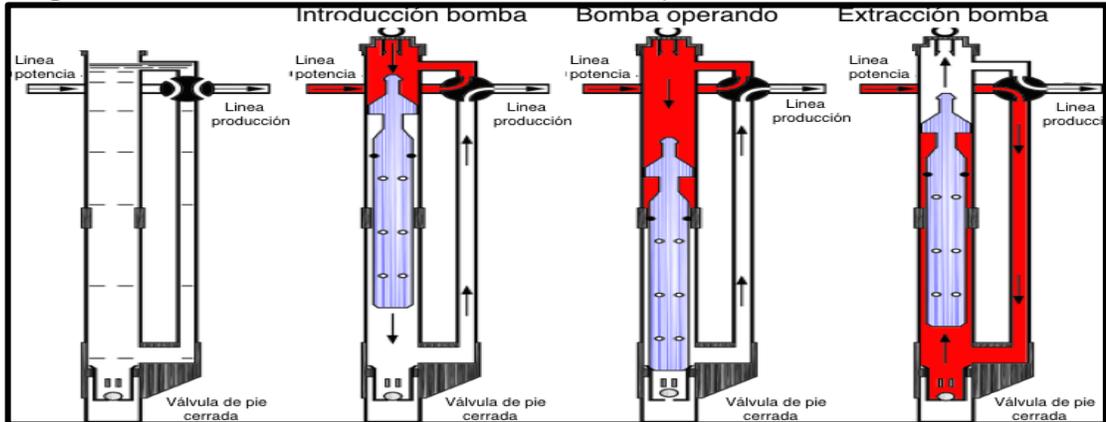
**Figura 18.** Bomba Desplazamiento Positivo y Motor eléctrico de superficie.



**Fuente:** LIZARAZO, Javier. Evaluación técnico financiera del cambio del sistema de levantamiento artificial actual por bombeo hidráulico empleando las condiciones operativas del campo Peguita III. Trabajo de grado. Universidad de América, 2017. [Consultado noviembre de 2018]. p. 64.

**2.4.2.2 Cabezal de pozo.** Los cabezales de pozo que trabajan con los sistemas de levantamiento por bombeo hidráulico deben estar adecuados para soportar por lo menos 5,000 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 19**, con el fin de realizar la introducción y extracción de la bomba hidráulicamente, de igual forma brinda soporte a la tubería de producción para que esta no se presurice sin control.

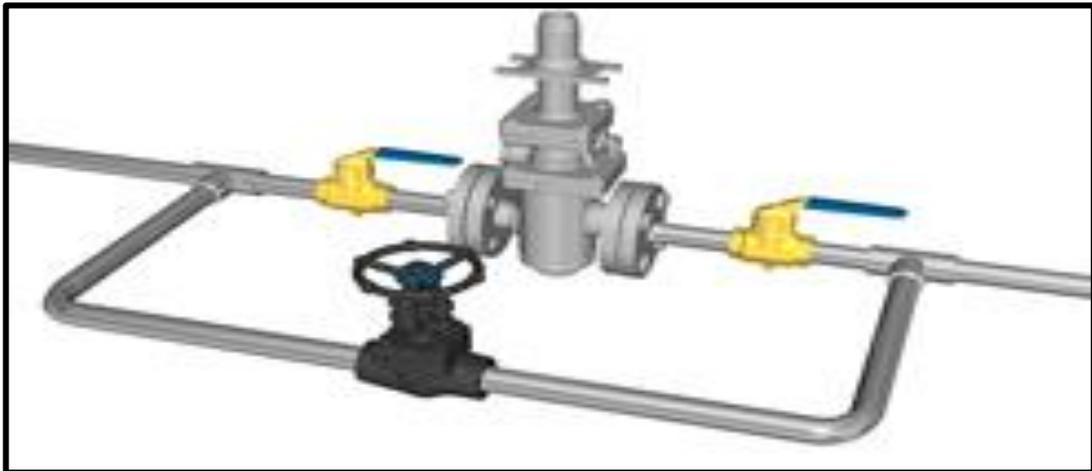
**Figura 19.** Válvula cuatro vías en cabezal de pozo, bombeo Jet.



**Fuente:** LIZARAZO, Javier. Evaluación técnico financiera del cambio del sistema de levantamiento artificial actual por bombeo hidráulico empleando las condiciones operativas del campo Peguita III. Trabajo de grado. Universidad de América, 2017. [Consultado noviembre de 2018]. p. 64.

**2.4.2.3 Controlador de presión constante.** Cuenta con un sistema de by-pass automático para mantener una presión de inyección constante al pozo y que de esta manera se mantenga 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 20**.

**Figura 20.** Válvula controladora de presión.

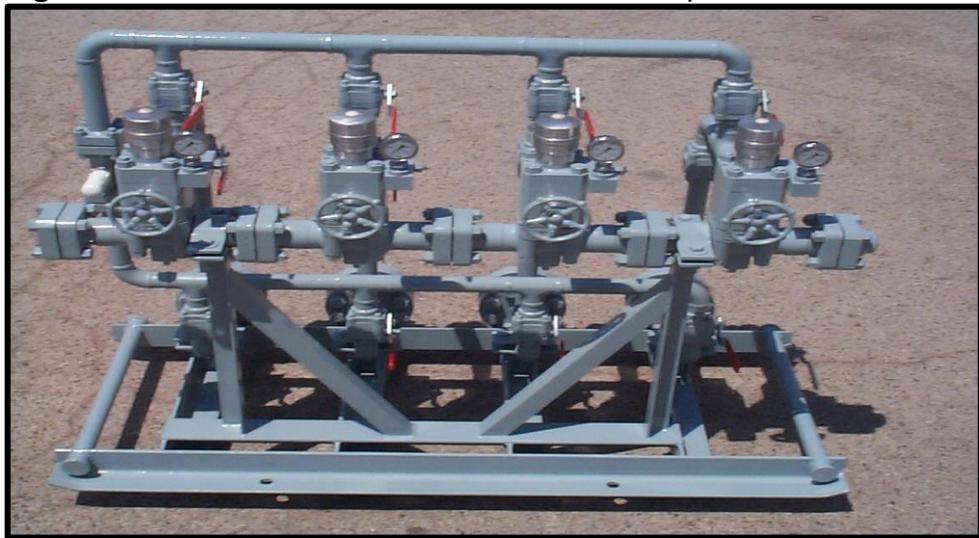


**Fuente:** LIZARAZO, Javier. Evaluación técnico financiera del cambio del sistema de levantamiento artificial actual por bombeo hidráulico empleando las condiciones operativas del campo Peguita III. Trabajo de grado. Universidad de América, 2017. [Consultado noviembre de 2018]. p. 65.

**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 abajo del controlador de presión constante. El medidor de flujo provee información de la tasa de flujo que es importante para mantener en equilibrio presión – caudal todo el sistema.

**2.4.2.5 Manifold de distribución del fluido de potencia.** Este equipo permite alimentar varios pozos de una sola fuente de energía (bomba), tal como se muestra en la **Figura 21**, el múltiple es usado para distribuir de forma adecuada y controlada la cantidad correcta del fluido Motriz a cada uno de los pozos. Mediante un controlador de presión constante el cual regula la presión en el múltiple, y luego el fluido de potencia a cada pozo se regula mediante un controlador de flujo constante.

**Figura 21.** Manifold de distribución del fluido de potencia



**Fuente:** LIZARAZO, Javier. Evaluación técnico financiera del cambio del sistema de levantamiento artificial actual por bombeo hidráulico empleando las condiciones operativas del campo Peguita III. Trabajo de grado. Universidad de América, 2017. [Consultado noviembre de 2018]. p. 66.

**2.4.2.6 Tanques de almacenamiento, tanques de lavado y separadores.** En los casos que se usa el petróleo como fluido de potencia en un sistema abierto, este fluido se obtiene de tanques de almacenamiento o de oleoductos, de donde se suministran al sistema de bombeo o de distribución. Si por lo contrario es un sistema cerrado, el fluido de potencia, sea agua o petróleo es manejado en un circuito cerrado, como se muestra en la **Figura 22** el cual debe disponer de su propio tanque de almacenamiento y quipo de separación de sólidos. Cabe resaltar que estos equipos operan de forma independiente ante las operaciones en las estaciones de producción.

**Figura 22.** Skid de separación y cabeza de Jet Pump.



**Fuente:** LIZARAZO, Javier. Evaluación técnico financiera del cambio del sistema de levantamiento artificial actual por bombeo hidráulico empleando las condiciones operativas del campo Peguita III. Trabajo de grado. Universidad de América, 2017. [Consultado noviembre de 2018]. p. 66.

**2.4.3 Equipos del subsuelo.** Los elementos usados en el bombeo hidráulico en fondo serán descritos a continuación.

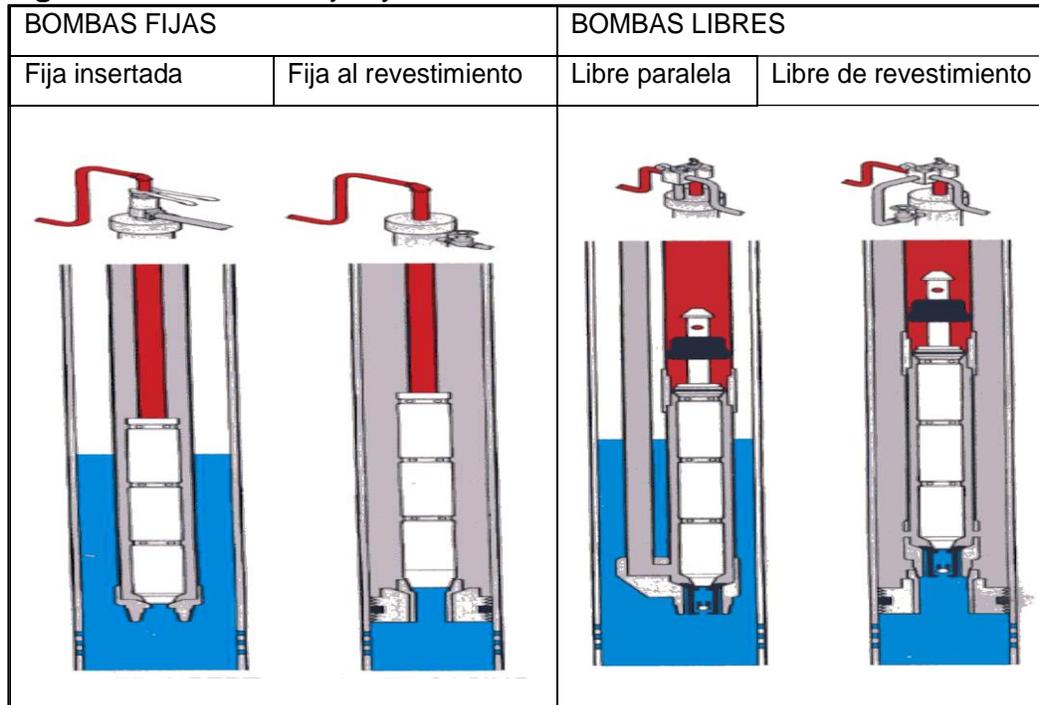
**2.4.3.1 Ensamblaje de fondo (BHA).** Son todos aquellos componentes y accesorios al final de la sarta de producción que permiten el acoplamiento de la Bomba Jet, consiste de una camisa de circulación y un empaque que aislé el tubing del anular que permita manejar diferencial de presiones y poder tener sector de inyección y producción. Su material debe ser muy resistente a la corrosión debido a la cavitación que genera la bomba. El ensamblaje de fondo está en función del tipo de sistema de bombeo que se utilice, ya sea libre o fijo.

➤ **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. Hay dos tipos de sistemas de bombeo libre, tipo paralelo y tipo tubería de producción. La tubería tipo paralelo es aquella en la cual se instalan tuberías diferentes para el fluido motriz y para la producción. Y la tipo tubería de producción es en la cual la bomba hidráulica se desplaza dentro del pozo con el fluido motriz, siendo la única tubería en el pozo.

➤ **Sistema de bombeo fijo.** La unidad de bombeo está unida mecánicamente con la tubería del fluido motriz y se instala en el pozo unido a la sarta, para cambiar el equipo en caso de alguna falla se debe hacer utilizando una unidad de reacondicionamiento. Existen dos tipos de bombas fijas, la insertada y fija al revestimiento, la bomba fija insertada es en la que 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. La bomba fija al revestimiento, permite manejar volúmenes de producción altos, la bomba va conectada al 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.

A continuación se muestran los sistemas libres y fijos en la **Figura 23**.

**Figura 23.** Sistemas Fijos y Libres de bombeo hidráulico



**Fuente:** LIZARAZO, Javier. Evaluación técnico financiera del cambio del sistema de levantamiento artificial actual por bombeo hidráulico empleando las condiciones operativas del campo Peguita III. Trabajo de grado. Universidad de América, 2017. [Consultado noviembre de 2018]. p. 67.

**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 Sensor 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, mientras que la bomba jet tiene una mayor tolerancia a los líquidos sucios.

Este fluido debe ser analizado periódicamente a fin de identificar posibles cambios que impidan el correcto funcionamiento de la bomba y el análisis de fallos, por lo cual poder tomar acciones a fin de normalizar la operación. El agua es usada con mayor frecuencia debido a la seguridad y las normas ambientales.

Este puede ser empleado en un levantamiento de forma Directa inyectando por la tubería de producción y produciendo por anular o de forma inversa, inyectando por anular y produciendo por la tubería de producción.

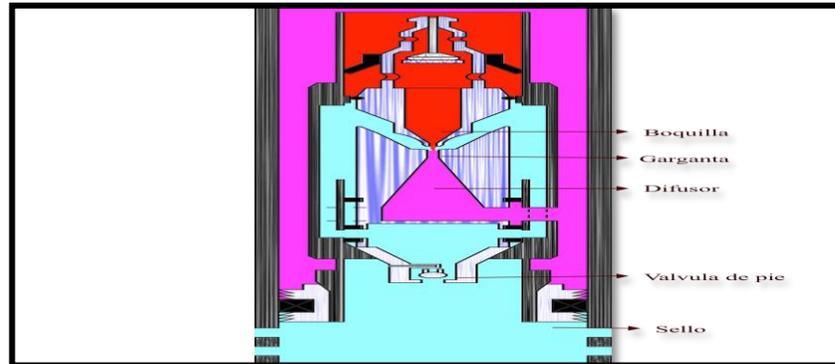
**2.4.5 Bomba hidráulica tipo JET.** La bomba tipo jet es un tipo de bomba hidráulica que convierte el fluido presurizado, en un chorro de alta velocidad que se mezcla directamente con los fluidos de las formaciones. En el proceso de mezcla turbulenta, el fluido hidráulico genera momentum y transmite energía a los fluidos producidos, brindando así la condición suficiente para que tanto el fluido de inyección como el de producción puedan llegar hasta la superficie.

La tarea 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 cinemática puesto que cambia presión por velocidad, al cruzar por la boquilla y tener menos área de flujo, la presión cae y la velocidad se incrementa, de esta manera los fluidos alrededor de la salida de la boquilla se mezclan con los fluidos de las formaciones en la garganta de la bomba. 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 cinemática de la mezcla a presión estática haciendo más lento el flujo a través del aumento del área de flujo. La presión de la mezcla debe ser suficiente para vencer las pérdidas por Fricción, gravedad y aceleración logrando así alcanzar la superficie.

En la **Figura 24** es posible observa la distribución y ubicación de los componentes como la boquilla, garganta y difusor dentro de la bomba hidráulica tipo JET.

**Figura 24.** Interior de la bomba hidráulica tipo Jet.



**Fuente:** LIZARAZO, Javier. Evaluación técnico financiera del cambio del sistema de levantamiento artificial actual por bombeo hidráulico empleando las condiciones operativas del campo Peguita III. Trabajo de grado. Universidad de América, 2017. [Consultado noviembre de 2018]. p. 69.

**2.4.6 Diseño bomba hidráulica tipo JET.** Para el diseño de la bomba Jet hay que basarse en información empírica y procesos de cálculo iterativo con el fin de predecir su rendimiento. Su construcción robusta, confiabilidad y capacidad de manejar caudales la hace atractiva en muchos pozos.

La capacidad de levantamiento de la bomba jet depende de las propiedades petrofísicas de los yacimientos, estados mecánicos, dimensiones de boquilla y garganta y relación de áreas entre ellas. Si la garganta y boquillas son más grandes proporcionan una capacidad de flujo mayor requiriendo una menor presión de inyección en el levantamiento. La relación de área entre la boquilla y la zona de la garganta determina la relación entre la presión y velocidad de flujo.

Una alta 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 ingresar, 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.

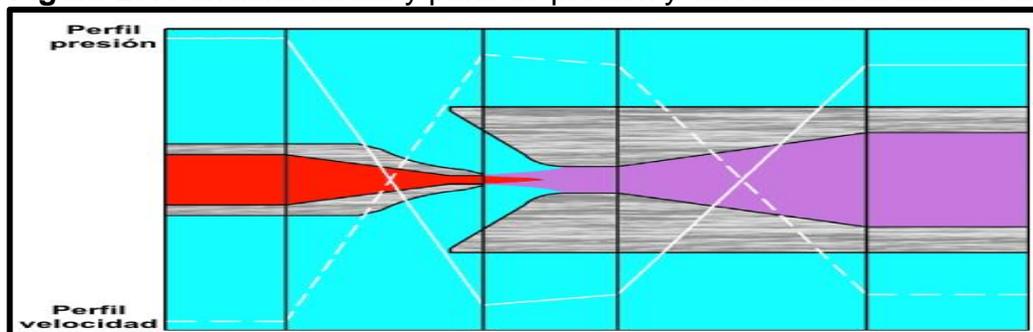
Una carga baja se obtiene de bombas de alto flujo; cuando la boquilla es 20% del área de la garganta hay más área de flujo alrededor de la boquilla para que los fluidos del pozo puedan ingresar. Esto conduce a una alta capacidad de producción en comparación con la tasa de fluido de energía, pero se necesitarán 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 (2.000 – 4.000 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 de la formación. La presión estática del fluido disminuye a medida que el perfil de la velocidad aumenta como se observa en la **Figura 25**. 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 25.** 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 26** o en inversa como se muestra en la **Figura 27**. 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.

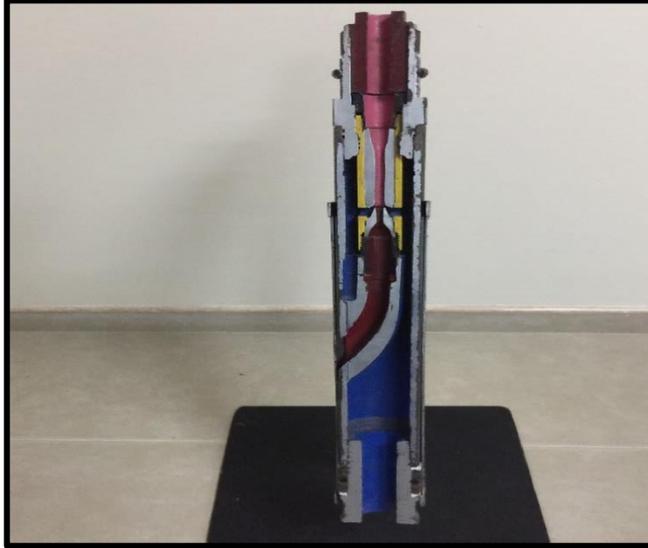
La diferencia entre la inyección en directa o en inversa es que en la boquilla y la garganta se invierten dentro del cuerpo de la bomba y se adicionan unos retenedores para que los esfuerzos queden centrados tanto en la boquilla como en la garganta.

**Figura 26.** Instalación boquilla y garganta en directa.



**Fuente:** CEPSA. Well Performance Team. 2016.

**Figura 27.** Instalación boquilla y garganta en inversa.



**Fuente:** CEPSA. Well Performance Team. 2016.

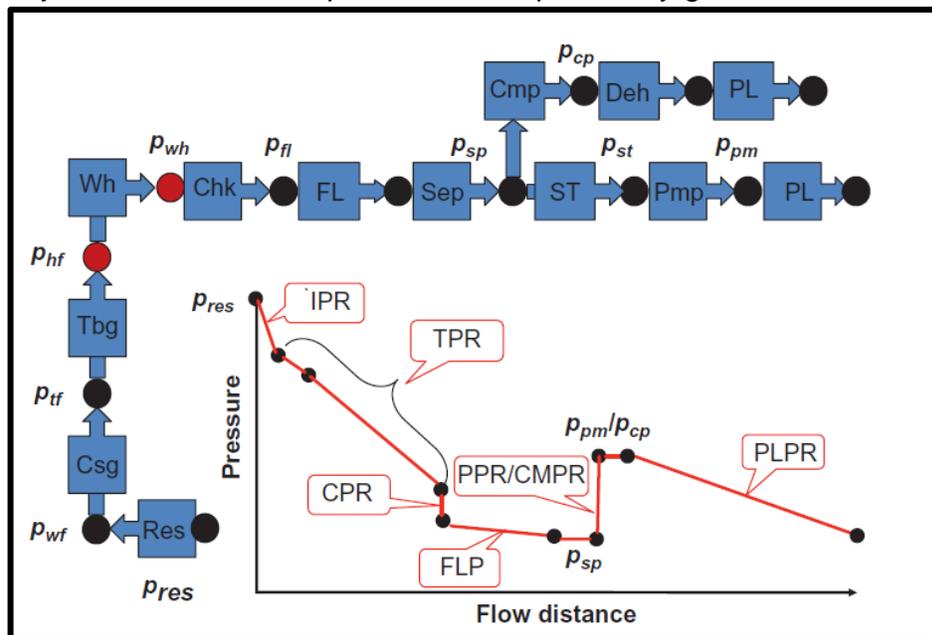
### 3. PRINCIPIOS DE ANÁLISIS NODAL Y CORRIDAS DINÁMICAS DE FLUJO

Con el fin de realizar un pronóstico de la tasa de producción de fluido y la presión, se implementa la técnica de análisis nodal, esta técnica se puede emplear también para la resolución de problemas de flujo multifase, tanto en el pozo como en las tuberías. Cabe tener en cuenta que las propiedades del fluido cambian de acuerdo a la presión y temperatura a la que se encuentren y estas a su vez dependen de la ubicación en la que se encuentre en la ruta de flujo.

“Para implementar esta técnica es necesario segmentar el sistema en nodos discretos los cuales separaran los elementos del sistema y quedara en secciones de equipo. Las propiedades del fluido en los elementos de sistema son evaluadas localmente”<sup>23</sup>.

El análisis nodal se basa en el principio de presión continua, esto quiere decir que hay un valor de presión único adjudicada al nodo a analizar.

**Figura 28.** Nodos comunes y distribución de presión en la ruta de flujo de un sistema de producción de petróleo y gas.



**Fuente:** GUO, Boyun. Well Deliverability: Petroleum Production Engineering. 2017. [archivo pdf]. P 130.

En la **Figura 28**, se presentan los nodos comunes que se evalúan en la ruta de flujo, estos elementos son:

<sup>23</sup> GUO, Boyun. Well deliverability: Petroleum Production Engineering. [archivo pdf]. P 129.

- Res: Reservoir
- Csg: Casing
- Tbg: tubing
- Wh: Wellhead
- Chk: choke
- FL: flowline
- Sep: separator
- ST: stock tank
- Pmp: pump
- PL: Pipeline
- Cmp: compressor
- Deh: dehydrator

En la **Figura 28**, también se presentan las relaciones de flujo de los elementos, las cuales son:

- IPR: inflow performance relationship
- TPR: tubing performance relationship
- CPR: choke performance relationship
- FLP: flowline performance relationship
- PPR: pump performance relationship
- CMPR: compressor performance relationship
- PLPR: pipeline performance relationship

Las presiones correspondientes a los nodos mostrados en la **Figura 28** se denotan de la siguiente forma:

- Pres: reservoir pressure
- Pwf: wellbore flowing pressure at bottom-hole
- Phf: wellhead flowing pressure
- Pwh: wellhead flowing pressure
- Pfl: flowline pressure
- Psp: separator pressure
- Pst: stock tank pressure
- Ppm: pump pressure
- Pcp: compressor pressure

El análisis nodal involucra en los cálculos todos los elementos que conforman el sistema, este permite determinar el efecto de su variación en la capacidad de transporte y permite obtener una imagen conjunta del comportamiento del pozo. Cuando se está en la etapa de diseño es posible dimensionar toda la ruta de flujo que compone el sistema integral de producción, con el fin de obtener la capacidad de transporte requerida o idónea dependiendo ya sea de restricciones económica o tan solo la capacidad de afluencia del yacimiento.

“Las principales pérdidas de presión en el sistema integral de producción, se podrían enumerar de la siguiente manera:

- Pérdidas de presión en el medio poroso, representan entre el 10 y el 50 % de las pérdidas totales.
- Pérdidas de presión en la tubería de producción, representan entre el 30 y el 80 % de las pérdidas totales.
- Pérdida de presión en la línea de descarga, representan entre el 5 y 30% de las pérdidas totales.”<sup>24</sup>

Para implementar esta técnica se debe seleccionar un nodo, posteriormente calcular la presión en este, teniendo en cuenta las presiones constantes del sistema que suelen ser la presión de yacimiento (Pres) y la presión del separador (Psp).

Dos conceptos de presión asociados al fluido son: la presión necesaria y la presión disponible.

La presión necesaria o de demanda es la que se requiere para que se pueden vencer las resistencias con el fin de llegar a un punto definido. Estas presiones son calculadas para diferentes caudales, partiendo del separador y encontrando el diferencial de presión existente hasta el punto a considerar, en este caso se usa la teoría de flujo multifásico en dirección contraria al flujo. Con el aumento de caudal en una longitud dada, aumenta el diferencial de presión y por tanto esta presión necesaria aumenta con la tasa de flujo.

La presión disponible es la presión del flujo de fluido en cualquier punto, a partir de un valor de presión conocido, esta presión va disminuyendo a medida que el flujo va pasando por la longitud dada; la presión disponible se obtiene mediante la teoría de flujo multifásico y calculado las caídas en la dirección del flujo desde el fondo del pozo al separador.

“Cuando se selecciona un nodo con el fin de analizarlo, se le puede relacionar dos curvas, la curva Inflow y la curva Outflow. La curva Inflow muestra, en función de la longitud, la distribución de las presiones disponibles. La curva Outflow recoge el comportamiento de la presión requerida o necesaria con la longitud. Si se realiza un cambio en un componente del Outflow la curva Inflow permanece invariable y viceversa”<sup>25</sup>

---

<sup>24</sup> ALVAREZ R. Rogelio. Aplicación del Análisis Nodal para Incrementar la Productividad de un Pozo. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. México D.F. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2008. 86 p.

<sup>25</sup> RUIZ S, Marco A. Análisis Nodal y el Flujo en un Sistema de Producción. Documento de trabajo. Requisito parcial para profesor asociado. Medellín, Antioquia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de minas. departamento de recursos minerales. Unidad de petróleo y gas natural.1999.103p.

### 3.1 SIMULACIÓN EN SOFTWARE SYAL

Este proyecto se trabajará con el software SYAL, no se trabajó en Prosper como estaba propuesto inicialmente debido a que se obtuvo la licencia para trabajar con este software, el cual está diseñado exclusivamente para el sistema de levantamiento por bombeo hidráulico, puntualmente Jet-pump. Inicialmente se mostraron los datos de entrada para estos diseños, posteriormente la metodología y al final los resultados obtenidos.

**3.1.1 Datos de entrada PVT para el diseño de bombeo hidráulico.** Mediante pruebas realizadas a los pozos del campo Caracara Sur A y el reporte de producción del mismo, se obtuvieron los datos resumen que serán ingresados al software y se presentan en la **Tabla 7**.

**Tabla 7.** Datos PVT de ingreso al Software SYAL

Pozo	Tipo	Profundidad total MD (ft)	Gravedad del petróleo (API)	Gravedad específica Gas	Salinidad (ppm)	BS&W	GOR (SCF/STB)	Presión yacimiento (psig)	Temperatura yacimiento
AA-01	Productor	5253	21.9	0.77	100	96.81%	15	1887	207
AA-02	Productor	5186	21.7	0.77	100	94.09%	15	1797	187
AA-03	Productor	5844	21.2	0.77	100	92.08%	15	1925	189
AA-04	Productor	5138	21.8	0.77	100	90.91%	15	1660	187
AA-10	Productor	5705	20.8	0.77	100	90.18%	15	1910	181
AA-11	Productor	5396	21.6	0.77	100	76.78%	15	1826	186
AA-13	Productor	5495	21.3	0.77	100	90.12%	57	1653	203
AA-14	Productor	5241	21	0.77	100	96.98%	15	1864	200
AA-16	Productor	5894	21.3	0.77	100	92.45%	50	1190	193
AA-17	Productor	5520	21.1	0.77	100	94.89%	60	1655	203
AA-18	Productor	6089	21	0.77	100	92.53%	80	1753	201
AA-19	Productor	5040	20.8	0.77	100	84.50%	15	1567	183
AA-20	Productor	5635	20.8	0.77	100	95.45%	15	1657	186
AA-21	Productor	7661	20.8	0.77	100	96.51%	15	1559	193
AA-22	Productor	7349	20.8	0.77	100	94.96%	15	1809	198

**Fuente:** CEPSA .Datos PVT. 2019

Varios pozos de este campo tienen GOR debajo de 15 SCF/STB

Para todos los pozos es necesario el ingreso de los datos de presión y temperatura de los separadores en superficie, los cuales se presentan en la **Tabla 8**.

**Tabla 8.** Datos de separador de ingreso al Software SYAL.

Pozo	Presión (psig)	Temperatura (°F)	Pozo	Presión (psig)	Temperatura (°F)
AA-01	180	178	AA-16	240	145
AA-02	120	148	AA-17	70	175
AA-03	223	160	AA-18	120	173
AA-04	170	159	AA-19	80	120
AA-10	120	149	AA-20	140	125
AA-11	290	147	AA-21	140	160
AA-13	230	175	AA-22	180	160
AA-14	110	172			

**Fuente:** CEPISA. Datos operativos. 2019.

Con el ingreso de la data anterior, el software realiza el cálculo de otras propiedades necesarias para el correcto modelamientos del bombeo hidráulico, esto a partir de las correlaciones. El simulador presenta una lista de correlaciones PVT, de las cuales se debe seleccionar la adecuada de acuerdo a los rangos de aplicación, en este caso se seleccionó la correlación de Al-Marhoun.

Las propiedades calculadas fueron, la viscosidad del aceite, la viscosidad de gas, y la viscosidad del agua que, mediante las correlaciones que se muestran a continuación.

**3.1.1.1 Correlación de Al- Marhoun para la presión de burbuja (Pb):** “Para realizar esta correlación se usaron 160 puntos de datos determinados experimentalmente de 69 análisis PVT de crudos del medio oriente”<sup>26</sup>, esta correlación permitió además validar que los datos de PVT para su uso, a continuación en la **Ecuación 1** se presenta la correlación y posteriormente los rangos de aplicación de la misma, en la **Figura 29**.

**Ecuación 1.** Correlación para Presión de Burbuja.

$$p_b = 5.38088 \times 10^{-3} R_{sb}^{0.715082} \gamma_g^{-1.87784} \gamma_o^{3.1437} T^{1.32657}$$

**Fuente:** BANZER, Carlos. Propiedades físicas del petróleo. Correlaciones numéricas. 1996. P 57.

Donde,

P<sub>b</sub>: Presión de burbuja, psig

R<sub>sb</sub>: Razón gas disuelto-petróleo a P P<sub>b</sub>, SCF/STB

T: Temperatura del yacimiento, °R

Y<sub>g</sub>: Gravedad específica del gas, (aire=1)

Y<sub>o</sub>: Gravedad específica del petróleo, (agua=1)

<sup>26</sup> BANZER, Carlos. Propiedades físicas del petróleo: Correlaciones numéricas. 1996. P 58.

**Figura 29.** Rangos de aplicación de la correlación de Al-Marhoun.

Presión de burbujeo, lpc.a.	20 - 3573
Temperatura, °F	74 - 240
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.032 - 1.997
Factor volumétrico total, BY/BN	1.032 - 6.982
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	26 - 1602
Gravedad del petróleo, °API	19.4 - 44.6
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.752 - 1.367
N <sub>2</sub> en gases de superficie, % molar	0.0 - 3.89
CO <sub>2</sub> en gases de superficie, % molar	0.0 - 16.38
H <sub>2</sub> S en gases de superficie, % molar	0.0 - 16.13

**Fuente:** BANZER, Carlos. Propiedades físicas del petróleo: Correlaciones numéricas. 1996. P 58.

**3.1.1.2 Correlación de Beggs and Robinson ( $\mu_o$ ):** esta correlación fue realizada para obtener la viscosidad del petróleo, “Mediante 460 datos de viscosidad de crudos sin gas en solución, obtenidos de 600 muestras diferentes de crudo”<sup>27</sup>, esta correlación se presenta en la **Ecuación 2** y posteriormente en la **Figura 30** los rangos de aplicación.

**Ecuación 2.** Viscosidad del petróleo,  $\mu_o$ , Beggs and Robinson

$\mu_{od} = 10^x - 1$	$x = yT^{-1.163}$ $y = 10^z$ $z = 3.0324 - 0.02023\gamma_{API}$
-----------------------	---

**Fuente:** BANZER, Carlos. Propiedades físicas del petróleo. Correlaciones numéricas. 1996. P 99.

Donde,

x:  $yT^{-1.163}$

y:  $10^z$

z:  $3.0324 - 0.02023\gamma_{API}$

$\mu_{od}$ : Viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm.

y T, cp.

$\gamma_{API}$ : Gravedad del petróleo. °API

T: Temperatura del yacimiento, °F

<sup>27</sup> BANZER, Carlos. Propiedades físicas del petróleo: Correlaciones numéricas. 1996. P 100.

**Figura 30.** Rangos de la correlación Beggs y Robinson.

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

**Fuente:** BANZER, Carlos. Propiedades físicas del petróleo: Correlaciones numéricas. 1996. P 100.

Esta correlación presenta un error promedio de -0,64% y una desviación estándar de 13,53%.

**3.1.1.3 Correlación de Carr ( $\mu_g$ ).** Con esta correlación se puede hallar la viscosidad del gas, mediante ajustes por presencia de gases como el dióxido de carbono, hidrogeno de sulfuro y nitrógeno. En este caso el campo Caracara Sur A, no se tienen en cuenta estos ajustes, debido a la baja presencia de estos gases, por lo cual la **Ecuación 3** determinará la viscosidad del gas. Esta correlación fue seleccionada pues permite determinar esta propiedad a la temperatura de yacimiento y a presión atmosférica, presenta un error del 0,38% y una desviación estándar de 0,46%.

**Ecuación 3.** Viscosidad del gas,  $\mu_g$ , Carr

$$\mu_{g1} = (1.709 \times 10^{-5} - 2.062 \times 10^{-6} \gamma_g) T + 8.188 \times 10^{-3} - 6.15 \times 10^{-3} \log \gamma_g$$

**Fuente:** BANZER, Carlos. Propiedades físicas del gas: Correlaciones numéricas. 1996. P 40.

Donde,

$\mu_{g1}$ : Viscosidad del gas a 1 atm, y T, sin corregir, cp.

$\gamma_g$ : Gravedad específica del gas, (aire=1)

T: Temperatura del yacimiento, °F

**3.1.1.4 Correlación de Van Wingen ( $\mu_w$ ).** Con esta correlación se calcula la viscosidad del agua, esta se presenta en la **Ecuación 4**, esta fue seleccionada debido a que permite evaluar la propiedad en función de la temperatura a varias presiones.

**Ecuación 4.** Viscosidad del agua,  $\mu_w$ , Van Wingen.

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

**Fuente:** BANZER, Carlos. Propiedades físicas del agua. Correlaciones numéricas. 1996. P 127.

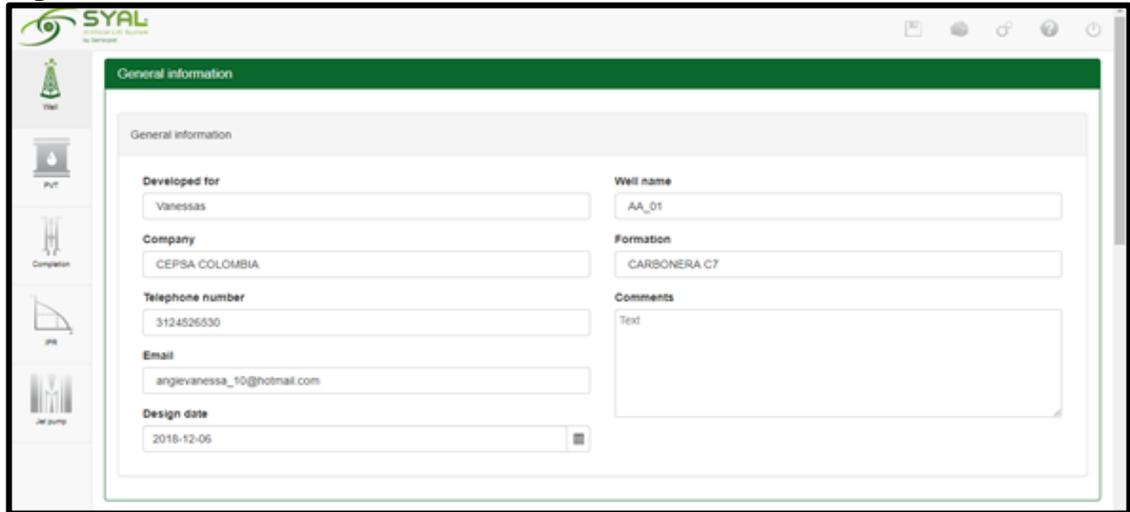
Donde,

$\mu_w$ : Viscosidad del Agua a 1 atm. y T, cp.

T: Temperatura en °F

**3.1.2 Metodología para el uso de software SYAL.** Es un software el cual nos permite realizar un diseño de un pozo mediante la simulación matemática y análisis para el levantamiento artificial, mostrando diferentes escenarios de producción, optimizando el trabajo en la selección del levantamiento artificial más adecuado, según las características del pozo. A continuación se muestra la interfaz del software en la **Figura 31**.

**Figura 31.** Interfaz Software SYAL



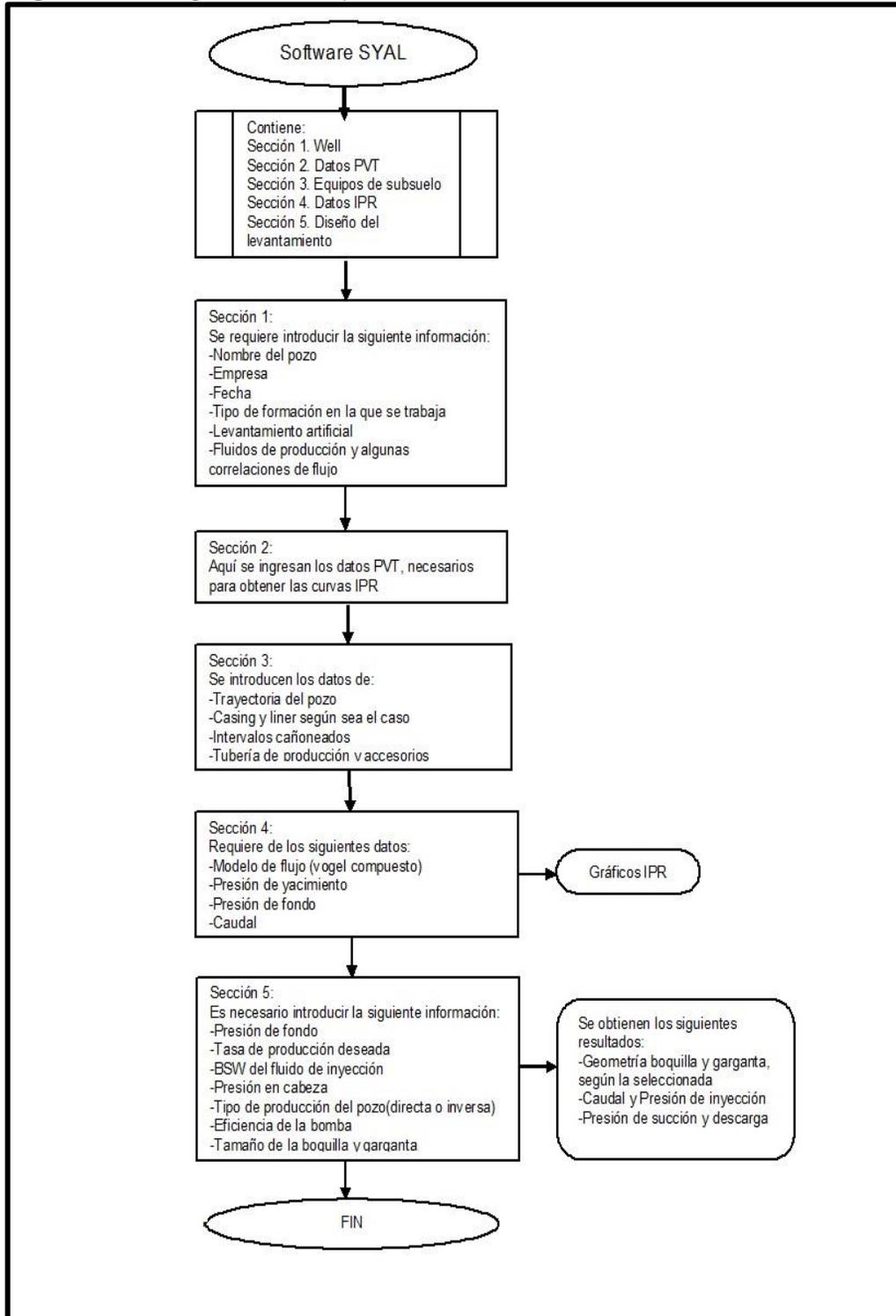
The screenshot displays the SYAL software interface. On the left, there is a vertical navigation menu with icons for 'Well', 'PVT', 'Completion', 'PIE', and 'Well pump'. The main content area is titled 'General information' and contains a form with the following fields:

Field	Value
Developed for	Vanessas
Company	CEPSA COLOMBIA
Telephone number	3124526530
Email	angievanessa_10@hotmail.com
Design date	2018-12-06
Well name	AA_01
Formation	CARBONERA C7
Comments	Text

**Fuente:** ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019

En la **Figura 32** se muestra un diagrama de flujo, resumiendo el procedimiento del software SYAL, teniendo en cuenta el paso a paso para el pozo AA\_01, se realizó el mismo procedimiento a los 14 pozos restantes

Figura 32. Diagrama de flujo Software SYAL.



Fuente: elaboración propia.

**3.1.2.1 Sección uno: Pozo.** En esta sección se ingresan los datos de identificación del proyecto, como el nombre de quien realiza la simulación, empresa, fecha y formación en la cual se va a trabajar. En esta sección se muestra el sistema levantamiento artificial que se va a manejar, en este caso Bombeo hidráulico, específicamente Jet Pump (para el cual está diseñado este software), tipo de pozo, fluidos de producción, tipo de modelo PVT y las correlaciones de flujo necesarias para sus cálculos internos. En la **Figura 33** se muestra la información más relevante que pide el software para esta sección.

El modelo PVT usado en este software está estructurado bajo el modelo matemático Black Oil, el cual asume que se encuentran presentes tres fases (petróleo, agua y gas) y que no hay transferencia de masa entre estas. Se presenta en esta misma zona las correlaciones de flujo usadas tanto para el flujo monofásico; que se presenta cuando la presión es mayor o igual a la presión de burbuja; como para el flujo multifásico; donde la presión es menor a la presión de burbuja, permite seleccionar una correlación para el flujo horizontal y una para el flujo vertical y direccional. En la **Tabla 9** se presentan las condiciones para las cuales aplica cada una de las correlaciones que usa el software en esta sección.

**Tabla 9.** Condiciones de aplicación de las correlaciones de flujo multifásico.

Correlación	Característica	Considera resbalamiento	Considera régimen de flujo	Diámetros in	Fluidos	Gravedad °API	Caudal de fluido
Beggs & Brill		Si	Si	1 y 11/2	Aire y agua		Todos
Hagedorn & Brown		Si	No	1 - 4	Petróleo, agua y gas	35 - 42	Todos
Duns & Ros		Si	Si	Todos	Petróleo, agua y gas	43 - 56	Todos
Orkiszewski		Si	Si	Todos	Petróleo, agua y gas	25 - 30	Todos

**Fuente:** SYAL-Manual del usuario. Sertecpet S.A. 2019

**Figura 33.** Sección de pozo.

**Fuente:** ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019

**3.1.2.2 Sección dos: PVT.** En esta sección se agregan los datos PVT necesarios para poder obtener las curvas IPR, se ingresan datos de reservorio con el fin de calcular la presión de burbuja; para esto se tiene un conjunto de correlaciones de las cuales se debe elegir la apropiada de acuerdo con su rango de aplicación. En esta misma sección se generan las tablas y graficas que permiten analizar el comportamiento de los fluidos con el cambio de presión, desde la presión de reservorio hasta la presión de superficie, se deben ingresar los datos de presión y temperatura desde el reservorio hasta la superficie. En la **Tabla 10** se muestra un resumen los rangos de aplicación de las correlaciones PVT presentes en el software y en la **Figura 34** se muestra la información PVT requerida por este mismo.

**Tabla 10.** Rangos de aplicación de las correlaciones PVT.

Variable	Unidad	Standing	Lasater	Glaso	Kartoatmodjo	Vasquez - Beggs		Al-Marhoun	Petrosky - Farshad	Guetto y Guetto General
						API ≤ 30	API > 30			
Presión									1700 - 10692	
Temperatura	°F	100 - 258	82 - 272	80 - 280	75 - 320	162	180	74 - 240	114 - 288	
P. Separador en la Primera etapa	psia	265 - 465	15 - 605	415	100	65-565				
T. Separador	°F	100	34 - 106	125						
Presión de burbujeo	psia	130 - 7000	48 - 5780	165 - 7142	0 - 6040	15 - 4572	15 - 6055	130 - 3573	1574 - 6523	
Gravedad API		16.5 - 63.8	17.9 - 51.1	22.3 - 48.1	14.4 - 58.9	5.3 - 30	30.6 - 59.5	19.4 - 44-6	16.3 - 45	10<°API≤22.3 y °API≤10
Gravedad específica del gas	adim.	0.59 - 0.95	0.574 - 1.233	0.65 - 1.276	0.379 - 1.709	0.511 - 1.351	0.53 - 1.259	0.752 - 1.367	0.5781 - 0.8519	
Factor volumétrico del petróleo	BY/BN	1.024 - 2.15		1.025 - 2.588	1022 - 2747	1.042 - 1.545	1.028 - 2.226	1.032 - 1.997	1.1178 - 1.6229	
Razón gas disuelto en petróleo	PCN/BN	20 - 1425	3 - 2905	90 - 2637	0 - 2890	0 - 831	0 - 2199	26 - 1602	217 - 1406	

**Fuente:** SYAL-Manual del usuario. SERTECPET S.A. 2019

**Figura 34.** Sección PVT. (Pozo AA\_01).

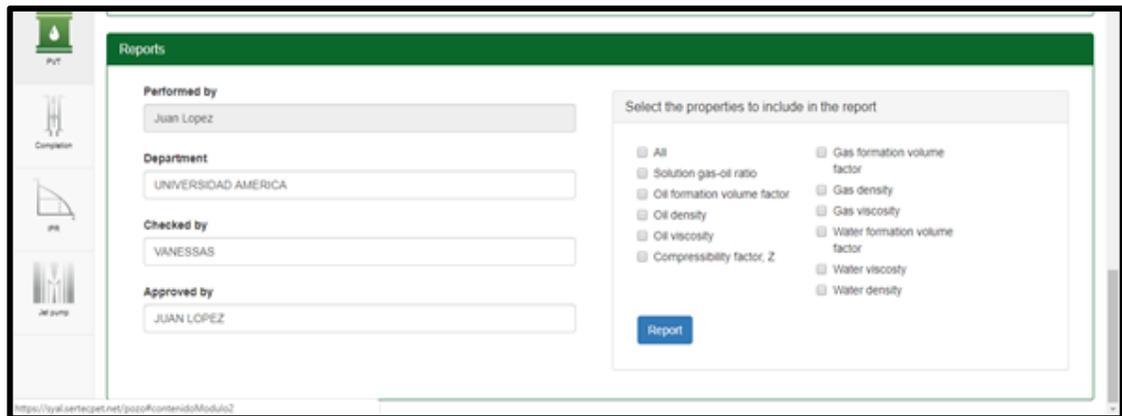
The screenshot shows the SYAL software interface for the PVT section. The interface is organized into several sections with input fields and dropdown menus. On the left, there is a navigation menu with icons for 'Well', 'PVT', 'Completion', 'IPR', and 'IPR-IPR'. The main area contains the following fields:

- Pressure:** 1,887,000 (unit: Psig)
- Temperature:** 207,000 (unit: °F)
- API Gravity:** 21,900 (unit: °API)
- Oil specific gravity:** 0,922 (unit: adim)
- Water cut / BSW:** 96,810 (unit: %)
- Salinity:** 100,000 (unit: ppm)
- Water specific gravity:** 1,000 (unit: adim)
- Separator pressure:** 180,000 (unit: Psig)
- Separator temperature:** 178,000 (unit: °F)
- Gas specific gravity:** 0,770 (unit: adim)
- Solution GOR:** 15,000 (unit: scf/STB)
- Presence of other gases:**
  - N<sub>2</sub>:** 0,180 (unit: fraction)
  - CO<sub>2</sub>:** 0,070 (unit: fraction)

**Fuente:** ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019

Al ingresar la información de las Secciones de Pozo y PVT se genera un reporte parcial o completo de la sección, en la **Figura 35** se muestran la opciones que se pueden seleccionar para el reporte de la sección PVT.

**Figura 35.** Reportes PVT. (Pozo AA\_01)



Fuente: ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019

**3.1.2.3 Sección tres: Equipo de subsuelo.** En esta sección se cargan los datos de trayectoria del pozo, para cada pozo fue ingresada su trayectoria correspondiente, junto con el completamiento de fondo, el cual está especificado en el estado mecánico de pozo. En la **Figura 36** se puede observar que lo primero que solicita esta sección es la carga de los datos de trayectoria del pozo.

**Figura 36.** Sección de equipo de subsuelo. (Pozo AA\_01)

N°	MD (ft)	TVD (ft)	Inclination(°)	Azimuth(°)
1	0.000	0.000	0.000	0.000
2	286.000	285.990	0.646	265.000
3	354.000	353.990	0.800	265.000
4	385.000	384.990	0.700	254.400
5	447.000	446.980	0.400	287.900
6	477.000	476.980	0.600	297.800
7	509.000	508.980	0.200	321.100
8	539.000	538.980	0.400	348.300
9	571.000	570.980	0.500	32.800
10	601.000	600.980	0.800	48.700
11	631.000	630.970	1.200	55.800
12	661.000	660.960	1.800	64.500
13	692.000	691.940	2.900	68.900

Fuente: ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019

Después de cargar la trayectoria el software solicita la información del casing para esta sección, donde se deben ingresar los datos de diámetros, interno y externo, profundidad, rugosidad de la tubería y características del casing, como se muestra en la **Figura 37** En este caso para este pozo solo había un casing, sin embargo puede cambiar según el estado mecánico de cada pozo.

**Figura 37.** Sección de equipo de subsuelo. (Pozo AA\_01)

The screenshot shows the SYAL software interface with the 'Completion tables' section active. The 'Casing' table is displayed with the following data:

Nº	Tool	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Length (ft)	Top TVD (ft)	Bottom TVD (ft)	OD (in)	ID (in)	Flow	Roughness (in)	Description
1	CASING	0 000	5252 000	5252 000	0 000	4996 000	7 000	6 184	SI	0 001	Casing-T

Fuente: ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019

Después de cargar la información del casing se introduce los datos de los intervalos perforados como se muestra en la **Figura 38**, estos también fueron tomados de acuerdo al estado mecánico de cada uno de los pozos.

**Figura 38.** Sección de equipo de subsuelo. (Pozo AA\_01)

The screenshot shows the SYAL software interface with the 'Perforations interval' section active. The table is displayed with the following data:

Nº	Tool	Initial MD (ft)	Final MD (ft)	Thickness (ft)	Mid-point of perforation MD (ft)	Mid-point of perforation TVD (ft)	Open/Closed	Perforation type	Description
1	Perforation 1	4991 000	5003 000	12 000	4997 000	4743 090	Open	TCP	C G in 4 5/8
2	Perforation 2	5047 000	5051 000	4 000	5049 000	4743 090	Open	TCP	Casing gun 4 5/8

Fuente: ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019

Lo siguiente a ingresar en esta sección es la información de tubería de producción, la cual es asumida por los autores, teniendo en cuenta los accesorios comunes en los pozos, en esta se debe especificar en donde va ir la bomba, con un visto se selecciona la posición de esta, como se muestra en la **Figura 39**.

**Figura 39.** Sección de equipo de subsuelo. (Pozo AA\_01)

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)	Out rough (in)
1			Tubing I	0 000	4772 210	4772 210	0 000	4518 310	3 500	2 992	Anular/Tubing	0 002	0 002
2			Sliding sleeve	4772 210	4775 210	3 000	4518 310	4521 310	3 500	2 810	Anular/Tubing	0 002	0 002
3			Tubing II	4775 210	4805 210	30 000	4521 310	4551 310	3 500	2 992	Tubing	0 002	
4			Packer	4805 210	4813 180	7 970	4551 310	4559 280	6 000	2 992	Tubing	0 002	
5			Tubing II	4813 180	4844 000	30 820	4559 280	4590 100	3 500	2 992	Tubing	0 002	
6			Sealing nipple	4844 000	4845 000	1 000	4590 100	4591 100	3 500	2 992	Tubing	0 002	
7			Tubing II	4845 000	4876 000	31 000	4591 100	4622 100	3 500	2 992	Tubing	0 002	
8			Mule shoe	4876 000	4876 500	0 500	4622 100	4622 600	3 500	2 992	Tubing	0 002	

Fuente: ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019

**3.1.2.4 Sección cuatro: IPR.** En esta sección se considera el modelo IPR que se va a trabajar, en este caso se selecciona el modelo Vogel compuesto debido a que este permite trabajar con la ley de Darcy cuando la presión del reservorio se encuentra por encima de la presión de burbuja y cuando se encuentra por debajo pasa a trabajar con la IPR Vogel<sup>28</sup>. En la **Ecuación 5** y la **Ecuación 6** que se presentan a continuación resumen el modelo de IPR Compuesto.

**Ecuación 5.** IPR para presión de fondo fluuyente mayor a presión de burbuja.

$$\text{Para } P_{wf} \geq P_b$$

$$q_o = PI \cdot (\bar{P}_r - P_{wf})$$

Fuente: OILPRODUCTION.Net. Conceptos Well Performace .2008.

Donde,

- q<sub>o</sub>: Caudal de petróleo, BOPD
- PI: Índice de productividad BOPD/psi
- P<sub>r</sub>: Presión promedio del reservorio, psi
- P<sub>wf</sub>: Presión de fondo fluuyente, psi

**Ecuación 6.** IPR para presión de fondo fluuyente menor a presión de burbuja.

<sup>28</sup> OILPRODUCTION.Net. Conceptos Well Performace. 2008. Pg 7.

$$\text{Para } P_{wf} < P_h$$

$$q_o = \left( q_b + \left( \frac{PI \times P_b}{1.8} \right) \right) \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

$$q_b = PI \times (\bar{p}_r - p_b)$$

**Fuente:** OILPRODUCTION.Net. Concepts Well Performace .2008.

Donde,

q<sub>o</sub>: Caudal de petróleo, BOPD

q<sub>b</sub>: Caudal a la presión de burbuja, BPD

PI: Índice de productividad BOPD/psi

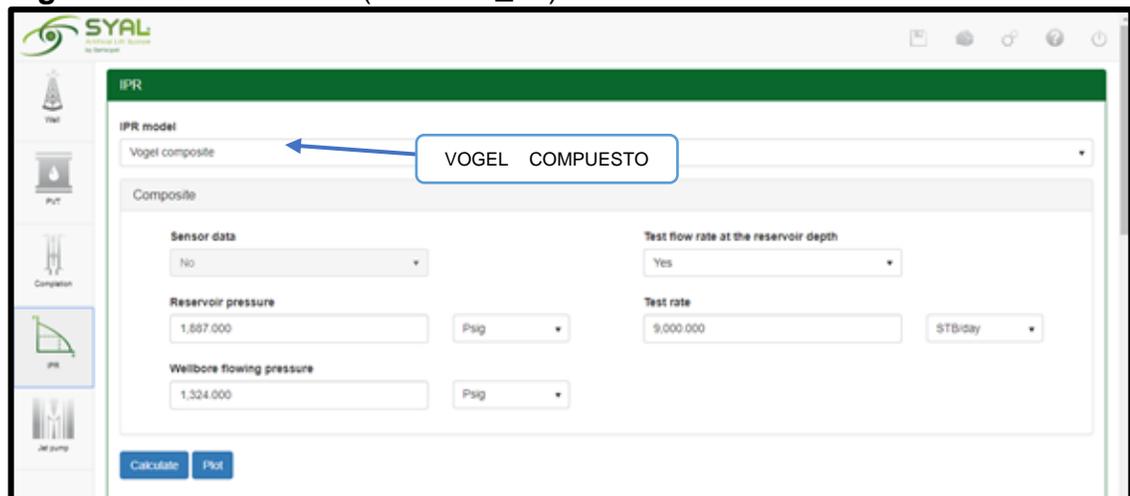
P<sub>b</sub>: Presion de burbuja, psi

P<sub>wf</sub>: Presión de fondo fluyente, psi

P<sub>r</sub>: Presión de fondo fluyente, psi

La selección de este modelo se hace en la parte superior de la ventana de sección IPR, como se muestra en la **Figura 40**.

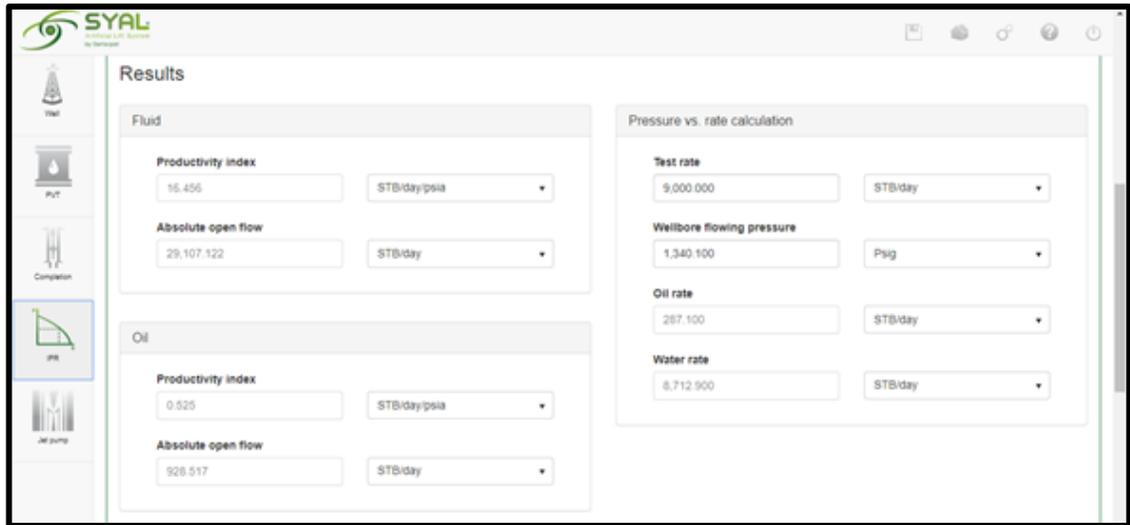
**Figura 40.** Sección IPR. (Pozo AA\_01)



**Fuente:** ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019

Los resultados de la sección IPR del software se presentan como se muestra en la **Figura 41**.

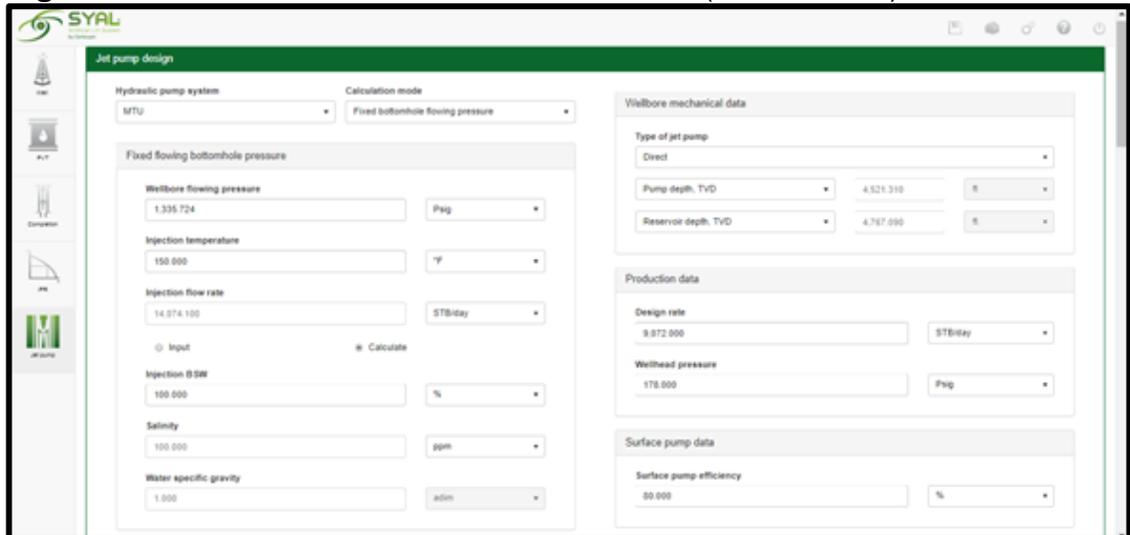
**Figura 41.** Sección IPR resultados. (Pozo AA\_01)



Fuente: ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019

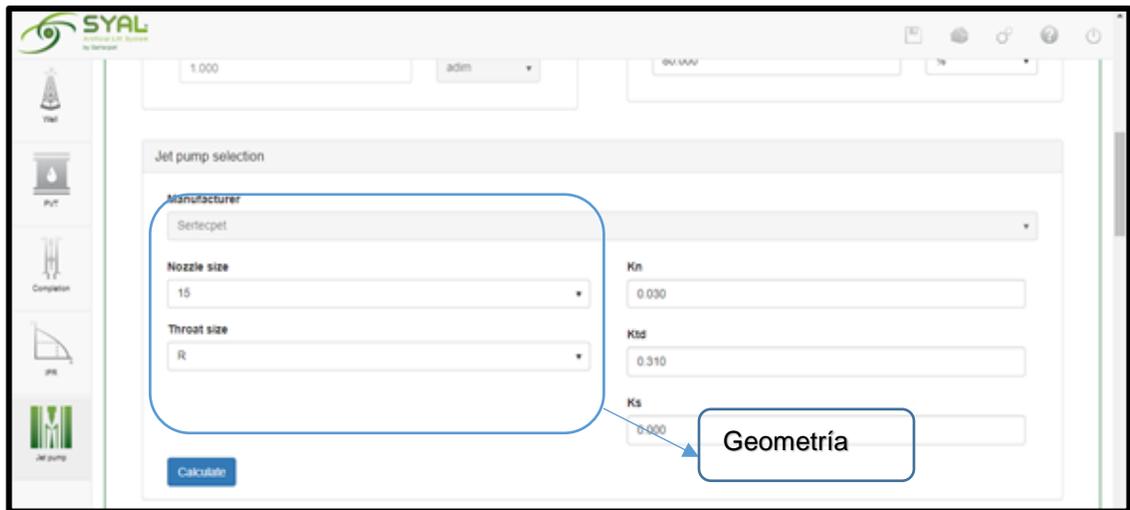
**3.1.2.5 Sección de diseño del levantamiento.** En esta sección se debe cargar la información de presión de fondo fluyente, tasa de producción que se desea, que en este caso es la tasa de producción actual del pozo, el BSW del fluido de inyección, la presión en cabeza, además se debe seleccionar la manera en que producirá el pozo (directa o inversa), la eficiencia deseada para la bomba y tamaño de la boquilla y la garganta, esta geometría se selecciona manualmente desde la opciones desplegadas que allí se presentan. Como se puede observar en la **Figura 42** y **Figura 43**.

**Figura 42.** Sección de diseño del levantamiento. (Pozo AA\_01)



Fuente: ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. 2019.

**Figura 43.** Sección de diseño del levantamiento. (Pozo AA\_01)



Fuente: ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. 2019.

Los resultados se muestran en una tabla después de haber seleccionado la boquilla y garganta, arrojando datos de presión de inyección, caudal, presión de succión y descarga, entre otros. Como se muestra en la **Figura 44**.

**Figura 44.** Resultados de la sección de diseño del levantamiento. (Pozo AA\_01)

Best geometry	Geometry	Injection pressure (Psi)	Injection rate (STB/day)	Design rate (STB/day)	Wellbore flowing pressure (Psi)	Pump suction pressure (Psi)	Pump discharge pressure (Psi)	Cavitation rat (STB/day)
<input checked="" type="checkbox"/>	15S	4945.745	7912.739	9072.000	1461.684	1349.533	2237.657	11465.876
<input type="checkbox"/>	16T	4951.830	11462.944	9072.000	1335.725	1223.654	2307.147	12261.872
<input type="checkbox"/>	15T	5463.150	8378.004	9072.000	1335.725	1223.654	2246.074	13764.552
<input type="checkbox"/>	15U	5939.422	8708.057	9072.000	1335.725	1223.654	2252.169	17186.907
<input type="checkbox"/>	14T	6248.906	6969.199	9072.000	1335.725	1223.654	2221.072	14489.595
<input type="checkbox"/>	16U	5187.724	11709.446	9072.000	1335.725	1223.654	2312.431	15684.226
<input type="checkbox"/>	17T	5119.666	14074.104	9072.000	1335.725	1223.654	2366.086	11131.105

Fuente: ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019

Para seleccionar la geometría de la bomba, se tuvieron en cuenta dos parámetros principales, inicialmente la presión de inyección requerida, esta no debe ser mayor a la presión de inyección disponible en el campo (2000 psia) y que además después de una corrida inicial para todos los pozos; que se presentará en el siguiente ítem del capítulo; se pueda probar que esta puede ser puesta por uno de los pozos con bombeo ESP sin que se pierda producción de este mismo.

Por otra parte se tiene en cuenta el caudal de inyección requerido, es este caso igualmente que con la presión de inyección requerida, se buscara un pozo que tenga

como producción este mismo caudal, por tanto se hará la selección de escenarios que cumplan con estas características, teniendo en cuenta además que por disponibilidad es necesario que los pozos se encuentren en el mismo cluster.

Los clusters del campo Caracara Sur A se encuentran conformados como se presenta en la **Tabla 11**.

**Tabla 11.** Clusters del campo Caracara Sur A.

CLUSTER 1	CLUSTER 2	CLUSTER 3	CLUSTER 4
AA_01	AA_10	AA_11	AA_13
AA_02	AA_14	AA_16	AA_19
AA_03	AA_18	AA_17	AA_20
AA_04			AA_21
			AA_22

**Fuente:** elaboración propia.

También se tiene en cuenta el caudal de cavitación que generara la bomba seleccionada, que en este caso será un 25% mayor al caudal deseado, esto debido a que es factor de tolerancia que maneja la empresa Cepsa, otros parámetros, como lo es la eficiencia de la bomba pasaran a segundo plano en este caso.

En los resultados de esta sección de permite observar varias opciones de geometría de bombas con el fin de elegir la que se considere más apropiada.

La correcta selección de la geometría (configuración boquilla garganta) de la bomba Jet Pump, es necesaria pues de esta depende la presión que se requiere en superficie y el caudal de cavitación, estos dos parámetros ya definidos anteriormente, en la **Tabla 12**, se muestran las referencias y diámetros usados en la industria para estas configuraciones.

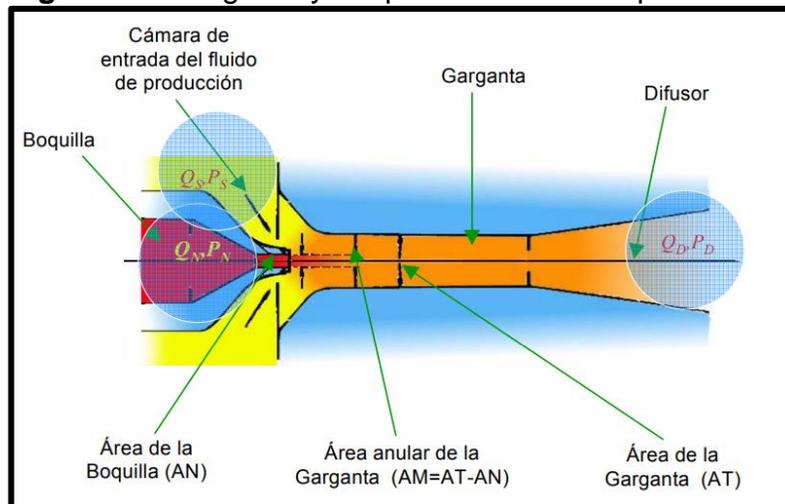
**Tabla 12.** Configuraciones boquilla garganta

Tamaños de garganta y boquilla Diametros(in)							
Boquilla		Garganta		Boquilla		Garganta	
No.	Diame. In	No.	Diame. In	No.	Diame. In	No.	Diame. In
1	0.0553	1	0.087	14	0.2901	14	0.459
2	0.0628	2	0.099	15	0.3297	15	0.521
3	0.0714	3	0.113	16	0.3766	16	0.592
4	0.0814	4	0.128	17	0.4280	17	0.673
5	0.0924	5	0.146	18	0.4863	18	0.765
6	0.1046	6	0.166	19	0.5528	19	0.873
7	0.1189	7	0.188	20	0.6282	20	0.988
8	0.1354	8	0.214	21	0.7139	21	1.123
9	0.1530	9	0.243	22	1.2189	22	1.282
10	0.1739	10	0.276	23	1.3853	23	1.457
11	0.1977	11	0.314	24	1.5743	24	1.656
12	0.2246	12	0.357	25	1.7891	25	1.882
13	0.2553	13	0.405	26	2.0333	26	2.139

Fuente: Cepsa S.A.. 2019

Las referencias usadas por el software SYAL para la garganta de la bomba se presentan utilizando las letras en orden alfabético en lugar de los números del 1 al 26 como se presenta en la **Tabla 12**. Estas configuraciones permiten que el fluido gane energía potencial, debido al cambio de áreas entre la garganta y el difusor. La **Figura 45** presenta el funcionamiento de la garganta y boquilla en la bomba tipo Jet.

**Figura 45.** Garganta y Boquilla en Bomba Tipo Jet.



Fuente: CASTILLO, V. Nomenclatura y formulación. Bombeo Hidráulico JET.2009.

De acuerdo con OIL WELL HYDRAULICS, INC<sup>29</sup>, se encuentra una relación entre la boquilla y la garganta que se representa mediante la **Ecuación 7**.

**Ecuación 7.** Relación boquilla- garganta.

$$R = A_n / A_t$$

Donde,

*A<sub>n</sub>*: Área de la boquilla

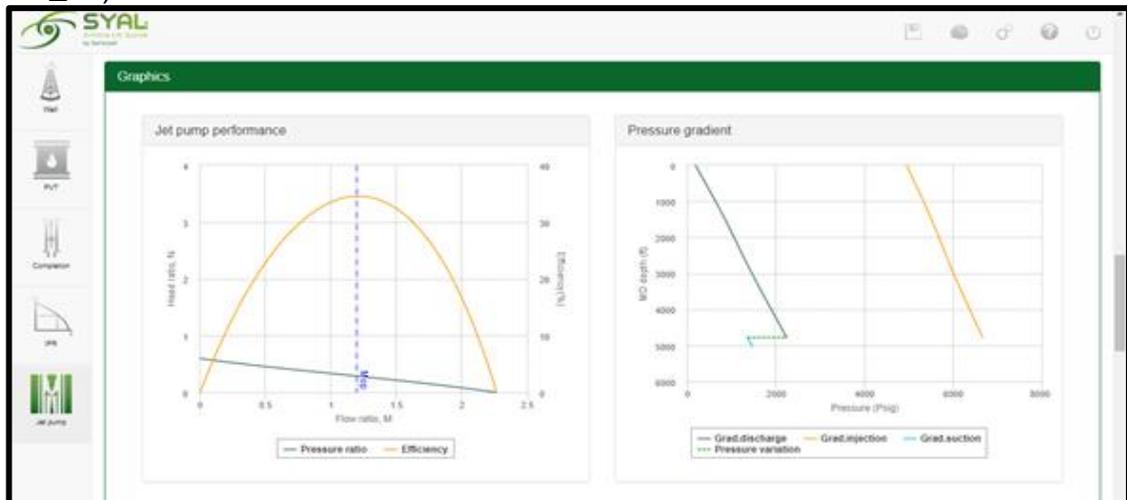
*A<sub>t</sub>*: Área de la garganta

**Fuente:** OIL WELL HYDRAULICS, INC.  
Manual de bombeo hidráulico. 1991

La relación de área que se usa suele oscilar entre 0.400 y 0.235. En pozos profundos la relación de área normalmente usada es mayor a 0.400, permitiendo grandes levantamientos, esto también aplica cuando la presión del fluido motriz disponible es baja. Relaciones de área menores a 0.235 son usadas para pozos de baja profundidad o también cuando la presión de inyección es baja, esto porque requiere un área anular mayor para que el fluido pase reduciéndose así el potencial de cavitación, llegando a producir más volumen de fluido de producción que del usado como fluido motriz

El software SYAL aparte de esta tabla de resultados, también arroja gráficos resumiendo de forma clara y ordenada la simulación del levantamiento, como se muestra en la **Figura 46**.

**Figura 46.** Graficas de los resultados sección de diseño del levantamiento. (Pozo AA\_01).



**Fuente:** ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019

<sup>29</sup> OIL WELL HYDRAULICS, INC. Manual de bombeo hidráulico. 1991. Pg 17.

### 3.2 RESULTADOS INICIALES DE LA CORRIDAS DE BOMBEO HIDRÁULICO

El estudio inicial se realizó a los 15 pozos activos en el campo Caracara Sur A, es decir que para cada uno se realizó la corrida con las condiciones dinámicas de flujo actuales, es decir manteniendo la producción actual de estos y con esto determinar que pozos logran ser candidatos para implementar la instalación de una Jet Pump.

De la **Tabla 13** a la **Tabla 24** se muestran los resultados para todos los pozos del campo Caracara Sur A clasificados por cluster, estos con diferentes combinaciones de boquilla y garganta que cumplen con las condiciones operativas actuales de cada pozo.

#### Cluster 1.

**Tabla 13. Resultados Pozo AA\_01.**

POZO AA_01										
Geometría	Presión de inyección (Psig)	Tasa de inyección (STB/día)	Tasa de diseño (STB/día)	Presión de fondo fluyente(Psig)	Presión de succión de la bomba (Psig)	Presión de descarga de la bomba (Psig)	Tasa de Cavitación( STB/día)	Eficiencia de la bomba Jet (%)	Potencia requerida (HP)	Tipo de Bomba Jet
15S	4945.745	7912.739	9072	1461.684	1349.533	2237.657	11465.876	24.015	834.077	Direct
16T	4951.838	11462.944	9072	1335.725	1223.654	2307.147	12261.872	21.927	1209.786	Direct
15T	5463.15	8378.004	9072	1335.725	1223.654	2246.074	13764.552	23.618	975.235	Direct
15U	5939.422	8708.057	9072	1335.725	1223.654	2252.169	17186.907	20.977	1101.787	Direct
14T	6248.986	6959.199	9072	1335.725	1223.654	2221.072	14489.595	23.505	926.292	Direct
16U	5187.724	11709.446	9072	1335.725	1223.654	2312.431	15684.226	20.537	1294.496	Direct
17T	5119.666	14074.104	9072	1335.725	1223.654	2366.086	11131.105	19.6	1535.558	Direct
15S	5321.671	8287.322	9072	1324	1211.936	2244.419	10876.801	24.779	939.764	Direct

**Fuente:** ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019

**Tabla 14. Resultados Pozo AA\_02.**

POZO AA_02										
Geometría	Presión de inyección (Psig)	Tasa de inyección (STB/día)	Tasa de diseño (STB/día)	Presión de fondo fluyente(Psig)	Presión de succión de la bomba (Psig)	Presión de descarga de la bomba (Psig)	Tasa de Cavitación( STB/día)	Eficiencia de la bomba Jet (%)	Potencia requerida (HP)	Tipo de Bomba Jet
17R	2581.962	11004.003	2780	782.499	655.081	2124.962	4343.167	20.286	607.19	Direct
16R	2683.541	9196.736	2780	782.499	655.081	2101.111	5173.195	20.877	527.318	Direct
16Q	2532.15	9014.755	2780	782.499	655.081	2098.878	2490.083	22.707	487.883	Direct
15P	2625.112	6361.316	2780	782.499	655.081	2069.612	2514.901	27.628	356.844	Direct
19S	3488.588	17829.547	2780	782.499	655.081	2242.2	3573.806	13.374	1327.317	Direct
16S	3059.699	9642.83	2780	782.499	655.081	2106.72	6918.734	17.278	629.975	Direct
15Q	2677.746	6406.589	2780	782.499	655.081	2070.059	3593.109	26.86	366.549	Direct
15R	3376.394	6970.974	2780	782.499	655.081	2075.781	6276.221	19.35	502.333	Direct

**Fuente:** ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019

**Tabla 15. Resultados Pozo AA\_03.**

POZO AA_03										
Geometría	Presión de inyección (Psig)	Tasa de inyección (STB/día)	Tasa de diseño (STB/día)	Presión de fondo fluyente(Psig)	Presión de succión de la bomba (Psig)	Presión de descarga de la bomba (Psig)	Tasa de Cavitación( STB/día)	Eficiencia de la bomba Jet (%)	Potencia requerida (HP)	Tipo de Bomba Jet
14N	1729.853	4788.628	523	264.457	157.719	2219.907	648.662	15.779	177.522	Direct
14O	2115.422	5046.183	523	264.457	157.719	2221.698	1107.369	11.956	228.415	Direct
15O	1743.006	6145.39	523	264.457	157.719	2230.103	835.803	12.927	229.537	Direct
16P	1774.1	8828.257	523	264.457	157.719	2255.861	720.423	10.428	335.579	Direct
13M	2093.048	3469.732	523	264.457	157.719	2211.692	713.388	16.854	155.408	Direct
13N	2407.139	3607.247	523	264.457	157.719	2212.473	941.334	13.949	185.643	Direct
12M	3071.193	2695.695	523	264.457	157.719	2207.533	908.971	14.181	176.771	Direct

**Fuente: ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019**

**Cluster 2.**

**Tabla 16. Resultados Pozo AA\_10.**

POZO AA_10										
Geometría	Presión de inyección (Psig)	Tasa de inyección (STB/día)	Tasa de diseño (STB/día)	Presión de fondo fluyente(Psig)	Presión de succión de la bomba (Psig)	Presión de descarga de la bomba (Psig)	Tasa de Cavitación( STB/día)	Eficiencia de la bomba Jet (%)	Potencia requerida (HP)	Tipo de Bomba Jet
9M	5713.071	1468.377	2328	1202.694	967.746	2059.405	2699.542	32.135	178.724	Direct
9N	6132.112	1515.667	2328	1202.694	967.746	2059.765	3240.117	29.024	197.976	Direct
10N	5296.23	1678.439	2328	1202.694	967.746	2061.038	3150.021	30.399	189.424	Direct
10M	4983.133	1634.562	2328	1202.694	967.746	2060.707	2609.446	33.171	173.597	Direct
11M	3950.543	2020.015	2328	1202.694	967.746	2063.68	2395.885	34.135	170.209	Direct
11N	4084.785	2049.359	2328	1202.694	967.746	2063.901	2936.461	32.53	178.528	Direct
12M	3319.315	2504.61	2328	1202.694	967.746	2067.41	2155.629	33.219	177.446	Direct
14P	2264.452	4535.563	2328	1202.694	967.746	2083.883	3687.26	28.941	219.666	Direct

**Fuente: ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019**

**Tabla 17. Resultados Pozo AA\_14**

POZO AA_14										
Geometría	Presión de inyección (Psig)	Tasa de inyección (STB/día)	Tasa de diseño (STB/día)	Presión de fondo fluyente(Psig)	Presión de succión de la bomba (Psig)	Presión de descarga de la bomba (Psig)	Tasa de Cavitación( STB/día)	Eficiencia de la bomba Jet (%)	Potencia requerida (HP)	Tipo de Bomba Jet
15S	2822.6	6195.761	3934	1217.004	582.27	1462.149	7578.46	21.948	373.558	Direct
15T	3249.842	6558.269	3934	1217.004	582.27	1462.428	9545.369	17.945	454.956	Direct
14R	3059.735	4981.212	3934	1217.004	582.27	1461.217	6432.182	24.679	325.431	Direct
12Q	4683.876	2780.898	3934	1217.004	582.27	1459.434	4801.341	28.133	277.658	Direct
12R	5988.745	3106.765	3934	1217.004	582.27	1459.689	7336.179	19.742	396.34	Direct
13Q	3418.632	3584.726	3934	1217.004	582.27	1460.143	4439.222	30.19	261.535	Direct
13R	4270.63	3853.658	3934	1217.004	582.27	1460.344	6974.059	22.414	350.926	Direct
14Q	2630.041	4688.239	3934	1217.004	582.27	1460.997	3897.345	30.619	263.482	Direct
14R	3059.735	4981.212	3934	1217.004	582.27	1461.217	6432.182	24.679	325.431	Direct
14S	3485.796	5244.421	3934	1217.004	582.27	1461.412	8081.259	20.527	390.109	Direct
14T	4063.887	5488.692	3934	1217.004	582.27	1461.594	10048.168	16.766	475.704	Direct

**Fuente: ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019**

**Tabla 18. Resultados Pozo AA\_18.**

POZO AA_18										
Geometría	Presión de inyección (Psig)	Tasa de inyección (STB/día)	Tasa de diseño (STB/día)	Presión de fondo fluyente(Psi g)	Presión de succión de la bomba (Psig)	Presión de descarga de la bomba (Psig)	Tasa de Cavitación( STB/día)	Eficiencia de la bomba Jet (%)	Potencia requerida (HP)	Tipo de Bomba Jet
18U	3903.596	16768.793	2269	269	111.98	1966.166	4380.33	10.288	1396.232	Direct
17U	4094.787	14188.21	2269	269	111.98	1961.645	4881.876	9.959	1239.007	Direct
16T	3799.112	11460.951	2269	269	111.98	1957.189	4113.175	12.21	928.835	Direct
15T	5103.275	8800.91	2269	269	111.98	1953.034	4617.241	10.635	957.16	Direct
15S	4234.804	8200.783	2269	269	111.98	1952.152	3665.817	13.802	740.546	Direct
16S	3195.42	10798.183	2269	269	111.98	1956.184	3161.752	15.632	736.598	Direct
17T	3429.305	13331.884	2269	269	111.98	1960.159	3733.866	12.918	975.694	Direct
17V	4943.259	14961.73	2269	269	111.98	1962.919	6260.495	7.617	1576.316	Direct

**Fuente:** ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019

**Cluster 3.**

**Tabla 19. Resultados Pozo AA\_11.**

POZO AA_11										
Geometría	Presión de inyección (Psig)	Tasa de inyección (STB/día)	Tasa de diseño (STB/día)	Presión de fondo fluyente(Psi g)	Presión de succión de la bomba (Psig)	Presión de descarga de la bomba (Psig)	Tasa de Cavitación( STB/día)	Eficiencia de la bomba Jet (%)	Potencia requerida (HP)	Tipo de Bomba Jet
11J	2157.077	1814.734	287	304.121	181.17	2147.208	431.889	17.095	83.75	Direct
10J	2973.348	1468.969	287	304.121	181.17	2145.86	528.199	14.7	93.274	Direct
9J	3568.585	1310.458	287	304.121	181.17	2145.054	568.83	13.507	99.784	Direct
12J	1733.999	2220.036	287	304.121	181.17	2148.34	323.541	18.163	82.496	Direct
12K	1995.381	2306.681	287	304.121	181.17	2148.532	516.16	14.813	98.528	Direct
11I	1935.933	1760.266	287	304.121	181.17	2147.036	313.007	19.966	72.965	Direct
11K	2617.115	1923.893	287	304.121	181.17	2147.53	624.509	12.973	107.596	Direct
12K	1995.381	2306.681	287	304.121	181.17	2148.532	516.16	14.813	98.528	Direct

**Fuente:** ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019

**Tabla 20. Resultados Pozo AA\_16.**

POZO AA_16										
Geometría	Presión de inyección (Psig)	Tasa de inyección (STB/día)	Tasa de diseño (STB/día)	Presión de fondo fluyente(Psi g)	Presión de succión de la bomba (Psig)	Presión de descarga de la bomba (Psig)	Tasa de Cavitación( STB/día)	Eficiencia de la bomba Jet (%)	Potencia requerida (HP)	Tipo de Bomba Jet
15Q	2604.544	6626.458	1240	371	120.414	1963.982	1658.015	16.104	368.821	Direct
15R	3723.825	7363.543	1240	371	120.414	1964.701	2896.119	9.755	584.986	Direct
14Q	3278.396	5580.36	1240	371	120.414	1962.829	1903.6	14.391	390.504	Direct
16R	2736.64	9655.399	1240	371	120.414	1967.051	2387.135	11.44	564.512	Direct
13P	3964.933	4033.001	1240	371	120.414	1961.084	1670.74	15.868	341.059	Direct
13Q	4807.397	4339.3	1240	371	120.414	1961.44	2168.272	12.074	444.646	Direct
14R	4773.841	6280.917	1240	371	120.414	1963.52	3141.704	8.573	639.124	Direct

**Fuente:** ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019

**Tabla 21. Resultados Pozo AA\_17.**

POZO AA_17										
Geometría	Presión de inyección (Psig)	Tasa de inyección (STB/día)	Tasa de diseño (STB/día)	Presión de fondo fluyente(Psi g)	Presión de succión de la bomba (Psig)	Presión de descarga de la bomba (Psig)	Tasa de Cavitación( STB/día)	Eficiencia de la bomba Jet (%)	Potencia requerida (HP)	Tipo de Bomba Jet
16T	3793.689	10938.078	2110	329.73	71.919	1813.823	3378.901	10.607	885.199	Direct
16U	4614.361	11541.75	2110	329.73	71.919	1814.52	4321.971	8.166	1135.333	Direct
17T	3316.246	12658.253	2110	329.73	71.919	1815.915	3067.305	11.345	895.983	Direct
17U	4014.998	13543.495	2110	329.73	71.919	1817.028	4010.375	8.644	1159.743	Direct
18U	3669.868	15907.101	2110	329.73	71.919	1820.215	3598.364	9.061	1245.478	Direct
18V	4457.056	17068.568	2110	329.73	71.919	1821.866	4730.876	6.817	1621.936	Direct
19U	3695.39	19120.97	2110	329.73	71.919	1825.027	3066.27	8.922	1507.485	Direct

**Fuente:** ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019

**Cluster 4.**

**Tabla 22. Resultados Pozo AA\_19.**

POZO AA_19										
Geometría	Presión de inyección (Psig)	Tasa de inyección (STB/día)	Tasa de diseño (STB/día)	Presión de fondo fluyente(Psi g)	Presión de succión de la bomba (Psig)	Presión de descarga de la bomba (Psig)	Tasa de Cavitación( STB/día)	Eficiencia de la bomba Jet (%)	Potencia requerida (HP)	Tipo de Bomba Jet
10J	1955.882	1202.965	306	801	662.532	1956.279	974.183	17.813	50.374	Direct
11J	1418.31	1492.954	306	801	662.532	1957.821	796.555	20.236	45.462	Direct
12J	1148.227	1835.705	306	801	662.532	1959.429	596.722	20.835	45.364	Direct
11K	1703.658	1573.463	306	801	662.532	1958.204	1151.812	15.819	57.455	Direct
11I	1294.566	1456.306	306	801	662.532	1957.643	577.294	22.87	40.517	Direct
11H	1282.415	1452.769	306	801	662.532	1957.626	380.237	23.16	40.044	Direct
12I	1173.842	1845.127	306	801	662.532	1959.471	377.461	20.236	46.601	Direct
12K	1295.3	1893.615	306	801	662.532	1959.685	951.98	17.724	52.713	Direct

**Fuente:** ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019

**Tabla 23. Resultados Pozo AA\_20.**

POZO AA_20										
Geometría	Presión de inyección (Psig)	Tasa de inyección (STB/día)	Tasa de diseño (STB/día)	Presión de fondo fluyente(Psi g)	Presión de succión de la bomba (Psig)	Presión de descarga de la bomba (Psig)	Tasa de Cavitación( STB/día)	Eficiencia de la bomba Jet (%)	Potencia requerida (HP)	Tipo de Bomba Jet
8F	1527.4	713.978	317	1272.914	1008.222	1911.28	397.661	29.127	23.397	Direct
8G	1533.322	715.128	317	1272.914	1008.222	1911.283	642.375	28.956	23.524	Direct
7F	1596.337	641.415	317	1272.914	1008.222	1911.093	445.244	30.864	21.958	Direct
7G	1692.946	654.673	317	1272.914	1008.222	1911.128	689.959	28.362	23.756	Direct
6F	1728.893	574.147	317	1272.914	1008.222	1910.893	492.828	31.587	21.273	Direct
6G	1910.915	595.118	317	1272.914	1008.222	1910.956	737.542	27.354	24.352	Direct
5F	2065.553	482.179	317	1272.914	1008.222	1910.567	560.804	31.033	21.315	Direct
4F	2711.925	391.014	317	1272.914	1008.222	1910.162	628.78	28.702	22.656	Direct

**Fuente:** ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019

**Tabla 24. Resultados Pozo AA\_21.**

POZO AA_21										
Geometría	Presión de inyección (Psig)	Tasa de inyección (STB/día)	Tasa de diseño (STB/día)	Presión de fondo fluyente(Psi g)	Presión de succión de la bomba (Psig)	Presión de descarga de la bomba (Psig)	Tasa de Cavitación( STB/día)	Eficiencia de la bomba Jet (%)	Potencia requerida (HP)	Tipo de Bomba Jet
12L	2396.786	2401.241	1329	832.304	605.934	1852.536	1282.348	31.25	123.049	Direct
16P	1654.537	8189.997	1329	832.304	605.934	1857.476	1353.736	16.114	290.509	Direct
15O	1557.761	5605.911	1329	832.304	605.934	1855.412	1570.545	22.897	187.32	Direct
14N	1781.402	4556.69	1329	832.304	605.934	1854.577	1218.891	23.466	173.916	Direct
13M	1974.989	3244.361	1329	832.304	605.934	1853.434	1340.516	28.724	137.174	Direct

**Fuente:** ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019

Los pozos AA\_04, AA\_13 y AA\_22, no fue posible realizar las corridas para bombeo hidráulico, pues no permitieron la validación en la sección de PVT y a partir de allí arrojaba error, por lo cual no se tienen resultados de estos pozos y se descartan para implementar la bomba Jet.

A partir de los resultados presentados en las **Tablas 13 a 24**, se analizaron las columnas de presión de inyección y caudal de inyección, determinando así cuales son viables para una instalación de bomba Jet y cuales por los valores requeridos en estos parámetros no aplican para llevar a cabo el cambio de sistema de levantamiento pues o manejan presiones de inyección demasiado altas por encima de 2000 psi y que se encuentran fuera de la disponible operativamente en el campo, o requieren un caudal de inyección también alto superior a los 10000 barriles de fluido por día, por lo que no sería posible la búsqueda de un pozo que sirva de alimentador con su producción para la bomba Jet. En la **Tabla 25** se resumen los escenarios posibles de pozos productores y alimentadores, luego de realizar el análisis de cada pozo del campo.

**Tabla 25. Escenarios de predilectos para desarrollo del proyecto.**

ESCENARIO	CLUSTER	POZO	TIPO DE POZO
1	1	AA_03	Productor
		AA_01	Alimentador
2	2	AA_18	Productor
		AA_14	Alimentador
3	3	AA_11	Productor
		AA_17	Alimentador
4	4	AA_19	Productor
		AA_22	Alimentador
5	4	AA_20	Productor
		AA_13	Alimentador

**Fuente:** elaboración propia.

Estos escenarios fueron planteados, teniendo en cuenta inicialmente que los pozos se encontraran en el mismo clúster, luego de realizar las corridas de Jet-Pump,

donde se manejaron los mismos parámetros de presión y producción manejados con el sistema de levantamiento actual. Al realizar las corridas se evidencia que los pozos con baja producción y bajo índice de productividad son los más aptos para implementar un sistema Jet.Pump y correlacionando que los resultados se encuentren dentro de la presión inyección operativa en el campo; los pozos que poseen alta producción, no son viables al cambio pues con el fin de no sacrificar producción, estos requerirían presiones de inyección fuera del límite (2000 psi) o ya sean tasas de inyección muy altas (> a 9000 bfpd).

Los nuevos modelos se realizaron de igual manera manteniendo la producción actual y el cambio que se hizo fue en la opción del BS&W del fluido de inyección donde se ingreso el valor de BS&W del fluido producido por el pozo definido como alimentador puesto que en la corrida inicial se manejó BS&W del 100% pues se consideró el modelo inicial con inyección de agua, al ingresar estos valores y nuevamente con la producción actual resultan presiones y caudales de inyección que pueden ser generados por los pozos seleccionados como alimentadores.

Los BS&W manejados en la nuevas corridas se presentan de la **Tabla 26**.

**Tabla 26.** BS&W de los pozos alimentadores.

Pozo Alimentador	BS&W para el modelo (%)
AA_01	96.81
AA_14	96.98
AA_17	94.89
AA_22	94.96
AA_13	90.12

**Fuente:** elaboración propia.

Con base en los resultados obtenidos en la parte final de este capítulo, y como se presentó anteriormente los, escenarios planteados serán a los que se les realizaran corridas de flujo nuevas y en los cuales se enfatizará en el siguiente capítulo.

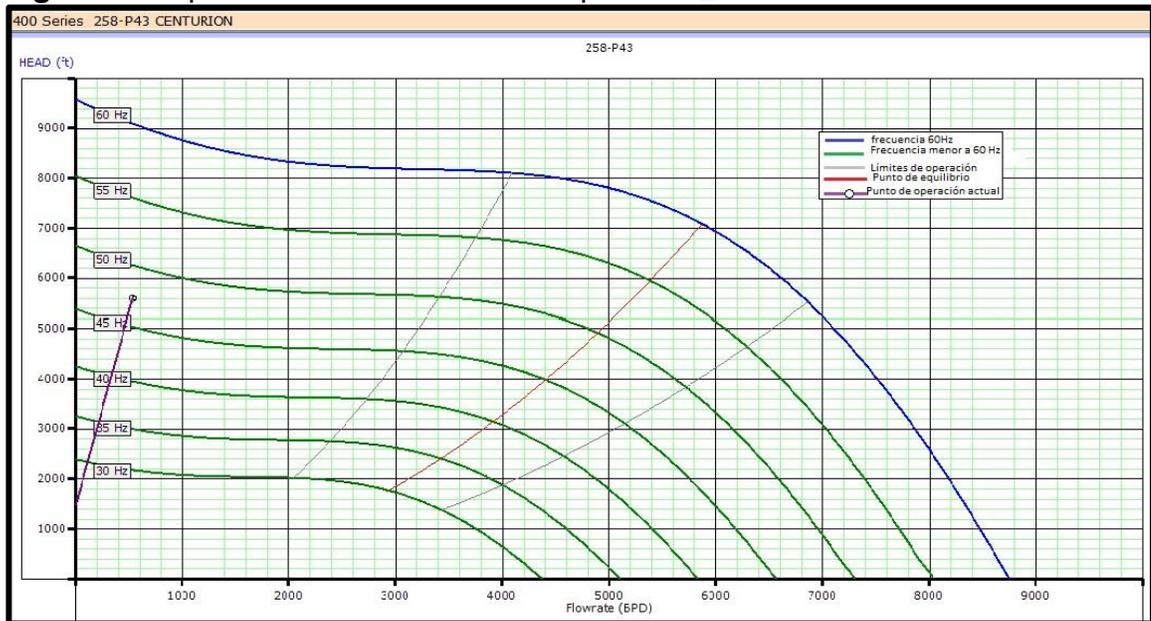
### **3.3 MODELAMIENTO DE LOS POZOS PRODUCTORES DE LOS ESCENARIOS PLANTEADOS POR CLUSTER**

En este capítulo se presentan las gráficas del funcionamiento actual de las bombas electrosumergibles en los cinco pozos que se seleccionaron como productores en la parte final del capítulo 3 con el fin de generar posteriormente una comparación con los resultados de los nuevos modelos con Jet pump de los mismos pozos.

**3.3.1 Curvas y parámetros de operación actual de las bombas electrosumergibles de los pozos candidatos.** Los gráficos de operación de cada una de las bombas electrosumergibles de los cinco pozos fueron suministrados por la empresa CEPESA y son presentados en los siguientes numerales, no se pudo realizar ninguna sensibilidad, por tanto la comparación posterior se realizará con base en estos casos.

**3.3.1.1 Bomba electrosumergible del pozo AA\_03.** Este pozo trabaja con una bomba Centurion P64 serie 400, a una frecuencia 47.4 Hz, cuenta con 258 etapas; el voltaje de motor y la corriente de motor actuales son de 1890 V. y 40 A respectivamente. El consumo energético actual es de 104.75 kWh y genera una producción de 534.23 BFPD con una presión de cabeza de 223 psi. Como se observa en la Figura 47, esta bomba está operando downthrust severo, es decir que la producción está debajo de la producción para la cual fue diseñada, en este punto es posible que el desgaste de la bomba sea alto y pueda dañarse.

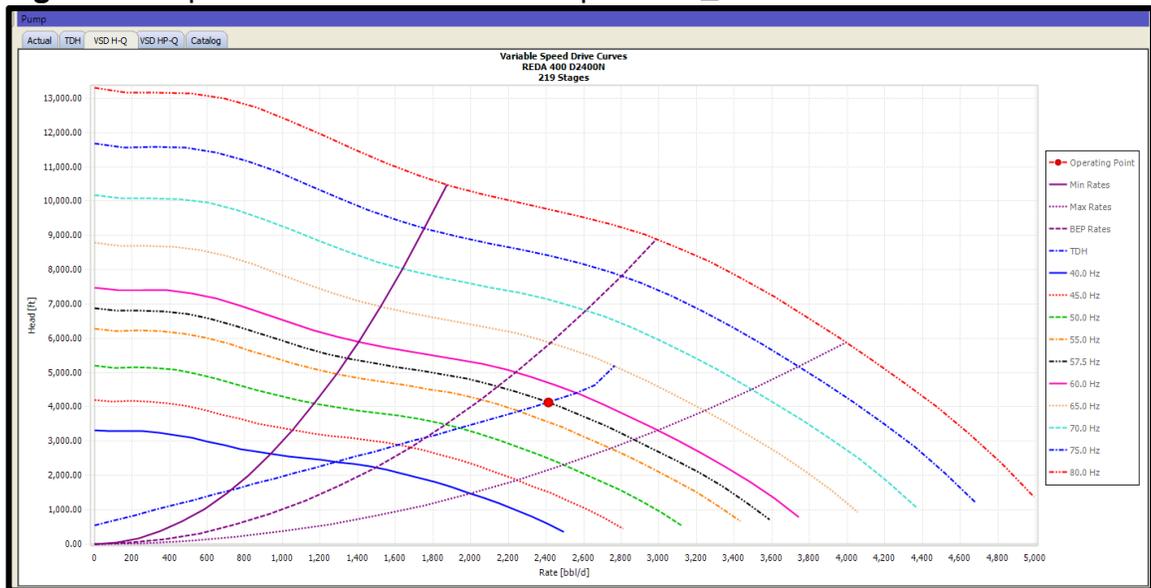
**Figura 47.** Operación de la bomba en el pozo AA\_03



**Fuente:** Centrilift AutograhPC. Baker Hughes. Cepsa. 2019

**3.3.1.2 Bomba electrosumergible del pozo AA\_18.** Este pozo trabaja con una bomba REDA 400 D2400N, a una frecuencia 57.5. Hz, cuenta con 219 etapas; el voltaje de motor y la corriente de motor actuales son de 2262 Volt. y 37.7 Amp respectivamente. El consumo energético actual es de 118.16 kWh y genera una producción de 2269.46 bfpd con una presión de cabeza de 120 psi. Como se observa en la Figura 48, esta bomba está operando por encima del punto de equilibrio; aunque levemente, si está generándose desgaste de la misma; pero si se considera que ya está upthrust por tanto está produciendo mayor cantidad de fluido que para el que fue diseñado.

**Figura 48.** Operación de la bomba en el pozo AA\_18.



**Fuente:** DesignPro. Schlumberger. Cepsa. 2019.

**3.3.1.3 Bomba electrosumergible del pozo AA\_11.** Este pozo trabaja con una bomba Centurion Flex10 serie 400, a una frecuencia 47. 55.1 Hz, cuenta con 212 etapas; el voltaje de motor y la corriente de motor actuales son de 1085 V. y 45.3 A respectivamente. El consumo energético actual es de 68.10 kWh y genera una producción de 287 BFPD con una presión de cabeza de 228 psi. Como se observa en la **Figura 49**, esta bomba está operando por debajo del punto de equilibrio pero dentro de los límites de eficiencia en la zona downthrust, generando un desgaste en la bomba.

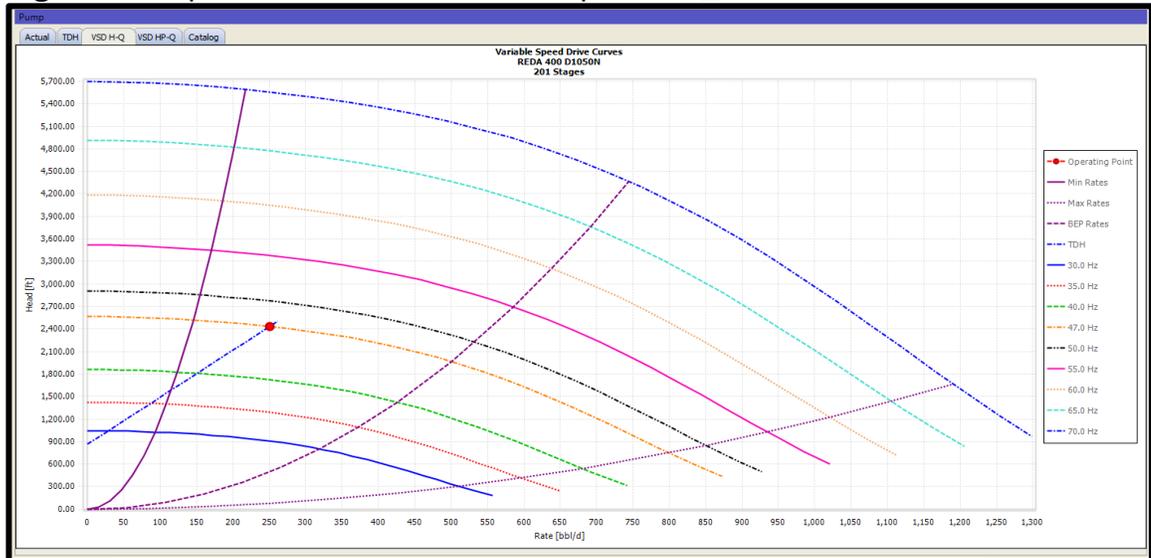
**Figura 49.** Operación de la bomba en el pozo AA\_11.



Fuente: Centrilift AutographPC. Baker Hughes. Cepsa. 2019

**3.3.1.4 Bomba electrosumergible del pozo AA\_19.** Este pozo trabaja con una bomba REDA 400 D1050N, a una frecuencia 47 Hz, cuenta con 201 etapas; el voltaje de motor y la corriente de motor actuales son de 2779 V. y 12.6 A respectivamente. El consumo energético actual es de 48.52 kWh y genera una producción de 306 BFPD con una presión de cabeza de 120 psi. Como se observa en la **Figura 50**, esta bomba está operando por debajo del punto de equilibrio en la zona de downthrust, generando desgaste de la bomba.

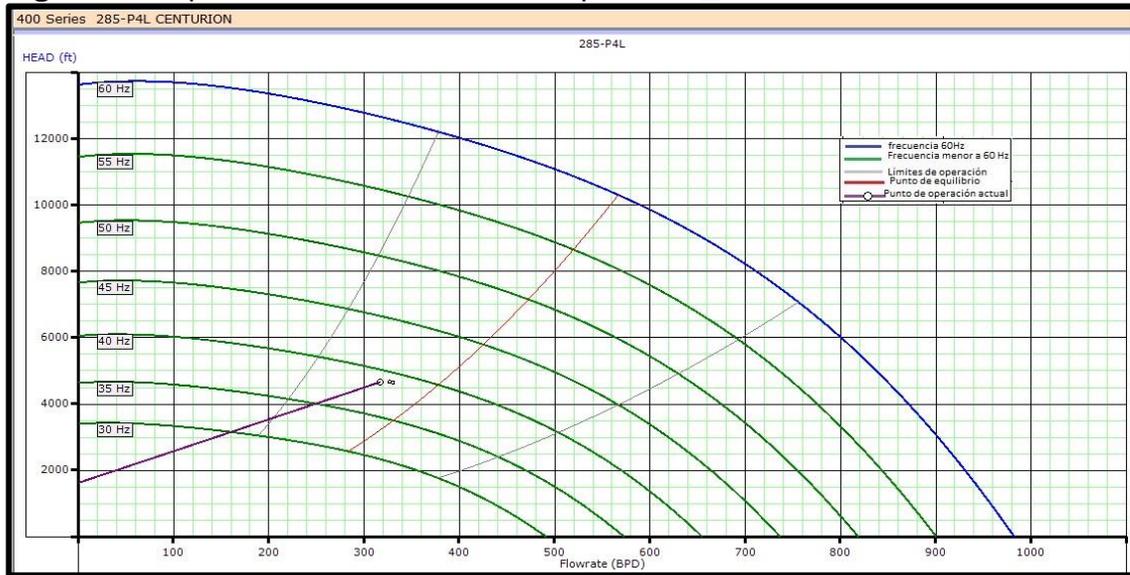
**Figura 50.** Operación de la bomba en el pozo AA\_19.



Fuente: DesinPro. Schlumberger. Cepsa. 2019.

**3.3.1.5 Bomba electrosumergible del pozo AA\_20.** Este pozo trabaja con una bomba Centurion P4L serie 400, a una frecuencia 39 Hz, cuenta con 285 etapas; el voltaje de motor y la corriente de motor actuales son de 2100 V. y 32.19 A respectivamente. El consumo energético actual es de 93.67 kWh y genera una producción de 317 BFPD con una presión de cabeza de 120 psi. Como se observa en la **Figura 51**, esta bomba está operando por debajo del punto de equilibrio en la zona de downthrust, generando desgaste de la bomba.

**Figura 51.** Operación de la bomba en el pozo AA\_20.

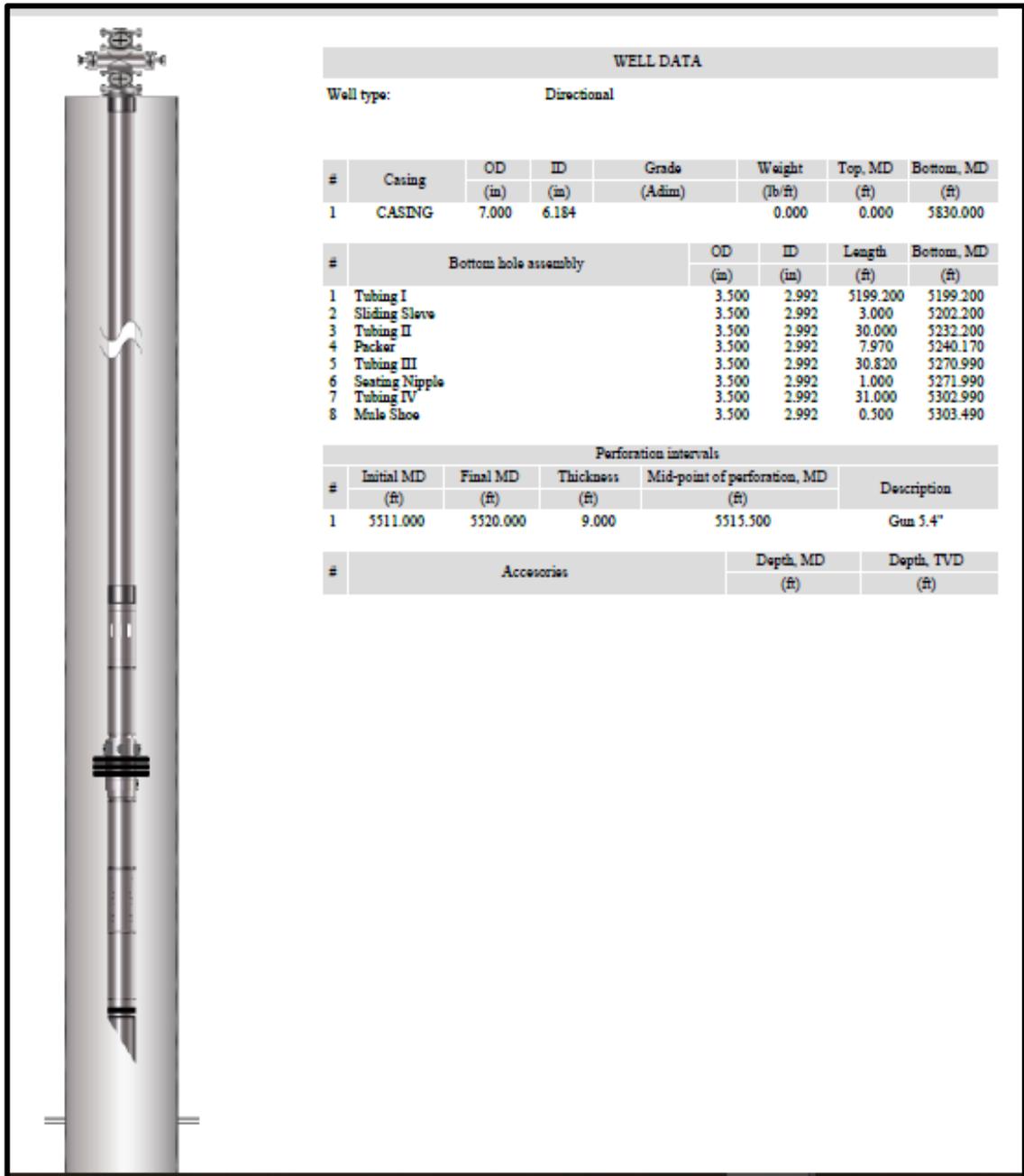


**Fuente:** Baker Hughes Centrilift AutograhPC. Cepsa. 2019.

### 3.4 RESULTADOS DE MODELAMIENTO JET PUMP DE LOS POZOS CANDIDATOS.

A continuación se presentan los resultados del modelamiento en el software SYAL para los pozos candidatos, para cada uno se presentara la tabla resumen con la selección de geometría que se consideró adecuada. Estos modelos se realizaron de acuerdo a un ensamblaje de fondo “tipo” que se presenta en la **Figura 52**, donde se muestra la profundidad a la que se encuentra cada componente y la cual varía para cada pozo de acuerdo con su estado mecánico actual. Posteriormente se presenta la curva IPR, los diseños Jet Pump y la curva de sensibilidades de condición de operación (presión de inyección).

Figura 52. Completamiento “tipo” para el pozo AA\_03



Fuente: COMPLETAMIENTO. Informe de resultados. Análisis SYAL. Sertecpet. 2019

**Tabla 27.** Resultados del modelo modificado para el pozo AA\_03

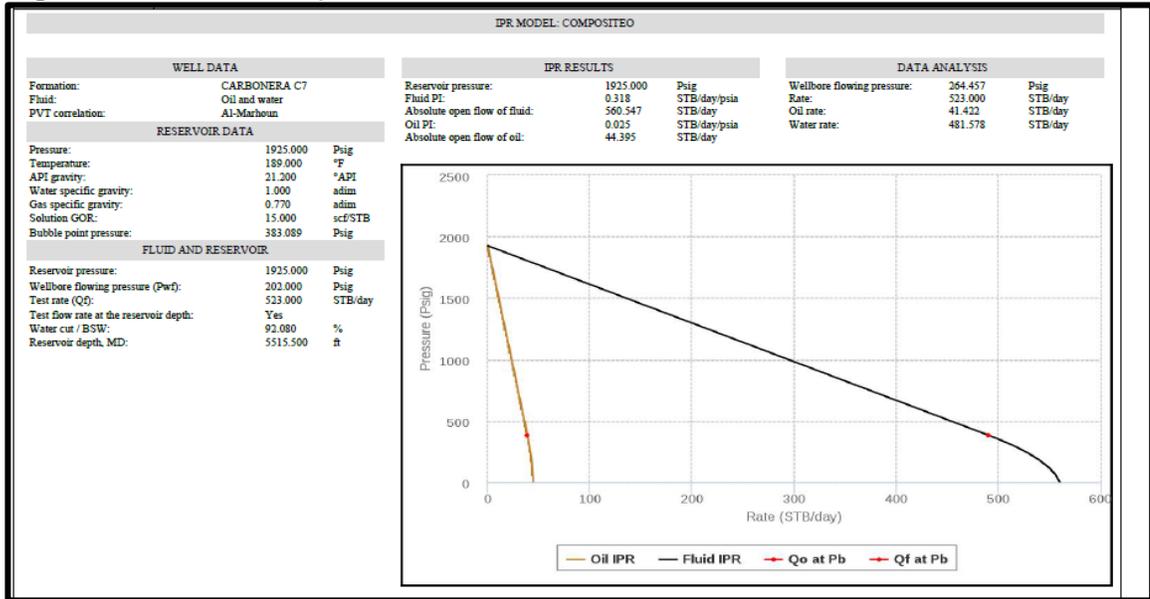
CLUSTER 1										
Pozo AA_03; alimentado por el pozo AA_01										
Geometría	Presión de inyección (Psig)	Tasa de inyección (STB/día)	Tasa de diseño (STB/día)	Presión de fondo fluyente (Psig)	Presión de succión de la bomba (Psig)	Presión de descarga de la bomba (Psig)	Tasa de cavitación (STB/día)	Eficiencia de la bomba(%)	Potencia de la bomba (HP)	Tipo de bomba Jet
14N	1735.08	4787.16	523	264.457	157.719	2214.899	648.662	15.754	178	Direct
14O	2121.089	5041.663	523	264.457	157.719	2216.737	1107.369	11.943	228.818	Direct
15O	1751.123	6140.79	523	264.457	157.719	2225.479	835.803	12.912	230.425	Direct
16P	1788.407	8824.091	523	264.457	157.719	2252.303	720.423	10.414	338.103	Direct
13M	2095.493	3466.522	523	264.457	157.719	2206.429	713.388	16.834	155.444	Direct
13N	2409.506	3603.747	523	264.457	157.719	2207.225	941.334	13.934	185.645	Direct
12M	3071.062	2692.928	523	264.457	157.719	2202.259	908.971	14.164	176.582	Direct
11K	2870.292	2028.941	523	264.457	157.719	2199.084	583.937	20.014	124.386	Direct
18U	4588.904	17207.328	523	264.457	157.719	2386.527	4890.998	2.416	1683.333	Direct

**Fuente:** ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019

De acuerdo con los resultados presentados en la **Tabla 27**, al observar las tasas de inyección que presentan las nuevas geometrías, se resalta la geometría 16P puesto que es la que se ajusta con la producción del pozo AA\_01, lo cual ya se había planteado anteriormente, en este caso la producción de pozo uno era de 9072 bfpd y la de la geometría 16P requiere que el caudal de inyección sea de 8824 bfpd, si se quiere manejar con este caudal se debería bajar la frecuencia a la bomba electrosumergible para llegar a él o simplemente si se mantiene es posible que la presión de inyección disminuya, en ninguno de los casos los parámetros se salen de los rangos anteriormente establecidos.

En la gráfica del IPR presentada en la **Figura 53**, se muestra como es la oferta de producción de este pozo con las condiciones de flujo dadas, generando una curva IPR de petróleo que muestra que con el cambio de presión si hay un aumento de producción de este pero, también aumenta la producción de fluido posiblemente por el aumento de saturación de agua al inyectar la producción de pozo AA\_01 que tiene un corte agua por encima del 90%

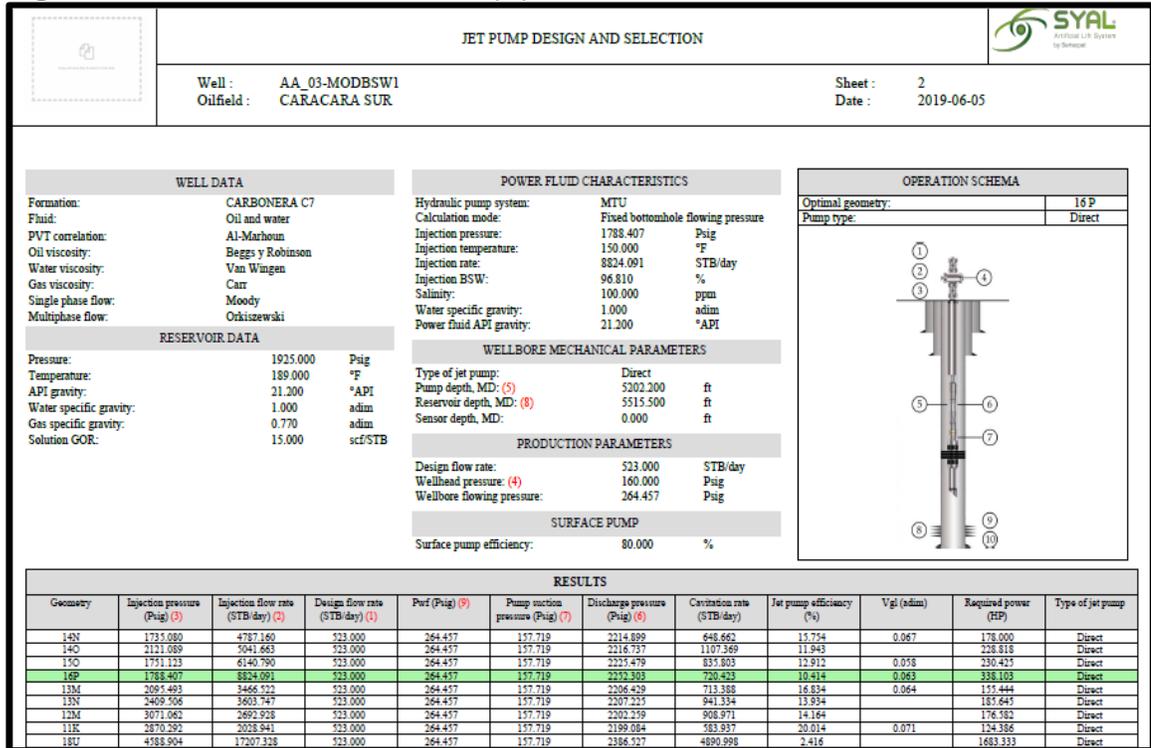
**Figura 53.** Curva IPR pozo AA\_03



**Fuente:** IPR VOGEL COMP. Informe de resultados. Análisis SYAL. Sertecpet. 2019.

Las opciones para el diseño de la bomba, junto con las especificaciones de operación del diseño se presentan en la **Figura 54**.

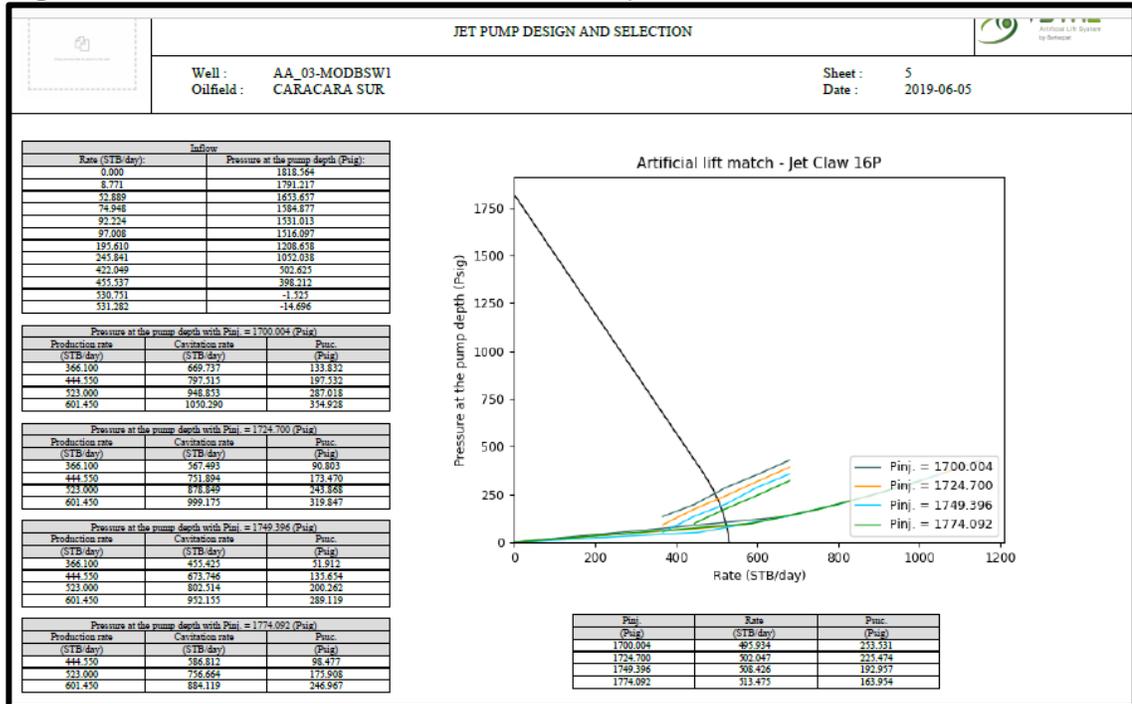
**Figura 54. Diseño bomba Jet Pump pozo AA\_03**



**Fuente:** DISEÑO JET PUMP. Informe de resultados. Análisis SYAL. Sertecpet. 2019

Al seleccionar una geometría que se ajuste se procede a revisar la curva de desempeño de la bomba Jet pump a diferentes presiones de inyección. El software realiza cuatro sensibilidades y se busca que estas se encuentren hasta 20 psi por encima de la presión de inyección que se seleccionó en los resultados la cual es específica para cada uno de los pozos, tal como se muestra en la **Figura 55**.

**Figura 55.** Sensibilidad de condiciones de operación Pozo AA\_03



**Fuente:** ARTIFICIAL LIFT MATCH-JET CLAW. Informe de resultados. Análisis SYAL. Sertecpet. 2019

De las **Tablas 28 a 31**, se presentan los resultados de modelamiento para los demás pozos productores de los escenarios anteriormente planteados, y los reportes de las curvas y de diseño se encontraran en los anexos.

**Tabla 28.** Resultados del modelo modificado para AA\_18.

**CLUSTER 2**

**Pozo AA\_18; alimentado por el pozo AA\_14**

Geometría	Presión de inyección (Psig)	Tasa de inyección (STB/día)	Tasa de diseño (STB/día)	Presión de fondo fluyente (Psig)	Presión de succión de la bomba (Psig)	Presión de descarga de la bomba (Psig)	Tasa de cavitación (STB/día)	Eficiencia de la bomba(%)	Potencia de la bomba (HP)	Tipo de bomba Jet
18U	3982.41	16713.283	2269	269	111.98	1950.769	4380.33	10.263	1419.601	Direct
15S	4246.534	8189.538	2269	269	111.98	1946.511	3665.817	13.79	741.572	Direct
15T	5119.394	8788.668	2269	269	111.98	1947.373	4617.241	10.625	958.839	Direct
16S	3210.704	10784.673	2269	269	111.98	1950.496	3161.752	15.618	739.179	Direct
18T	3383.134	15886.444	2269	269	111.98	1959.037	3232.321	12.981	1147.063	Direct
18U	3935.852	16748.418	2269	269	111.98	1960.618	4380.33	10.279	1406.015	Direct
15S	4246.534	8189.538	2269	269	111.98	1946.511	3665.817	13.79	741.572	Direct

**Fuente:** ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. 2019.

En este caso particular para cluster 2, no es posible encontrar una geometría que se ajuste al caudal de producción del pozo alimentador; AA\_14; luego de realizar todas las sensibilidades se decidió no continuar con el estudio de este escenario puesto a que el pozo AA\_18 requiere una tasa de inyección mayor a 8000 STB/día

en cualquiera de las geometrías, y el pozo alimentador produce 3934 STB/día. Adicionalmente las presiones de inyección de todas las sensibilidades se encuentran por encima de los 3000 psi, lo cual operativamente esta por fuera del límite que se tiene en el campo.

**Tabla 29.** Resultados del modelo modificado para AA\_11.

CLUSTER 3										
Pozo AA_11; alimentado por el pozo AA_17										
Geometría	Presión de inyección (Psig)	Tasa de inyección (STB/día)	Tasa de diseño (STB/día)	Presión de fondo fluyente (Psig)	Presión de succión de la bomba (Psig)	Presión de descarga de la bomba (Psig)	Tasa de cavitación (STB/día)	Eficiencia de la bomba(%)	Potencia de la bomba (HP)	Tipo de bomba Jet
9K	4437.29	1401.33	287	304.121	181.17	2139.225	761.449	9.987	132.572	Direct
12J	1733.812	2217.472	287	304.121	181.17	2141.638	323.541	18.134	82.392	Direct
11L	3189.26	2049.956	287	304.121	181.17	2141.24	838.196	9.767	139.569	Direct
11J	2155.514	1812.617	287	304.121	181.17	2140.67	431.889	17.069	83.592	Direct
14M	1473.298	4454.254	287	304.121	181.17	2144.576	449.947	11.733	140.843	Direct
13L	1672.857	3169.145	287	304.121	181.17	2143.165	520.675	13.502	113.647	Direct
13M	1945.002	3297.312	287	304.121	181.17	2143.322	762.954	10.826	137.312	Direct
12K	1994.468	2303.865	287	304.121	181.17	2141.804	516.16	14.792	98.363	Direct
12L	2386.981	2427.73	287	304.121	181.17	2142.027	729.848	11.425	123.901	Direct

**Fuente:** ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. 2019.

Para el modelo del pozo AA\_11 se seleccionó la geometría 12J que permite una tasa de inyección de 2217.472 STB/día la cual está cercana al caudal de producción del pozo AA\_17 que se encuentra en 2210 STB/día, se podría manejar tal cual y no presentaría mayor cambio en la presión de inyección e igualmente se mantendría dentro de los parámetros de presión establecidos.

**Tabla 30.** Resultados del modelo modificado para AA\_19.

CLUSTER 4										
Pozo AA_19; alimentado por el pozo AA_22HD										
Geometría	Presión de inyección (Psig)	Tasa de inyección (STB/día)	Tasa de diseño (STB/día)	Presión de fondo fluyente (Psig)	Presión de succión de la bomba (Psig)	Presión de descarga de la bomba (Psig)	Tasa de cavitación (STB/día)	Eficiencia de la bomba(%)	Potencia de la bomba (HP)	Tipo de bomba Jet
8F	1775.668	812.764	306	801	662.532	1947.29	324.728	28.853	30.922	Direct
10G	1466.951	1102.347	306	801	662.532	1948.875	377.461	26.137	34.707	Direct
12I	1174.31	1841.231	306	801	662.532	1952.121	377.461	20.181	46.521	Direct
13K	1011.587	2561.84	306	801	662.532	1955.226	566.192	17.489	55.87	Direct
15O	1033.535	4792.619	306	801	662.532	1967.216	1648.618	10.094	106.755	Direct
15P	1238.892	5011.196	306	801	662.532	1968.627	2531.212	7.818	133.492	Direct
16Q	1172.151	7092.689	306	801	662.532	1984.34	2506.233	6.81	178.881	Direct
16P	1037.611	6885.812	306	801	662.532	1982.597	1421.031	8.192	153.977	Direct
16O	1089.269	6965.257	306	801	662.532	1983.261	538.438	7.607	163.4	Direct
15Q	1545.467	5323.097	306	801	662.532	1970.719	3616.413	5.74	176.479	Direct
17P	1221.638	8692.408	306	801	662.532	1999.204	585.62	6.093	228.368	Direct

**Fuente:** ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. 2019.

En el modelamiento del pozo AA\_19 se analizaron cada una de las geometrías que requirieran una tasa de inyección cercana a los 6725 STB/día que es la producción actual de pozo AA\_22 seleccionado como pozo alimentador para este escenario, como se encontraron varias posibilidades, se recurrió a revisar la presión de

inyección que proponía cada sensibilidad, de igual forma la mayoría coincidieron en estar por debajo de los 2000 psi; en este punto se recurre a un tercer parámetro de selección que fue la eficiencia de la Jet pump, por tanto relacionando estas tres características se decidió que la mejor configuración es la 15O, la cual me permite inyectar una tasa de 4792.619 STB/día que se encuentra por debajo de la producción del alimentador lo cual se lograría bajándole la frecuencia a la bomba ESP, esto se relaciona con la presión de inyección se encuentra sobre los 1000 psi y la eficiencia que presenta la bomba Jet es de aproximadamente el 10%.

**Tabla 31.** Resultados del modelo modificado para AA\_20.

CLUSTER 4										
Pozo AA_20; alimentado por el pozo AA_13										
Geometría	Presión de inyección (Psig)	Tasa de inyección (STB/día)	Tasa de diseño (STB/día)	Presión de fondo fluvente (Psig)	Presión de succión de la bomba (Psig)	Presión de descarga de la bomba (Psig)	Tasa de cavitación (STB/día)	Eficiencia de la bomba(%)	Potencia de la bomba (HP)	Tipo de bomba Jet
9G	1341.513	826.124	317	1272.914	1008.222	1899.914	554.006	28.778	23.808	Direct
9H	1421.015	841.875	317	1272.914	1008.222	1899.885	774.929	26.469	25.685	Direct
10H	1250.416	954.405	317	1272.914	1008.222	1899.696	683.161	27.002	25.658	Direct
11J	1137.822	1264.561	317	1272.914	1008.222	1899.336	975.459	22.789	30.97	Direct
11K	1320.445	1324.765	317	1272.914	1008.222	1899.286	1410.507	18.339	37.586	Direct
13L	876.398	2196.333	317	1272.914	1008.222	1898.93	1175.989	18.326	41.589	Direct
14L	904.09	3210.854	317	1272.914	1008.222	1898.979	469.036	12.503	62.689	Direct
13K	854.569	2180.453	317	1272.914	1008.222	1898.932	693.357	19.047	40.277	Direct
13M	982.623	2266.642	317	1272.914	1008.222	1898.923	1723.197	15.438	48.037	Direct
13N	1121.149	2357.835	317	1272.914	1008.222	1898.916	2273.805	12.684	56.91	Direct
14N	820.263	3128.323	317	1272.914	1008.222	1898.963	1566.852	14.526	55.505	Direct
14M	782.045	3088.58	317	1272.914	1008.222	1898.957	1016.244	15.654	52.292	Direct

**Fuente:** ANÁLISIS SYAL. Sertecpet S.A. Cepsa. 2019

La geometría seleccionada en el modelo para el pozo AA\_20 es la 14M debido a que la tasa de inyección que requiere es de 3088 STB/día y está muy cercana la producción del pozo AA\_13 que es actualmente de 3052 STB/día y el cual se propuso en este escenario como pozo alimentador, también la presión de inyección que maneja es de 782 psi aproximadamente, estando por debajo de limite planteado.

En los anexos se encuentran el completamiento “tipo”, se presentan las curvas IPR, el diseño Jet pump y la curva de sensibilidades a diferentes presiones de inyección para los pozos AA\_11, AA\_19 y AA\_20; el pozo AA\_18 al generar un modelo viable, como se comentó anteriormente, se descartó.

En la siguiente sección, con la data de la que se dispone, se realiza una comparación del pozo alimentador del escenario de clúster 1 con el fin de determinar si es posible que este genere las condiciones de caudal y presión simultáneamente, de acuerdo con las condiciones dadas por el modelamiento, y funcione así, como fluido motriz de la Jet pump que se busca instalar en el pozo productor del mismo escenario.

### 3.5 COMPARACIÓN CONDICIONES ACTUALES Y CONDICIONES IDEALES PARA FUNCIONAMIENTO DEL POZO ALIMENTADOR AA\_01.

Se realizó esta comparación para este pozo porque se determinó que por las condiciones que proponía de caudal y presión es un caso crítico, además de ser del único pozo alimentador con el que se pudo trabajar un modelamiento de tres condiciones; la primera, manejando el caudal requerido y calculando la presión de cabeza que generaría; en la segunda condición se modifica la presión en cabeza requerida por el modelamiento Jet pump para el pozo AA\_03 y así calculando el caudal de fluido que levantaría con esta presión, y en la tercera condición en la cual con un cambio de frecuencia se obtiene un valor de presión de cabeza mayor que permite el levantamiento del caudal deseado, estos datos se resumen en la **Tabla 32**.

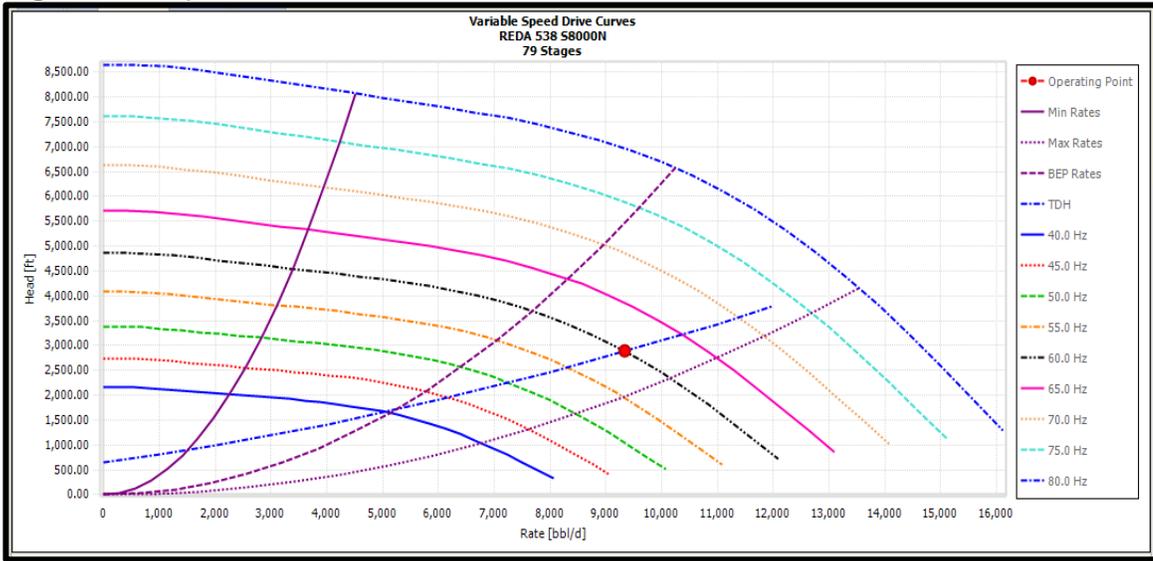
**Tabla 32.** Resumen de resultados de modelamiento para pozo AA\_01

	Condición 1	Condición 2	Condición Óptima
Presion en cabeza(psi)	180	1788.4	500
Caudal de Diseño(bfpd)	8824	8824	8824
Caudal Actual(bfpd)	9028	1504	9250
Frecuencia(Hz)	60	60	65
Consumo de energía(kWh)	253.27	179.9	300.94
Corriente de Motor(Amp)	100.1	71.1	109.8
Voltaje de Motor(Volt)	1826	1826	1978

**Fuente:** elaboración propia, con base en: resultados del software DesignPro. Schlumberger. 2019.

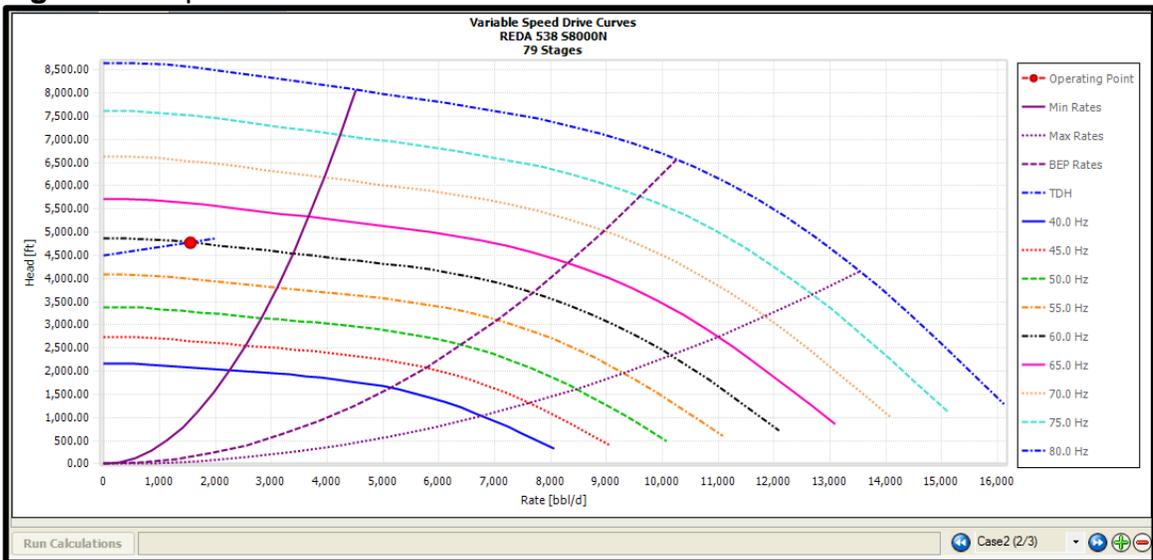
En las **Figuras 56 a 58** se presentan las curvas de operación de la bomba ESP en cada una de las condiciones anteriores.

**Figura 56.** Operación de la bomba ESP en condición 1



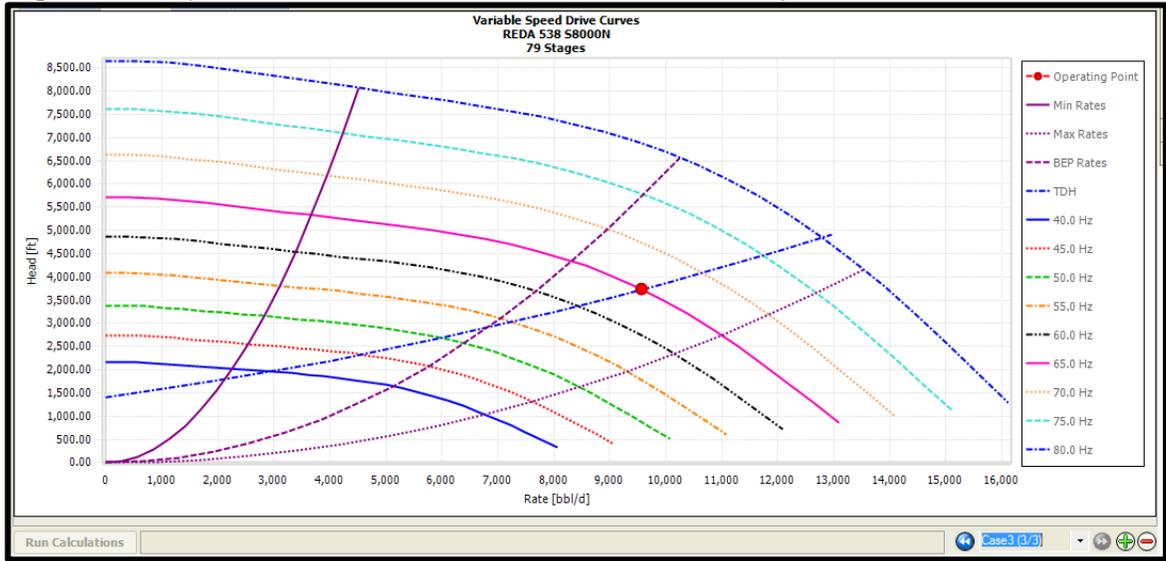
Fuente: DesignPro. Schlumberger. Cepsa. 2019.

**Figura 57.** Operación de la bomba ESP en condición 2



Fuente: DesignPro. Schlumberger. Cepsa. 2019.

**Figura 58.** Operación de la bomba ESP en condición óptima



**Fuente:** DesignPro. Schlumberger. Cepsa. 2019.

De acuerdo a lo anterior se concluyó que el pozo no generará la presión en cabeza suficiente para llegar a inyectar en una Jet pump; esto sin tener en cuenta las pérdidas de presión en caso de que instalara la línea de inyección entre los dos pozos, por tanto se realizó un diferencial de presión entre, la presión de la condición óptima y la presión de la condición dos con el fin de conocer que la presión faltante es de 1288.4 psi, esto conlleva a que sea necesaria la ubicación de una bomba de desplazamiento positivo, intermedia en la línea de inyección que supla este requerimiento de presión.

#### 4. GENERACIÓN DE INDICADORES CLAVE DE DESEMPEÑO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ELECTROSUMERGIBLE Y JET PUMP

Los indicadores claves de desempeño (KPI) son medidas en porcentajes que permiten una valoración del rendimiento de un proceso con el cual se busca cumplir un objetivo, o de una u otra manera evidenciar el estado y con ello buscar una mejora.

##### 4.1 KPI'S PARA BOMBEO HIDRAULICO

Los KPI que se presentaran en este capítulo son los manejados actualmente por CEPESA para el sistema Jet pump, estos se presentan en la **Tabla 33**, posteriormente se realizara una descripción de cada uno y se presentara el resultado de cada indicador para los 4 pozos productores.

**Tabla 33.** Indicadores de desempeño bombeo hidráulico.

INDICADOR DE DESEMPEÑO	UNIDADES	BAJO	MEDIO	ALTO
Relación Caudal Diseñado / Caudal Actual	Fracción [bfpd/bfpd]	< 75%	75%-100%	>100%
Relación Caudal de Producción / Caudal de Inyección	Fracción [bfpd/bfpd]	<100%	100%-200%	>200%
Relación Caudal de Cavitación / Caudal de Inyección	Fracción [bfpd/bfpd]	<120%	120%-150%	>150%
Eficiencia de la Bomba Jet	%	<20%	20%-25%	>25%

**Fuente:** KPI's Bombeo hidráulico. Cepsa.2019.

Los resultados de los indicadores se presentan en la **Tabla 34**.

**Tabla 34.** Resultados de los KPI para el bombeo hidráulico.

INDICADOR DE DESEMPEÑO	AA-003	AA-011	AA-019	AA-020
Relación Caudal Diseñado / Caudal Actual	100%	100%	100%	100%
Relación Caudal de Producción / Caudal de Inyección	6%	13%	6%	10%
Relación Caudal de Cavitación / Caudal de Inyección	8%	15%	34%	33%
Eficiencia de la bomba	10.41%	18.13%	10.09%	15.65%

**Fuente:** KPI's Bombeo hidráulico. Cepsa.2019.

La descripción de cada uno de los indicadores de desempeño se encuentra a continuación.

**4.1.1 Relación Caudal Diseñado y caudal Actual.** Con este indicador no es posible realizar una comparación de desempeño debido a que el diseño se realizó con la producción actual, por tanto esta relación es igual al 100% y no representa un valor de relevancia.

**4.1.2 Relación Caudal de Producción / Caudal de Inyección.** En esta relación de halla la razón entre el caudal de producción y el caudal de inyección, al ser mayor el caudal de inyección el porcentaje que resulta es bastante bajo lo cual indica que el desempeño de la bomba no va bien generando alguna situación en la bomba y posteriormente en el pozo.

**4.1.3 Relación Caudal de Cavitación / Caudal de Inyección.** Al hallar la razón entre el caudal de cavitación y el caudal de inyección el porcentaje de desempeño que genera este indicador es bajo, puesto que el caudal de inyección es mucho mayor y ocasionaría el efecto de cavitación en la bomba, llevando a un rápido desgaste y daño de la misma.

**4.1.4 Eficiencia.** Este parámetro se genera en el modelamiento de sistema Jet pump y depende de la geometría seleccionada en base a las características que se quieren trabajar. Los cuatro pozos de este modelamiento dan un eficiencia por debajo del 20% esto sugiere un desempeño bajo de la bomba.

Analizando en conjunto los resultados de los KPI's generados para bombeo hidráulico, todos coinciden en un bajo desempeño del sistema por lo tanto técnicamente no se recomienda realizar el cambio de sistema de levantamiento actual.

## **4.2 KPI'S PARA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

Para el bombeo electrosumergible no se realizaron las corridas flujo, por tanto no se cuenta con una data de parámetros para relacionar además de consumo de energía y caudal actual que es el mismo caudal de diseño, sin embargo de acuerdo con Nieto<sup>30</sup>, se puede establecer un KPI que relaciona el consumo de energía en kWh con los barriles producidos en el sistema, esto para cada uno de

---

<sup>30</sup> NIETO V., Alex. Estudio de la viabilidad del uso de potencia hidráulica del sistema de inyección, como insumo para sistemas de levantamiento artificial en el bloque Caracara. Bucaramanga. 2017. P. 99.

los 4 pozos productores de los escenarios que permitieron una selección de geometría en el capítulo anterior. Estos resultados se resumen en la **Tabla 35**.

**Tabla 35.** Determinación del KPI para ESP

Pozo	PI (bpd/psi)	Caudal de producción (bfpd)	Consumo actual (kWh)	KPI (%)
AA_03	0.39	523	104.75	20.029
AA_11	4.39	287	68.10	23.728
AA_19	0.4	306	48.52	15.856
AA_20	1.12	317	93.67	29.549

Fuente: elaboración propia.

#### 4.3 COMPARACIÓN ENERGÉTICA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ELECTROSUMERGIBLE E HIDRÁULICO PARA EL CAMPO CARACARA SUR A

Se ejecutara una comparación entre el consumo de energía para el sistema de levantamiento de bombeo electrosumergible y bombeo hidráulico expresado en kWh, conservando las condiciones operacionales del campo Caracara sur A.

En la primera parte se presenta los consumos de potencia de los dos sistemas de levantamiento artificial, en las mismas unidades; posteriormente luego de obtener los resultados de potencia de la Jet pump en kWh, se calculó el mismo KPI que para el ESP en la sección anterior y así hacer una comparación equivalente.

El modelamiento de los pozos entrega valores de potencia requerida por la Jet pump en unidad de caballos de fuerza (HP), posteriormente se realizó la conversión a Kilovatio (kW), mediante el factor de conversión de 1 HP= 0,746 kW, este factor permite que se trabajen estas unidades por unidad de tiempo por lo tanto la unidad final que se obtiene kWh. Con la potencia de la Jet pump expresada en kWh es posible realizar una comparación energética entre los dos sistemas de levantamiento; el bombeo electrosumergible y la bomba tipo Jet. En la **Tabla 36** se presentan los valores de potencia para Jet pump en HPh y kWh.

**Tabla 36.** Potencia de bomba Jet en Hph y kWh

POZOS	POTENCIA (HPh)	POTENCIA (kWh)
AA_03	338.103	252.225
AA_11	82.392	61.464
AA_19	106.755	79.639
AA_20	52.292	39.010

Fuente: elaboración propia.

El resumen de los datos de consumo ESP y de la Jet pump se presentan en la **tabla 37**.

**Tabla 37.** Comparación energética en kWh

<b>Sistema de levantamiento artificial</b>					
	Bombeo Jet	Electrosumergible			
<b>POZO</b>	<b>Potencia (kWh)</b>	<b>Potencia (kWh)</b>	<b>Tasa líquida (STB/D)</b>	<b>Tasa petróleo (STB/D)</b>	<b>Tasa agua (STB/D)</b>
<b>AA_03</b>	252.225	104.75	523	41.422	481.578
<b>AA_11</b>	61.464	68.10	287	66.641	220.359
<b>AA_19</b>	79.639	48.52	306	47.430	258.570
<b>AA_20</b>	39.010	93.67	317	14.424	302.577
<b>TOTAL</b>	432.338	315.04	1,433	169.917	1263.084

**Fuente:** elaboración propia, con base en: ANÁLISIS SYAL. Sertecpet SA. Cepsa. 2019

Según con tabla anterior se concluye, que para los pozos AA\_03 y AA\_19 no es viable aplicar el proyecto puesto que el consumo energético para el sistema de levantamiento de bombeo hidráulico aumenta notablemente al del sistema actual, incrementando los costos de la energía. A diferencia de los pozos AA\_11 y AA\_20, donde el consumo es menor para la bomba Jet que para la electrosumergible y a la hora de ser implementado el proyecto, se va a obtener una disminución en costos energéticos, sobre todo en el pozo AA\_20 donde se nota un cambio más favorable.

La comparación de KPI se presenta en la **Tabla 38**

**Tabla 38.** Comparación de los KPI para el sistema Jet y ESP

<b>Pozo</b>	<b>PI (bpd/psi)</b>	<b>KPI ESP (%)</b>	<b>KPI JET (%)</b>	<b>ΔKPI (%)</b>
<b>AA_03</b>	0.39	20.029	48.227	28.198
<b>AA_11</b>	4.39	23.728	21.416	-2.312
<b>AA_19</b>	0.4	15.856	26.026	10.170
<b>AA_20</b>	1.12	29.549	12.306	-17.243

**Fuente:** elaboración propia.

Conforme con resultados de la **Tabla 38** se corrobora que los pozos AA\_03 y AA\_19 presenta un mayor consumo de energía con la Jet pump, comparado con la energía que consume el bombeo ESP bajo la misma premisa de producción; en cambio como se demuestra en los pozos AA\_11 y AA\_20, ocurre lo contrario; el consumo energético es menor para la Jet pump, en este orden de ideas los pozos anteriormente nombrados que generan un delta de KPI positivo, serían los que

producirían un ahorro económico teniendo en cuenta los costos de operación de la Jet pump.

En este caso todos los pozos están operando downthrust pero el pozo AA\_03 se encuentra fuera del rango, relacionando esto con los resultados ya obtenido, este es el caso más crítico que requiere un cambio de sistema de levantamiento.

## 5. ANÁLISIS FINANCIERO.

Actualmente el campo Caracara Sur A busca alternativas que permitan una optimización de costos debido a que la operación e implementación del sistema de levantamiento artificial usado allí (ESP) genera que la rentabilidad del campo no sea la mejor, por tanto se buscan alternativas que no permitan que se llegue al límite económico.

Puesto que como se demostró en el capítulo 3, por limitaciones de presión no se puede manejar los escenarios de pozos, alimentador con pozo productor en el mismo clúster; se realizara una evaluación financiera de cambio de sistemas de levantamiento artificial AA\_11 y AA\_20, que según el capítulo 4, son los pozos a los cuales la Jet pump genera ahorro energético.

Para esta evaluación financiera se tendrá en cuenta un escenario de producción constante que muestre si hay reducción de costos sin necesidad de perder producción. La moneda a usar será el dólar estadounidense (USD), junto con una tasa interna de oportunidad (TIO) de 8% manejada actualmente por CEPSA. El indicador financiero que se usará es el Valor Presente Neto (VPN) con un horizonte de evaluación de 3 y 6 años.

### 5.1 COSTOS DE CONSUMO ENÉRGETICO.

Se realizó una comparación de costos energéticos para todos los dos pozos aptos para el funcionamiento con bomba tipo Jet. Los valores de costo energético se calcularon tanto para funcionamiento por red nacional como por funcionamiento por diesel. Se tendrán en cuenta para costos de operación el consumo por diesel debido a que por disponibilidad es el usado en el campo. En la **Tabla 39** se presentan los valores de consumo en pesos/hora.

**Tabla 39.** Costos de consumo energético.

POZO	Potencia a ESP (kWh)	Potencia Jet Pump (kWh)	Costo de consumo Red Nacional (COP/h) ESP	Costo de consumo Diesel (COP/h) ESP	Costo de consumo Red Nacional (COP/h) Jet Pump	Costo de consumo Diesel (COP/h) Jet Pump
AA_11	68.10	61.464	\$ 13,620.00	\$ 38,136.00	\$ 12,292.89	\$ 34,420.08
AA_20	93.67	39.010	\$ 18,734.00	\$ 52,455.20	\$ 7,801.97	\$ 21,845.51

**Fuente:** elaboración propia.

Manejando una TRM se \$3300 COP, se realiza la conversión a dólares para llevar esta información a la sección de costos de operación, además de la equivalencia de estos valores con “año” como unidad de tiempo. Esta información se presenta en la **Tabla 40 y Tabla 41.**

**Tabla 40.** Consumo energético ESP en USD/año.

	<b>Costo de consumo Diesel (COP/h) ESP</b>	<b>Costo de consumo Diesel (USD/año) ESP</b>
AA_11	\$ 38,136.00	\$ 101,233.75
AA_20	\$ 52,455.20	\$ 139,244.71
		TOTAL \$ 240,478.46

**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 41.** . Consumo energético ESP en USD/año.

	<b>Costo de consumo Diesel (COP/h) Jet Pump</b>	<b>Costo de consumo Diesel (USD/año) Jet Pump</b>
AA_11	\$ 34,420.08	\$ 91,369.67
AA_20	\$ 21,845.51	\$ 57,989.90
		TOTAL \$ 149,359.57

**Fuente:** Elaboración propia.

## 5.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN

Se analizará la inversión que se realiza con el sistema de levantamiento ESP (actual) y con el Bombeo hidráulico (propuesto).

Si se mantiene el sistema de levantamiento actual no se tendrá ningún costo de inversión en cambio si se lleva cambia a Jet pump, la inversión básica que se tendra en cuenta es el costo de instalación de misma que puede ser con Rig o Slickline y el costo de la bomba. Estos datos se presentan en la **Tabla 42**.

**Tabla 42.** Costos de inversión de los sistemas de levantamiento artificial.

Sistema de levantamiento	Costo de Rig(USD)	Costo de equipo (USD)
ESP	0	0
Jet Pump	\$100,000	\$24,000

**Fuente:** elaboración propia.

La Jet pump solo requiere Rig para su instalación inicia, cualquier trabajo posterior es posible realizarlo con unidades de Slickline, por tanto los servicio que se realicen al pozo cambiaran a futuro.

## 5.3 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN

Para el sistema de levantamiento actual se conoce que tiene un tiempo promedio de falla de 3 años y para cualquier intervención que deba realizarse es necesario entrar con Rig, a diferencia del bombeo hidráulico, que aun que se requieren dos

mantenimientos al año donde se hacen cambios de boquilla, garganta y sellos y en uno de estos cambio del difusor. Los costos operacionales anuales para cada sistema de levantamiento se presentan en la **Tabla 43**.

**Tabla 43.** Costos operacionales ESP y Jet Pump

	Mantenimiento (UDS/año)	Consumo Energético (USD/año)	Costos operacionales totales (USD /año)
ESP	\$ 50,000	\$ 224,721.69	\$ 274,721.69
JET	\$ 12,000	\$ 486,573.06	\$ 498,573.06

Fuente: elaboración propia.

## 5.4 ANÁLISIS DE INGRESOS

Se propuso un escenario de producción constante para esta evaluación, por tanto el valor de ingreso se determina a través el costo de barril y la producción de los dos pozos (AA\_11 y AA\_20). El costo del barril de petróleo Brent se maneja en \$65 USD. El valor de estos ingresos se presenta en la **Tabla 44**.

**Tabla 44.** Ingresos.

	Produccion de petróleo diaria (Bbl)	Produccion de petróleo anual (Bbl)	Ingresos (USD)
AA_11	66.641	24323.96	\$ 1,581,058
AA_20	14.424	5264.76	\$ 342,209
<b>TOTAL</b>	88.85	32430.25	\$ 1,923,267

Fuente: elaboración propia.

## 5.5 EVALUACIÓN FINANCIERA: VALOR PRESENTE NETO (VPN)

Según Baca<sup>31</sup> el valor presente neto (VPN) es el más usado en los proyectos debido a que trae al presente en pesos, los ingresos futuros y los egresos futuros, lo cual facilita la decisión desde el punto de vista financiero, de llevar a cabo o no un proyecto. Al hacer uso del VPN es importante resaltar que los ingresos se realizan con el signo positivo y en la línea del tiempo se ubican en la parte superior y los egresos se toman con el signo negativo y van ubicados en la línea del tiempo en la parte inferior. Si el  $VPN > 0$  entonces se dice que el proyecto es viable o bueno, debido a que traído a pesos de hoy, los ingresos son mayores que los egresos, si el  $VPN < 0$  quiere decir que el proyecto no es viable por ende no debe realizarse puesto que en pesos de hoy los ingresos son menores que los egresos, y si el  $VPN = 0$  quiere decir que los ingresos serán iguales a los egresos y financieramente no tendrá efecto en el inversionista. Viéndolo de forma matemática, el VPN es la

<sup>31</sup> BACA, Guillermo. Valor Presente Neto: Ingeniería Económica. [archivo pdf]. P.197. Octava Edición

sumatoria de los flujos de caja traídos al día de hoy, lo cual se puede ver en la **Ecuación 8**.

**Ecuación 8.** Fórmula para el cálculo del VPN.

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

**Fuente:** BACA, Guillermo. Ingeniería financiera. 1975.

Donde i representa la tasa del flujo de caja, esta tasa i se va denominar TIO.

**5.5.1 Tasa de interés de oportunidad (TIO).** De acuerdo con Baca<sup>32</sup> la TIO es la tasa de interés más alta que puede arriesgar un inversionista al realizar un proyecto; para CEPSA la tasa de interés de oportunidad se encuentra en el 8% anual.

**5.5.2 Resultados VPN a 3 años.** En la **Tabla 45** y **Tabla 46** se presentan los VPN a 3 años para bombeo electrosumergible y para Jet pump respectivamente.

**Tabla 45.** VPN para ESP

Periodo	Inversión	Ingresos	Costos	Flujo de Caja	
0	0			0	
1		\$1,923,266.80	\$274,721.69	\$1,648,545.11	
2		\$1,923,266.80	\$274,721.69	\$1,648,545.11	
3		\$1,923,266.80	\$274,721.69	\$1,648,545.11	VPN
					\$4,248,460.64

**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 46.** VPN para Jet pump

Periodo	Inversión	Ingresos	Costos	Flujo de Caja	
0	\$124,000			\$124,000	
1		\$1,923,266.80	\$498,573.06	\$1,424,693.74	
2		\$1,923,266.80	\$498,573.06	\$1,424,693.74	
3		\$1,923,266.80	\$498,573.06	\$1,424,693.74	VPN
					\$3,547,573.95

**Fuente:** elaboración propia.

<sup>32</sup> BACA, Guillermo. Valor Presente Neto: Ingeniería Económica. [archivo pdf]. P.197. Octava Edición

**5.5.3 Resultados VPN a 6 años.** En la **Tabla 47** y **Tabla 48** se presentan los VPN para bombeo electrosumergible y para Jet pump respectivamente.

**Tabla 47.** VPN para ESP

Periodo	Inversión	Ingresos	Costos	Flujo de Caja	
0	0			0	
1		\$1,923,266.80	\$274,721.69	<b>\$1,648,545.11</b>	
2		\$1,923,266.80	\$274,721.69	<b>\$1,648,545.11</b>	
3		\$1,923,266.80	\$274,721.69	<b>\$1,648,545.11</b>	
4		\$1,923,266.80	\$274,721.69	<b>\$1,648,545.11</b>	
5		\$1,923,266.80	\$274,721.69	<b>\$1,648,545.11</b>	
6		\$1,923,266.80	\$274,721.69	<b>\$1,648,545.11</b>	VPN
					\$8,474,869.01

**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 48.** VPN para Jet pump

Periodo	Inversión	Ingresos	Costos	Flujo de Caja	
0	\$124,000			\$124,000	
1		\$1,923,266.80	\$498,573.06	<b>\$1,454,693.74</b>	
2		\$1,923,266.80	\$498,573.06	<b>\$1,454,693.74</b>	
3		\$1,923,266.80	\$498,573.06	<b>\$1,454,693.74</b>	
4		\$1,923,266.80	\$498,573.06	<b>\$1,454,693.74</b>	
5		\$1,923,266.80	\$498,573.06	<b>\$1,454,693.74</b>	
6		\$1,923,266.80	\$498,573.06	<b>\$1,454,693.74</b>	VPN
					\$7,316,031.04

**Fuente:** elaboración propia.

**5.5.4 Diferencial de VPN.** Dado que para los dos lapsos de tiempo (3 y 6 años) se calculó el VPN, y todos dieron resultados positivos, es decir que todos los proyectos son rentables bajo esa TIO, pero con el fin de establecer cuál de los dos sistemas de levantamiento se debe usar, se realizó un diferencial entre VPN, el cual se presenta en la **Tabla 49**.

**Tabla 49.** Diferencial de VPN

	ESP	Jet- Pump	Diferencia
<b>VPN a 3 años</b>	\$4,248,460.64	\$3,547,573.95	\$-700,886.70
<b>VPN a 6 años</b>	\$8,474,869.01	\$7,316,031.04	\$-1,158,837.97

**Fuente:** elaboración propia.

Analizando este diferencial, se puede afirmar que mejor opción mantener el bombeo ESP, pues el VPN que genera es mayor al que genera el bombeo hidráulico.

## 6. CONCLUSIONES

- Al relacionar la restricción de presión en el campo con la presión requerida en los modelos que se realizaron, están en su mayoría por encima de los 2000 psia por lo cual si se quiere mantener la producción actual no es viable implementar el sistema de levantamiento por bombeo hidráulico.
- De los 15 pozos estudiados del campo Caracara Sur A solo los pozos AA\_03, AA\_11, AA\_19, AA\_20; presentan un bajo caudal de producción presentan presiones de inyección por debajo de LOS 2000 psi disponibles en el campo.
- No es posible con las bombas electrosumergibles dispuestas en los pozos, proporcionar la presión necesaria para potenciar una bomba tipo Jet debido a que la mínima presión de inyección que dio como resultado los modelos, es de 782 psia; y las bombas electrosumergibles presentan una presión de cabeza entre los 120 y 180 psia.
- Al evaluar el KPI que relaciona el caudal de cavitación con el caudal de diseño, indica un desempeño demasiado bajo, menor al 15% para los pozos que se modelaron, de acuerdo con esto el caudal de cavitación es superior al que se llega producir por tanto no es factible implementar una bomba tipo Jet en estas condiciones.
- La eficiencia de las Jet pump para los 4 pozos modelados se encuentran entre el 10% y el 20% que se puede considerar un nivel medio de desempeño, pero hay que tener en cuenta, factores como la cavitación y la presión.
- Al revisar la operación de la bombas electrosumergibles en los 4 pozo modelados tan solo el pozo AA\_03 se encuentra operando downthrust excesivo, lo pozos AA\_11, AA\_19 y A\_20 estan dentro del cono de operación.
- Al realizar la evaluación financiera los sistemas de levantamiento artificial generaron VPN positivos en los escenarios de 3 y 6 años, y revisando el estudio técnico, el campo Caracara Sur A debería continuar su producción mediante el sistema de bombeo electrosumergible.

## 7. RECOMENDACIONES

- Evaluar la implementación de una línea de inyección entre el pozo con bombeo electrosumergible y el pozo modelado para Jet pump, con el fin de que supla la presión que necesita este último.
- Revisar los puntos de operación de la bombas electrosumergibles de todos los pozos del campo Caracara Sur A.
- Estudiar la viabilidad financiera del cambio por un sistema Jet pump con equipo de superficie para los pozos que dieron resultados de tasa de inyección baja.
- Analizar la posibilidad producir más de un pozo con bombeo hidráulico con el mismo equipo de superficie.

## BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS-ANH. Cuenca Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Colombia.2012.

AGUILAR, Lenin. Estudio de confiabilidad en los equipos de bombeo electrosumergible, mediante análisis de fallas en los bloques 14 y 17. Quito, 2014. Trabajo de grado (Ingeniería de petróleos). Universidad Central del Ecuador. Facultad de ingeniería en geología, minas, Petróleos y ambiental.

ALVAREZ R. Rogelio. Aplicación del Análisis Nodal para Incrementar la Productividad de un Pozo. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. México D.F. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2008.

American Petroleum Institute. Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems. API Recommended Practice 14E. 2013

BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá. Fondo Educativo Panamericano, 2000.

BANZER, Carlos. Propiedades físicas del petróleo: Correlaciones numéricas. 1996.

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

DE PORTA, J. Léxico estratigráfico. Colombia, 1974. Volumen5.

ESCALANTE, Sharon. Bombeo electrosumergible [archivo pdf], Madrid.

GUO, Boyun. Well deliverability: Petroleum Production Engineering. [archivo pdf].

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de Normas Para Trabajos Escritos. NTC 6166. Septima actualización. Bogotá: ICONTEC 2018.

JULIVERT, M. Léxico estratigráfico. Colombia, 1968. Volumen 5.

LEAL, Tulio. Schlumberger Manual de Completación.

LIZARAZO, Javier y OLAYA, Eiker. Evaluación técnico financiera del reemplazo del sistema de levantamiento Electrosumergible por bombeo hidráulico jet en el bloque Caracara. Bogotá, 2017. Trabajo de grado (Ingeniería de petróleos). Fundación Universidad de América. Facultad de ingeniería.

NIETO, Alex. Estudio de la viabilidad del uso de potencia hidráulica del sistema de inyección, como insumo para sistemas de levantamiento artificial, en el bloque

Caracara. Bucaramanga, 2017. Maestría (Ingeniería de petróleos y gas). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico químicas.

OILWELL HYDRAULICS, INC., Hydraulic pumping training manual.

RAMIREZ, Marto. Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. [archivo pdf]. P. 33. Maturin Edo. Monagas-Venezuela.

RUIZ S, Marco A. Análisis Nodal y el Flujo en un Sistema de Producción. Documento de trabajo. Requisito parcial para profesor asociado. Medellín, Antioquia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de minas. Departamento de recursos minerales. Unidad de petróleos y gas natural.1999.103p.

SCHLUMBERGER. Perforating Services Catalog. (2008).

VON FLATERN, Rick. Electrical Submersible Pumps. [En Línea], Colombia. 2008. p.2. [Consultado 6, septiembre 2018]. Disponible en la página web: [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/defining\\_series/Defining-ESP.ashx](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/defining_series/Defining-ESP.ashx)).

## **ANEXOS**

# ANEXO A.

## PVT AA\_19

Cepesur  
CaraCara Sur-A19

RFLA 1403125 Rev-001

### Summary of PVT Data - Bottomhole sample 818423

Constant Composition Expansion at 178°F	
Saturation pressure (bubble-point)	338 psig
Average single phase compressibility	6.22 x 10 <sup>-6</sup> psi from 1551 psig to 338 psig
Atmospheric Flash (60°F)	
Solution gas-oil ratio at saturation pressure, Rs	29.8 scf/bbl of stock tank oil at 60°F
Relative oil volume at saturation pressure	1.0416 vol/vol of stock tank oil at 60°F
Density at saturation pressure (338 psig)	0.8733 g cm <sup>-3</sup>
Reservoir Fluid Viscosity Data at 178 °F	
Viscosity at reservoir pressure	8.38 cP at 1551 psig
Viscosity at saturation pressure	7.00 cP at 338 psig
Residual oil viscosity at 0 psig and 191.5°F	10.07 cP at 0 psig

(1) GOR in cubic feet of gas at 14.73 psia and 60°F per barrel of stocktank liquid at 60°F.

**Fuente:** Cepsa. PVT AA\_19. Final Report. Petroleum Services Division.2014

## ANEXO B. PRUEBAS DE POZO DEL CAMPO CARACARA SUR A

ASOCIACION CARACARA

Fecha de Producción: 30/06/2018

Fecha de Reporte: 01/07/2018

**CARACARA SUR**

FACTOR: Crudo 0.990

Agua 1.000

Pozo	Operación							Última Prueba					Diferencias			Prueba Anterior					Formación				
	Crudo	Agua	Frec	PIP	THP	CHP	Tiempo	Crudo	Agua	W/Cut	Frec	PIP	THP	Frec	PIP	THP	Crudo	Agua	W/Cut	Frec		PIP	THP		
	[Bbl]	[Bbl]	[Hz]	[Psi]	[Psi]	[Psi]	[Hrs]	[Bbl]	[Bbl]	[%]	[Hz]	[Psi]	[Psi]	[Hz]	[Psi]	[Psi]	Fecha	[Bbl]	[Bbl]	[%]		[Hz]	[Psi]	[Psi]	
CCSA_001	286.46	8,784.96	60.0	1,220	180	0	24.00	26/06/2018	289.39	8782.41	96.81	60	1,227	180	0.0	-7	0	21/06/2018	300.69	8675.11	96.65	60.0	1,191	180	CT-M, CT-3.2
CCSA_002	162.61	2,616.07	55.0	671	120	2	24.00	26/06/2018	164.27	2615.31	94.09	55	664	120	0.0	7	0	21/06/2018	173.63	2668.05	93.89	55.0	664	120	CT-1.1, CT-B.2
CCSA_003	41.02	481.88	47.5	209	220	45	24.00	29/06/2018	41.44	481.74	92.08	47.5	206	223	0.0	3	-3	22/06/2018	44.29	489.94	91.71	47.5	122	228	CT-M
CCSA_004	506.07	5,114.66	58.0	136	170	100	24.00	29/06/2018	511.26	5113.18	90.91	58	139	170	0.0	-3	0	22/06/2018	558.85	5114.79	90.15	58.0	146	180	CT-1.1, CT-B.2
CCSA_007	0.00	0.00	0.0	0	0	0	0.00	11/07/2017	18.05	642.95	97.27	35	1,294	50	-35.0	-1,294	-50	05/07/2017	71.39	6600.61	98.93	46.0	1,422	120	CT-M
CCSA_010	226.26	2,099.73	66.0	1,327	120	0	24.00	26/06/2018	228.58	2099.12	90.18	66	1,338	120	0.0	-11	0	20/06/2018	226.39	2129.43	90.39	66.0	1,327	120	CT-M
CCSA_011	65.92	220.26	58.0	277	290	45	24.00	28/06/2018	66.59	220.20	76.78	58	271	290	0.0	6	0	23/06/2018	133.17	439.60	76.75	58.0	205	300	CT-1.2, CT-A.4, CT-B.2
CCSA_013	298.49	2,751.33	54.5	237	220	0	24.00	28/06/2018	301.55	2750.53	90.12	54.5	236	230	0.0	1	-10	18/06/2018	288.87	2780.92	90.59	54.5	233	220	CT-A.4, CT-2.1, CT-1.1
CCSA_014ST	117.62	3,816.68	54.0	457	110	0	24.00	20/06/2018	118.82	3815.57	96.98	54	456	110	0.0	1	0	15/06/2018	101.12	3818.21	97.42	54.0	459	110	CT-B, CT-A, CT-2.1
CCSA_015	0.00	0.00	0.0	0	0	0	0.00	29/12/2017	41.05	269.95	86.80	60	396	150	-60.0	-396	-150	27/12/2017	19.00	168.00	89.84	60.0	400	150	CT-B.2
CCSA_016	92.67	1,146.71	49.5	109	240	60	24.00	27/06/2018	93.62	1146.38	92.45	49.5	129	240	0.0	-20	0	13/06/2018	102.19	1157.81	91.89	49.5	146	242	CT-B.2
CCSA_017	106.73	2,002.76	42.0	48	70	0	24.00	28/06/2018	107.82	2002.18	94.89	42	48	70	0.0	0	0	18/06/2018	84.07	2038.94	96.04	42.0	48	65	CT-3, CT-B.2, CT-A.4
CCSA_018	167.81	2,100.54	57.5	92	120	0	24.00	29/06/2018	169.53	2099.93	92.53	57.5	92	120	0.0	0	0	17/06/2018	188.35	2083.66	91.71	57.5	92	120	CT-B, CT-A
CCSA_019	0.00	0.00	0.0	0	0	0	0.00	12/07/2017	47.43	258.57	84.50	47	754	80	-47.0	-754	-80	05/07/2017	57.24	256.76	81.77	47.0	741	80	CT-A.4
CCSA_020	14.19	300.95	39.0	1,162	140	110	23.87	28/06/2018	14.42	302.54	95.45	39	1,165	140	0.0	-3	0	21/06/2018	15.74	333.17	95.49	39.0	1,161	140	CT-A.4
CCSA_021HD	0.00	0.00	0.0	0	0	0	0.00	27/05/2017	46.38	1282.62	96.51	58	691	140	-58.0	-691	-140	24/05/2017	15.82	1302.18	98.80	58.0	691	140	CT-A.4
CCSA_022H	323.16	6,152.84	59.0	734	180	0	23.12	23/06/2018	338.94	6386.10	94.96	58	725	180	0.0	9	0	22/06/2018	360.00	6282.13	94.58	58.0	727	180	CT-B, CT-1.1, CT-3.2, CT-2.2

Fuente: Cepsa. Reporte detallado 30-06-19..2018

## ANEXO C. Resultado Pozo AA\_11

	<b>IPR ANALYSIS</b>	
Well : AA_11_MODBSW17 Oilfield : CARACARA SUR		Sheet : 2 Date : 2019-06-05

IPR MODEL: COMPOSITEO

### WELL DATA

Formation: CARONERA C7  
 Fluid: Oil and water  
 PVT correlation: AI-Marhoun

### RESERVOIR DATA

Pressure: 1826.000 Psig  
 Temperature: 186.000 °F  
 API gravity: 21.600 °API  
 Water specific gravity: 1.000 adim  
 Gas specific gravity: 0.770 adim  
 Solution GOR: 15.000 scf/STB  
 Bubble point pressure: 272.751 Psig

### FLUID AND RESERVOIR

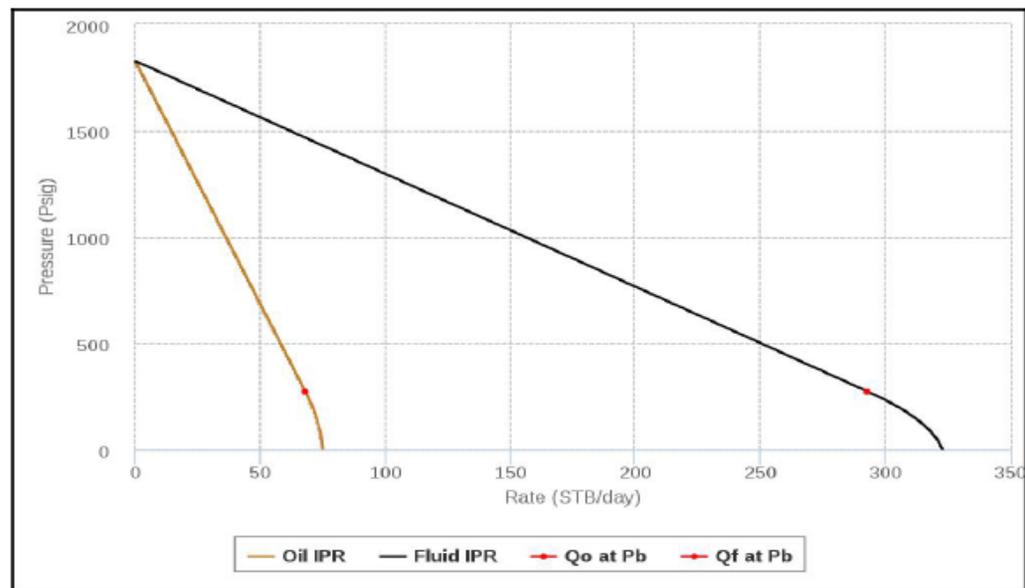
Reservoir pressure: 1826.000 Psig  
 Wellbore flowing pressure (Pwf): 256.000 Psig  
 Test rate (Qf): 287.000 STB/day  
 Test flow rate at the reservoir depth: Yes  
 Water cut / BSW: 76.780 %  
 Reservoir depth, MD: 4939.500 ft

### IPR RESULTS

Reservoir pressure: 1826.000 Psig  
 Fluid PI: 0.189 STB/day/psia  
 Absolute open flow of fluid: 323.031 STB/day  
 Oil PI: 0.044 STB/day/psia  
 Absolute open flow of oil: 75.008 STB/day

### DATA ANALYSIS

Wellbore flowing pressure: 304.122 Psig  
 Rate: 287.000 STB/day  
 Oil rate: 66.641 STB/day  
 Water rate: 220.359 STB/day



Fuente: Análisis SYAL. SERTECPET S.A. 2019.

Well : AA\_11\_MODBSW17  
 Oilfield : CARACARA SUR

Sheet : 2  
 Date : 2019-06-05

WELL DATA	
Formation:	CARBONERA C7
Fluid:	Oil and water
PVT correlation:	Al-Marhoun
Oil viscosity:	Beggs y Robinson
Water viscosity:	Van Wingen
Gas viscosity:	Carr
Single phase flow:	Moody
Multiphase flow:	Orkiszewski

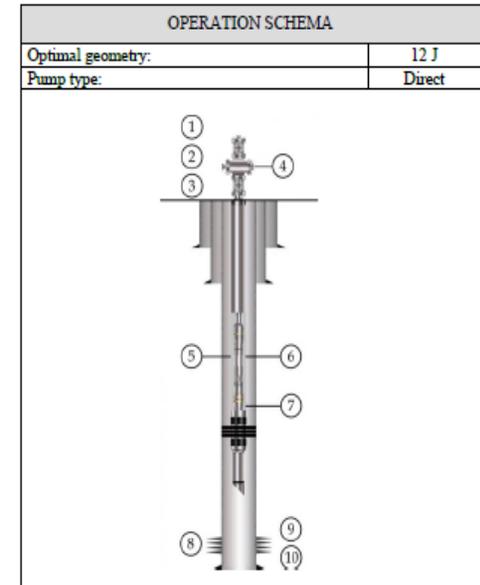
RESERVOIR DATA		
Pressure:	1826.000	Psig
Temperature:	186.000	°F
API gravity:	21.600	°API
Water specific gravity:	1.000	adim
Gas specific gravity:	0.770	adim
Solution GOR:	15.000	scf/STB

POWER FLUID CHARACTERISTICS		
Hydraulic pump system:	MTU	
Calculation mode:	Fixed bottomhole flowing pressure	
Injection pressure:	1733.812	Psig
Injection temperature:	150.000	°F
Injection rate:	2217.472	STB/day
Injection BSW:	96.040	%
Salinity:	100.000	ppm
Water specific gravity:	1.000	adim
Power fluid API gravity:	21.600	°API

WELLBORE MECHANICAL PARAMETERS		
Type of jet pump:	Direct	
Pump depth, MD: (5)	4639.660	ft
Reservoir depth, MD: (8)	4939.500	ft
Sensor depth, MD:	0.000	ft

PRODUCTION PARAMETERS		
Design flow rate:	287.000	STB/day
Wellhead pressure: (4)	290.000	Psig
Wellbore flowing pressure:	304.121	Psig

SURFACE PUMP		
Surface pump efficiency:	80.000	%



RESULTS											
Geometry	Injection pressure (Psig) (3)	Injection flow rate (STB/day) (2)	Design flow rate (STB/day) (1)	Pwf (Psig) (9)	Pump suction pressure (Psig) (7)	Discharge pressure (Psig) (6)	Cavitation rate (STB/day)	Jet pump efficiency (%)	Vgl (adim)	Required power (HP)	Type of jet pump
9K	4437.290	1401.330	287.000	304.121	181.170	2139.225	761.449	9.987		132.572	Direct
12J	1733.812	2217.472	287.000	304.121	181.170	2141.638	323.541	18.134	0.101	82.392	Direct
11L	3189.260	2049.956	287.000	304.121	181.170	2141.240	838.196	9.767		139.569	Direct
11J	2155.514	1812.617	287.000	304.121	181.170	2140.670	431.889	17.069	0.084	83.592	Direct
14M	1473.298	4454.254	287.000	304.121	181.170	2144.576	449.947	11.733	0.082	140.843	Direct
13L	1672.857	3169.145	287.000	304.121	181.170	2143.165	520.675	13.502	0.075	113.647	Direct
13M	1945.002	3297.312	287.000	304.121	181.170	2143.322	762.954	10.826		137.312	Direct
12K	1994.468	2303.865	287.000	304.121	181.170	2141.804	516.160	14.792	0.076	98.363	Direct
12L	2386.981	2427.730	287.000	304.121	181.170	2142.027	729.848	11.425		123.901	Direct

Fuente: Análisis SYAL. SERTECPET S.A. 2019.

Well : AA\_11\_MODBSW17  
 Oilfield : CARACARA SUR

Sheet : 5  
 Date : 2019-06-05

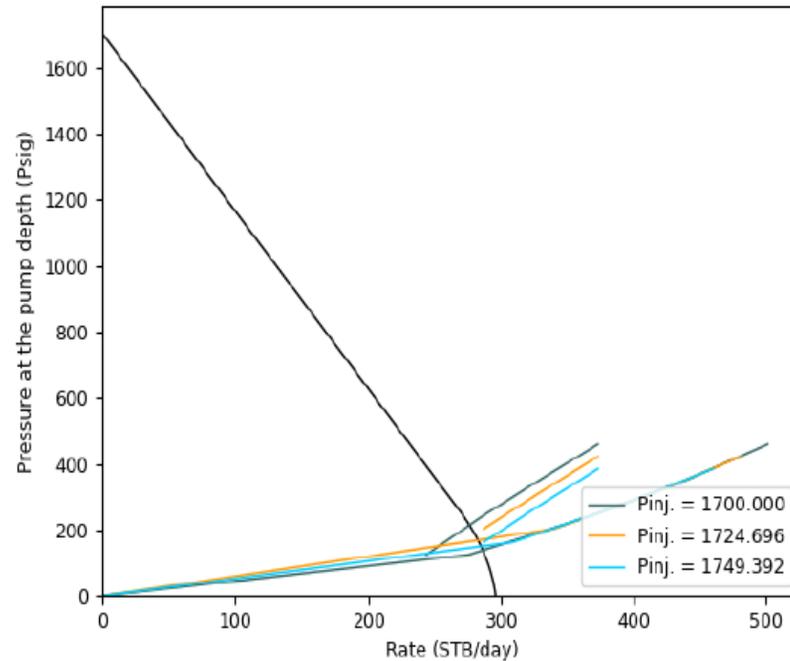
Inflow	
Rate (STB/day):	Pressure at the pump depth (Psig):
0.000	1703.390
90.761	1216.023
93.430	1201.688
114.786	1087.014
128.429	1013.749
135.993	973.135
173.513	771.658
177.221	751.750
181.818	727.063
222.453	508.862
227.495	481.786
296.455	-14.696

Pressure at the pump depth with Pinj. = 1700.000 (Psig)		
Production rate (STB/day)	Cavitation rate (STB/day)	Psuc. (Psig)
243.950	275.902	124.812
287.000	369.300	243.785
330.050	440.911	353.193

Pressure at the pump depth with Pinj. = 1724.696 (Psig)		
Production rate (STB/day)	Cavitation rate (STB/day)	Psuc. (Psig)
287.000	340.102	203.035
330.050	417.125	314.808

Pressure at the pump depth with Pinj. = 1749.392 (Psig)		
Production rate (STB/day)	Cavitation rate (STB/day)	Psuc. (Psig)
287.000	308.768	162.581
330.050	391.848	276.343

Artificial lift match - Jet Claw 12j



Pinj (Psig)	Rate (STB/day)	Psuc. (Psig)
1700.000	276.583	213.301
1724.696	280.735	184.722
1749.392	284.591	154.645

Fuente: Análisis SYAL. SERTECPET S.A. 2019.

## ANEXO D. RESULTADO POZO AA\_19



**Fuente:** Análisis SYAL. SERTECPET S.A. 2019

Well : AA 19 MOD BSW22  
 Oilfield : CARACARA SUR

Sheet : 2  
 Date : 2019-06-05

WELL DATA	
Formation:	CARBONERA C7
Fluid:	Oil and water
PVT correlation:	Al-Marhoun
Oil viscosity:	Beggs y Robinson
Water viscosity:	Van Wingen
Gas viscosity:	Carr
Single phase flow:	Moody
Multiphase flow:	Orkiszewski

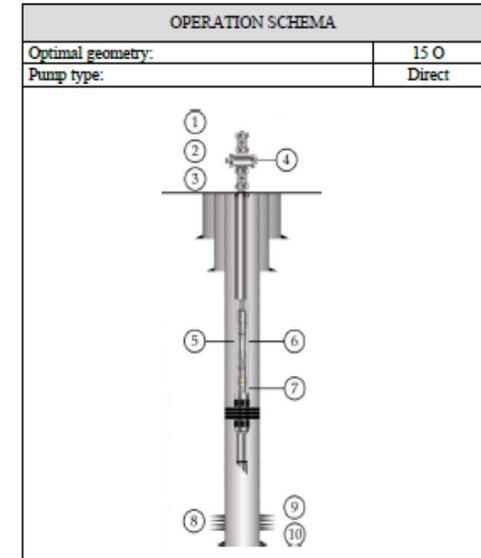
RESERVOIR DATA		
Pressure:	1567.000	Psig
Temperature:	183.000	°F
API gravity:	20.800	°API
Water specific gravity:	1.000	adim
Gas specific gravity:	0.770	adim
Solution GOR:	15.000	scf/STB

POWER FLUID CHARACTERISTICS		
Hydraulic pump system:	MTU	
Calculation mode:	Fixed bottomhole flowing pressure	
Injection pressure:	1033.535	Psig
Injection temperature:	150.000	°F
Injection rate:	4792.619	STB/day
Injection BSW:	94.960	%
Salinity:	100.000	ppm
Water specific gravity:	1.000	adim
Power fluid API gravity:	20.800	°API

WELLBORE MECHANICAL PARAMETERS		
Type of jet pump:	Direct	
Pump depth, MD: (5)	4396.270	ft
Reservoir depth, MD: (8)	4729.000	ft
Sensor depth, MD:	0.000	ft

PRODUCTION PARAMETERS		
Design flow rate:	306.000	STB/day
Wellhead pressure: (4)	80.000	Psig
Wellbore flowing pressure:	801.000	Psig

SURFACE PUMP		
Surface pump efficiency:	80.000	%



RESULTS											
Geometry	Injection pressure (Psig) (3)	Injection flow rate (STB/day) (2)	Design flow rate (STB/day) (1)	Pwf (Psig) (9)	Pump suction pressure (Psig) (7)	Discharge pressure (Psig) (6)	Cavitation rate (STB/day)	Jet pump efficiency (%)	Vgl (adim)	Required power (HP)	Type of jet pump
8F	1775.668	812.764	306.000	801.000	662.532	1947.290	324.728	28.853	0.000	30.922	Direct
10G	1466.951	1102.347	306.000	801.000	662.532	1948.875	377.461	26.137	0.000	34.707	Direct
12I	1174.310	1841.231	306.000	801.000	662.532	1952.121	377.461	20.181	0.000	46.521	Direct
13K	1011.587	2561.840	306.000	801.000	662.532	1955.226	566.192	17.489	0.000	55.870	Direct
15O	1033.535	4792.619	306.000	801.000	662.532	1967.216	1648.618	10.004	0.000	106.755	Direct
15P	1238.892	3011.196	306.000	801.000	662.532	1968.827	2531.212	7.818	0.000	133.492	Direct
16Q	1172.151	7092.689	306.000	801.000	662.532	1984.340	2506.233	6.810	0.000	178.881	Direct
16P	1037.611	6885.812	306.000	801.000	662.532	1982.597	1421.031	8.192	0.000	153.977	Direct
16O	1089.269	6965.257	306.000	801.000	662.532	1983.261	538.438	7.607	0.000	163.400	Direct
15Q	1545.467	5323.097	306.000	801.000	662.532	1970.719	3616.413	5.740	0.000	176.479	Direct
17P	1221.638	8692.408	306.000	801.000	662.532	1989.204	585.620	6.093	0.000	228.368	Direct

Fuente: Análisis SYAL. SERTECPET S.A. 2019

Well : AA\_19\_MOD\_BSW22  
 Oilfield : CARACARA SUR

Sheet : 5  
 Date : 2019-06-05

Comparta archivos para v  
 seguimiento de las respu

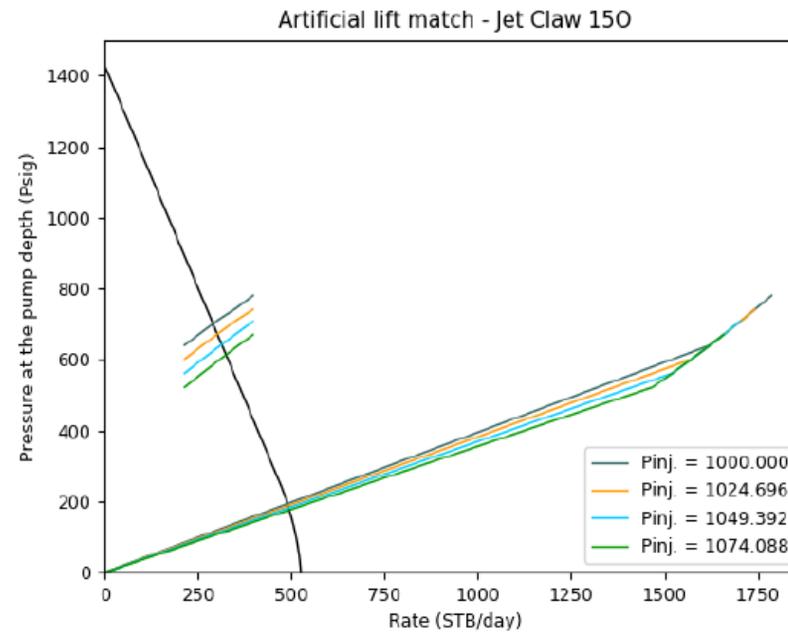
Inflow	
Rate (STB/day):	Pressure at the pump depth (Psig):
0.000	1438.551
25.271	1365.290
51.068	1300.711
83.446	1219.659
185.055	965.298
215.590	888.858
281.399	724.116
334.573	591.005
384.587	465.801
461.979	272.065
490.408	191.554
526.208	-14.696

Pressure at the pump depth with Pinj. = 1000.000 (Psig)		
Production rate (STB/day)	Cavitation rate (STB/day)	Psuc. (Psig)
214.200	1621.916	640.744
260.100	1666.630	677.382
306.000	1709.128	713.136
351.900	1745.339	744.334

Pressure at the pump depth with Pinj. = 1024.696 (Psig)		
Production rate (STB/day)	Cavitation rate (STB/day)	Psuc. (Psig)
214.200	1572.349	601.312
260.100	1619.145	638.514
306.000	1663.554	674.835
351.900	1705.802	710.309

Pressure at the pump depth with Pinj. = 1049.392 (Psig)		
Production rate (STB/day)	Cavitation rate (STB/day)	Psuc. (Psig)
214.200	1520.641	561.532
260.100	1570.154	599.602
306.000	1616.617	636.482
351.900	1660.750	672.517

Pressure at the pump depth with Pinj. = 1074.088 (Psig)		
Production rate (STB/day)	Cavitation rate (STB/day)	Psuc. (Psig)
214.200	1467.404	521.939
260.100	1519.513	560.648
306.000	1568.198	598.080
351.900	1614.357	634.669



Pinj. (Psig)	Rate (STB/day)	Psuc. (Psig)
1000.000	391.402	699.075
1024.696	302.721	670.740
1049.392	314.303	641.745
1074.088	325.886	612.751

Fuente: Análisis SYAL. SERTECPET S.A. 2019

## ANEXO E. Resultado Pozo AA\_20

Well : AA\_20\_MOD\_BSW13  
Oilfield : CARACARA SUR

Sheet : 2  
Date : 2019-06-05

IPR MODEL: COMPOSITO

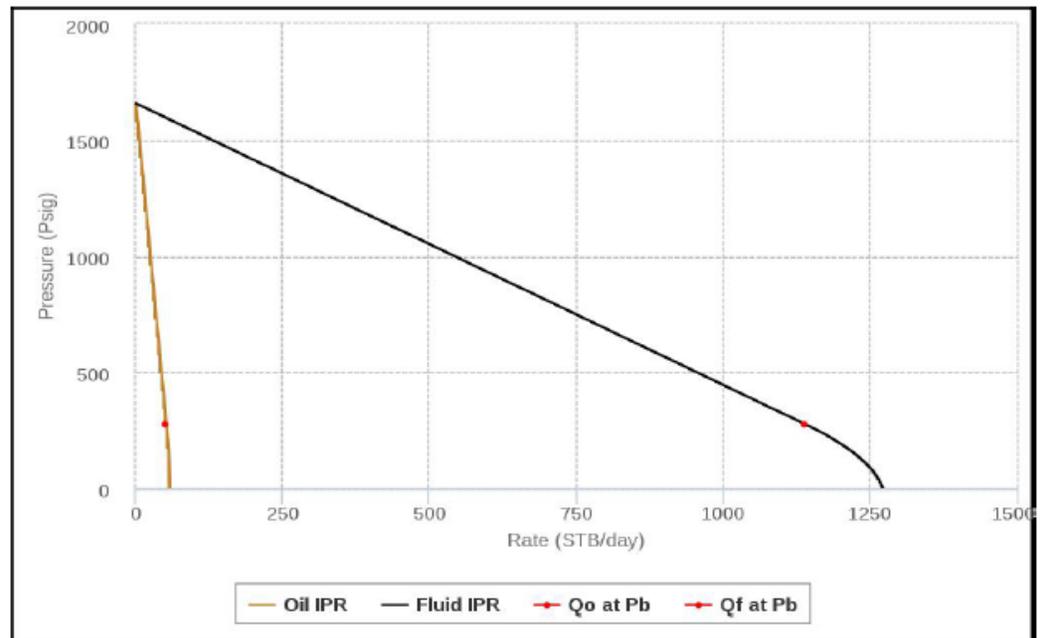
WELL DATA	
Formation:	CARBONERA C7
Fluid:	Oil and water
PVT correlation:	Al-Marhoun

RESERVOIR DATA	
Pressure:	1657.000 Psig
Temperature:	186.000 °F
API gravity:	20.800 °API
Water specific gravity:	1.000 adim
Gas specific gravity:	0.770 adim
Solution GOR:	15.000 scf/STB
Bubble point pressure:	275.731 Psig

FLUID AND RESERVOIR	
Reservoir pressure:	1657.000 Psig
Wellbore flowing pressure (Pwf):	1264.000 Psig
Test rate (Qf):	317.000 STB/day
Test flow rate at the reservoir depth:	Yes
Water cut / BSW:	95.450 %
Reservoir depth, MD:	5376.500 ft

IPR RESULTS		
Reservoir pressure:	1657.000	Psig
Fluid PI:	0.825	STB/day/psia
Absolute open flow of fluid:	1273.185	STB/day
Oil PI:	0.038	STB/day/psia
Absolute open flow of oil:	57.930	STB/day

DATA ANALYSIS		
Wellbore flowing pressure:	1272.916	Psig
Rate:	317.000	STB/day
Oil rate:	14.424	STB/day
Water rate:	302.577	STB/day



Fuente: Análisis SYAL. SERTECPET S.A. 2019

Well : AA 20 MOD BSW13  
 Oilfield : CARACARA SUR

Sheet : 2  
 Date : 2019-06-05

WELL DATA			POWER FLUID CHARACTERISTICS			OPERATION SCHEMA	
Formation:	CARONERA C7		Hydraulic pump system:	MTU		Optimal geometry:	14 M
Fluid:	Oil and water		Calculation mode:	Fixed bottomhole flowing pressure		Pump type:	Direct
PVT correlation:	Al-Marhoun		Injection pressure:	782.045	Psig		
Oil viscosity:	Beggs y Robinson		Injection temperature:	150.000	°F		
Water viscosity:	Van Wingen		Injection rate:	3088.580	STB/day		
Gas viscosity:	Carr		Injection BSW:	90.120	%		
Single phase flow:	Moody		Salinity:	100.000	ppm		
Multiphase flow:	Orkiszewski		Water specific gravity:	1.000	adim		
RESERVOIR DATA			Power fluid API gravity:	20.800	°API		
Pressure:	1657.000	Psig	WELLBORE MECHANICAL PARAMETERS				
Temperature:	186.000	°F	Type of jet pump:	Direct			
API gravity:	20.800	°API	Pump depth, MD: (5)	4669.970	ft		
Water specific gravity:	1.000	adim	Reservoir depth, MD: (8)	5376.500	ft		
Gas specific gravity:	0.770	adim	Sensor depth, MD:	0.000	ft		
Solution GOR:	15.000	scf/STB	PRODUCTION PARAMETERS				
			Design flow rate:	317.000	STB/day		
			Wellhead pressure: (4)	140.000	Psig		
			Wellbore flowing pressure:	1272.914	Psig		
			SURFACE PUMP				
			Surface pump efficiency:	80.000	%		

RESULTS											
Geometry	Injection pressure (Psig) (3)	Injection flow rate (STB/day) (2)	Design flow rate (STB/day) (1)	Pwf (Psig) (9)	Pump suction pressure (Psig) (7)	Discharge pressure (Psig) (6)	Cavitation rate (STB/day)	Jet pump efficiency (%)	Vgl (adim)	Required power (HP)	Type of jet pump
9G	1341.313	826.124	317.000	1272.914	1008.222	1899.914	554.006	28.778	0.000	23.808	Direct
9H	1431.015	841.875	317.000	1272.914	1008.222	1899.885	774.939	26.469	0.000	25.685	Direct
10H	1250.416	954.405	317.000	1272.914	1008.222	1899.696	683.161	27.002	0.000	25.658	Direct
11J	1137.822	1264.561	317.000	1272.914	1008.222	1899.336	975.459	22.789	0.000	30.970	Direct
11K	1320.445	1324.765	317.000	1272.914	1008.222	1899.286	1410.507	18.339	0.000	37.586	Direct
13L	876.398	2198.333	317.000	1272.914	1008.222	1898.930	1175.989	18.326	0.000	41.589	Direct
14L	904.090	3210.854	317.000	1272.914	1008.222	1898.979	469.036	12.503	0.000	62.689	Direct
13K	854.569	2180.453	317.000	1272.914	1008.222	1898.932	693.357	19.047	0.000	40.277	Direct
13M	982.623	2266.642	317.000	1272.914	1008.222	1898.923	1723.197	15.438	0.000	48.037	Direct
13N	1121.149	2357.835	317.000	1272.914	1008.222	1898.916	2273.805	12.684	0.000	56.910	Direct
14N	820.263	3128.323	317.000	1272.914	1008.222	1898.966	1566.852	14.526	0.000	55.505	Direct
14M	782.045	3088.580	317.000	1272.914	1008.222	1898.957	1016.244	15.654	0.000	52.292	Direct

Fuente: Análisis SYAL. SERTECPET S.A. 2019

Well : AA\_20\_MOD\_BSW13  
 Oilfield : CARACARA SUR

Sheet : 5  
 Date : 2019-06-05

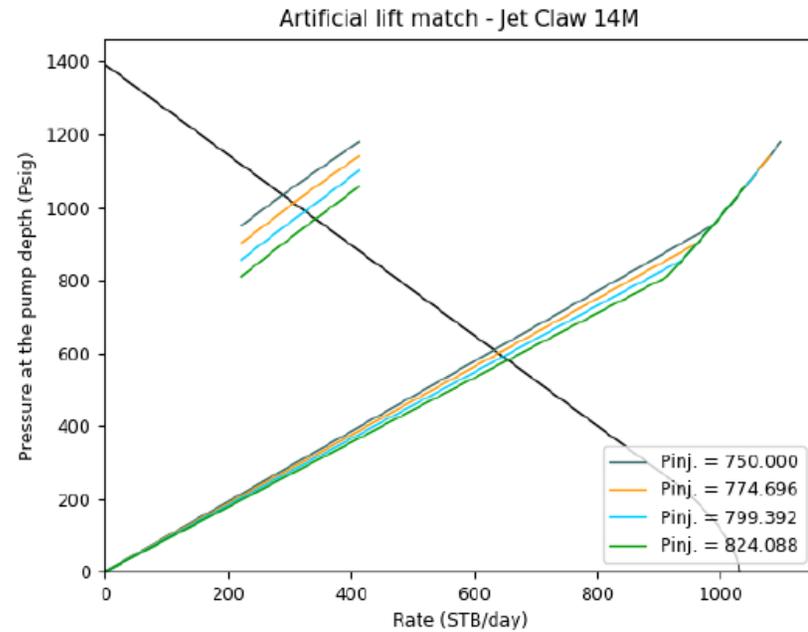
Inflow	
Rate (STB/day)	Pressure at the pump depth (Psig)
0.000	1392.340
23.257	1363.506
39.279	1343.642
98.198	1270.595
227.922	1109.762
334.389	977.764
511.144	758.621
572.647	682.370
678.080	551.654
802.119	397.869
964.921	184.926
1033.142	-14.696

Pressure at the pump depth with Pinj. = 750.000 (Psig)		
Production rate (STB/day)	Cavitation rate (STB/day)	Psuc (Psig)
221.900	987.014	950.033
269.450	1017.136	1010.141
317.000	1045.368	1068.146
364.550	1072.104	1124.568

Pressure at the pump depth with Pinj. = 774.696 (Psig)		
Production rate (STB/day)	Cavitation rate (STB/day)	Psuc (Psig)
221.900	962.369	902.155
269.450	993.836	963.397
317.000	1024.736	1025.615
364.550	1052.709	1083.508

Pressure at the pump depth with Pinj. = 799.392 (Psig)		
Production rate (STB/day)	Cavitation rate (STB/day)	Psuc (Psig)
221.900	938.014	856.137
269.450	971.037	918.828
317.000	1001.943	979.506
364.550	1031.187	1038.715

Pressure at the pump depth with Pinj. = 824.088 (Psig)		
Production rate (STB/day)	Cavitation rate (STB/day)	Psuc (Psig)
221.900	912.922	809.985
269.450	947.595	874.100
317.000	979.961	936.153
364.550	1010.509	996.673



Pinj (Psig)	Rate (STB/day)	Psuc (Psig)
750.000	289.425	1033.511
774.696	307.514	1011.084
799.392	325.603	988.657
824.088	342.658	967.512

Fuente: Análisis SYAL. SERTECPET S.A. 2019