

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA Y DISEÑO DE BOMBAS DE
CAVIDAD PROGRESIVA (PCP) PARA SU IMPLEMENTACIÓN EN EL CAMPO
BRISAS**

PEDRO GAITAN SUAZA

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
2008**

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA Y DISEÑO DE BOMBAS DE
CAVIDAD PROGRESIVA (PCP) PARA SU IMPLEMENTACIÓN EN EL CAMPO
BRISAS**

PEDRO GAITAN SUAZA

**Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director

JORGE ALBERTO CORONEL

Ingeniero de petróleos

Codirector

LUIS FERNANDO BONILLA

Ingeniero de petróleos

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
2008**

Nota de Aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	12
1 GENERALIDADES	14
1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO BRISAS	14
1.1.1 LOCALIZACIÓN.....	14
1.1.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO BRISAS.....	19
1.1.4 ESTRATIGRAFÍA	21
1.1.4.1 ESTRATIGRAFÍA SUBCUENCA DE NEIVA	21
1.1.4.2 ESTRATIGRAFÍA CAMPO BRISAS	21
1.1.4.3 INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL SÍSMICA - CAMPO BRISAS.....	24
1.1.5 HISTORIA DE FLUIDOS.....	25
1.2 ASPECTOS GENERALES DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)	29
1.2.1 EQUIPO DE FONDO	32
1.2.1.1 DESCRIPCIÓN DE LA BOMBA.....	32
1.2.1.1.1 CAPACIDAD DE DESPLAZAMIENTO.....	35
1.2.1.1.2 CAPACIDAD DE LEVANTAMIENTO	36
1.2.1.1.3 REQUERIMIENTOS DE TORQUE Y POTENCIA	37
1.2.1.1.4 ELASTÓMEROS.....	38
1.2.1.1.4.1 PROPIEDADES DE LOS ELASTÓMEROS.....	39
1.2.1.1.4.2 ELASTÓMEROS UTILIZADOS EN PCP	42
1.2.1.1.5 TIPOS DE BOMBAS.....	43
1.2.1.1.6 NOMENCLATURA DE LAS BOMBAS PCP.....	45
1.2.2 EQUIPO DE SUPERFICIE.....	45
1.2.2.1 CABEZAL DE ROTACIÓN.....	46
1.2.2.1.1 FRENO DE ACCIONAMIENTO POR FRICCIÓN	49
1.2.2.1.2 FRENO DE ACCIONAMIENTO HIDRÁULICO	49
1.2.2.2 SISTEMA DE TRANSMISIÓN	50
1.2.2.2.1 SISTEMAS CON POLEAS Y CORREAS.....	51
1.2.2.2.2 SISTEMAS DE TRANSMISIÓN HIDRÁULICA	52

1.2.2.3 FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	53
2. ANALISIS TÉCNICO.....	55
2.1 PRE-SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP) EN EL CAMPO BRISAS.	55
2.2. RECOPIACIÓN, VERIFICACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN EXISTENTE DEL CAMPO BRISAS.	56
2.3. MODELAMIENTO DE LAS CURVAS DE RELACION DEL COMPORTAMIENTO DE INFLUJO (IPR)	60
2.3.1.DETERMINACIÓN DEL TIPO DE FLUIDO, MODELO DE ENTRADA Y ORIENTACIÓN DEL POZO.....	60
2.3.2. AJUSTE DE DATOS PVT	61
2.3.3. CALCULO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP) Y DEL CAUDAL MÁXIMO (AOF) PARA CADA POZO.....	65
2.4. DETERMINACIÓN DE LA OPORTUNIDAD DE AUMENTO DE PRODUCCIÓN CON LA IMPLEMENTACIÓN DE BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS PCP	68
2.4.1.AUMENTO DE PRODUCCIÓN A TRAVÉS DE LA DISMINUCIÓN DE LA PWF.....	68
2.4.2. RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN POR DISMINUCIÓN DE LOS TIEMPOS DE PARADA DEBIDOS A FALLAS EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ACTUAL	72
2.5. CONSIDERACIONES OPERACIONALES	79
2.5.1. CAPACIDAD DE DESPLAZAMIENTO.....	79
2.5.2. CAPACIDAD DE LEVANTAMIENTO	80
2.5.3. TEMPERATURA.....	80
2.5.4. DESVIACIÓN DEL POZO.....	80
2.5.5. PRODUCCIÓN DE GAS.....	81
2.5.6. CONTENIDO DE ARENA	81
2.5.7. CONTENIDO DE CO ₂ Y H ₂ S	81
2.5.8. CONTENIDO DE AROMÁTICOS	82
2.5.9. VISCOSIDAD.....	82
2.6.ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA PCP BAJO LAS CONDICIONES OPERACIONALES DEL POZO BRISAS-10.....	84

2.6.1. ANTECEDENTES.....	84
2.6.2. HISTÓRICO DE SERVICIOS A POZO	85
2.6.3.COMPORTAMIENTO DE LA PERDIDA DE PRODUCCIÓN EN EL POZO BRISAS-10 POR FALLAS EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	86
2.7. DISEÑO DE BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP) PARA LOS POZO DEL CAMPO BRISAS.	87
2.7.1.CARGUE DE LOS PARÁMETROS DE ENTRADA REQUERIDOS POR EL SOFTWARE	87
2.7.1.1 ENTRADA DE LOS PARÁMETROS DE CONFIGURACIÓN DEL POZO	89
2.7.1.2 ENTRADA DE LOS PARÁMETROS DE GEOMETRÍA DEL POZO	95
2.7.1.3 ENTRADA DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO	95
2.7.1.4 ENTRADA DE LAS PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y DE LAS CONDICIONES OPERACIONALES.....	96
2.7.1.5 ENTRADA DE LOS PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DEL EQUIPO DE SUPERFICIE	98
2.7.1.5.1 SELECCIÓN DEL CABEZAL	98
2.7.1.5.2 SELECCIÓN DE MOTOR.....	99
2.7.1.5.3 SELECCIÓN DE VARIADOR.....	100
2.7.2 CORRIDAS DE SIMULACIÓN EN EL SOFTWARE PC-PUMP™	101
2.7.3RESUMEN DE LOS SISTEMAS PCP DISEÑADOS PARA LOS POZOS DEL CAMPO BRISAS.....	103
2.7.3.1 DISEÑO DEL SISTEMA PCP PARA EL POZO BR-1	103
2.7.3.2 DISEÑO DEL SISTEMA PCP PARA EL POZO BR-2.....	104
2.7.3.3 DISEÑO DEL SISTEMA PCP PARA EL POZO BR-4.....	106
2.7.3.4 DISEÑO DEL SISTEMA PCP PARA EL POZO BR-8.....	107
2.7.3.5 DISEÑO DEL SISTEMA PCP PARA EL POZO BR-9.....	108
2.7.3.6 DISEÑO DEL SISTEMA PCP PARA EL POZO BR-11	112
3. ANÁLISIS ECONÓMICO	115
3.1 PRIMERA FASE (I). CAMBIO DE TRES DE LOS POZOS QUE MOSTRARON MEJOR RESPUESTA CON EL NUEVO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR PCP.	115
3.2 SEGUNDA FASE (II). CAMBIO DE LOS DOS SIGUIENTES POZOS	116

3.3 ANÁLISIS DE COSTOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS.....	119
3.3.1 PERIODO CERO.....	120
3.3.2 PRIMER PERIODO.....	120
TABLA 34. FLUJO NETO PARA EL PRIMER PERIODO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA PCP.....	121
3.3.3 SEGUNDO PERIODO.....	121
4. CONCLUSIONES.....	1233
5. RECOMENDACIONES.....	1255
BIBLIOGRAFIA.....	1277
ANEXOS.....	1279

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO BRISAS.	14
FIGURA 2. MAPA ESTRUCTURAL ACTUAL AL TOPE DE LA FORMACIÓN MONSERRATE.....	20
FIGURA 3. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DE LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA. (TOMADO DE EVALUACIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO PIJAO, ICP-2000).....	22
FIGURA 4. REGISTRO TIPO DEL CAMPO BRISAS, POZO BRISAS - 1.....	23
FIGURA 6. SISTEMA TÍPICO CON BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP).....	29
FIGURA 7. ROTOR INTRODUCIDO EN UN ESTATOR TÍPICO.	33
FIGURA 8. FORMACIÓN DE CAVIDADES EN BOMBAS DE LÓBULO SIMPLE (GEOMETRÍA 1:2).....	34
FIGURA 9. TABLA DE PROPIEDADES DE LOS ELASTÓMEROS WFT.	43
FIGURA 10. BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS TUBULAR WFT	44
FIGURA 11. BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS INSERTABLE WFT	44
FIGURA 12. REFERENCIA DE UNA BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS MARCA WFT BRAZIL.....	45
FIGURA 13. DIFERENTES CONFIGURACIONES DE SISTEMAS DE SUPERFICIE.	46
FIGURA 14. DESCRIPCIÓN DE UN CABEZAL VERTICAL TÍPICO.....	47
FIGURA 15. ESTRUCTURA INTERNA DE DOS TIPOS DE CABEZALES DE ROTACIÓN.....	48
FIGURA 16. SELECCIÓN DEL TIPO DE FLUIDO, MODELO DE ENTRADA Y ORIENTACIÓN DEL POZO EN EL SOFTWARE WELLFLO™	61
FIGURA 17. AJUSTE DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL ACEITE, BO EN EL SOFTWARE WELLFLO™	63
FIGURA 18. AJUSTE DE LA RELACIÓN GAS EN SOLUCIÓN - ACEITE, RS EN EL SOFTWARE WELLFLO™	63
FIGURA 19. AJUSTE DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE, μO EN EL SOFTWARE WELLFLO™	64
FIGURA 20. CARGA DE PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS EN EL SOFTWARE WELLFLO™	65

FIGURA 21. CARGA DE PARÁMETROS REQUERIDOS PARA EL CÁLCULO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD EN EL SOFTWARE WELLFLO™	66
FIGURA 22. SELECCIÓN DEL MODELO IPR EN EL SOFTWARE WELLFLO™	67
FIGURA 23. CURVA DE RELACIÓN DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO PARA EL POZO BR-01	69
FIGURA 24. CURVA DE RELACIÓN DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO PARA EL POZO BR-02	69
FIGURA 25. CURVA DE RELACIÓN DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO PARA EL POZO BR-04	70
FIGURA 26. CURVA DE RELACIÓN DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO PARA EL POZO BR-08	70
FIGURA 27. CURVA DE RELACIÓN DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO PARA EL POZO BR-09	71
FIGURA 28. CURVA DE RELACIÓN DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO PARA EL POZO BR-11	71
FIGURA 29. COMPORTAMIENTO DE LA PERDIDA DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO BR-01 DURANTE EL AÑO 2007	75
FIGURA 30. COMPORTAMIENTO DE LA PERDIDA DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO BR-02 DURANTE EL AÑO 2007	75
FIGURA 31. COMPORTAMIENTO DE LA PERDIDA DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO BR-04 DURANTE EL AÑO 2007	76
FIGURA 32. COMPORTAMIENTO DE LA PERDIDA DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO BR-08 DURANTE EL AÑO 2007	76
FIGURA 33. COMPORTAMIENTO DE LA PERDIDA DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO BR-09 DURANTE EL AÑO 2007	77
FIGURA 34. COMPORTAMIENTO DE LA PERDIDA DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO BR-11 DURANTE EL AÑO 2007	77
FIGURA 35. PERDIDA DE PRODUCCIÓN DEL POZO BR-10 DESDE SU PUESTA EN PRODUCCIÓN	86
FIGURA 36. METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE BOMBAS DE CAVIDAD PROGRESIVA	88
FIGURA 37. ENTRADA DE LOS DATOS DE CONFIGURACIÓN DEL POZO EN SOFTWARE PC-PUMP™	90
FIGURA 38. CATALOGO DEL SOFTWARE PC-PUMP™ PARA LA SELECCIÓN DE BOMBAS	91

FIGURA 39. INFORMACIÓN TÉCNICA BOMBA 200 - 5200 (32 - 1600).....	92
FIGURA 40. ENTRADA DATOS DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN EL SOFTWARE PC-PUMP™	93
FIGURA 41. ENTRADA DATOS DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO EN EL SOFTWARE PC-PUMP™	93
FIGURA 42. SELECCIÓN DE LA SARTA DE VARILLAS EN EL SOFTWARE PC-PUMP™	95
FIGURA 43. ENTRADA DE LA DESVIACIÓN DEL POZO EN EL SOFTWARE PC-PUMP™	96
FIGURA 44. ENTRADA DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO, PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y CONDICIONES OPERACIONALES EN EL SOFTWARE PC-PUMP™	97
FIGURA 45. COMPORTAMIENTO DE LA CURVA IPR PARA EL POZO BR-1 DETERMINADO POR EL SOFTWARE PC-PUMP™	97
FIGURA 46. SELECCIÓN DEL CABEZAL PCP EN EL SOFTWARE PC-PUMP™	99
FIGURA 47. ENTRADA DE DATOS DEL MOTOR SELECCIONADO EN EL SOFTWARE PC-PUMP™	100
FIGURA 48. DIAGRAMA DE COMPLETAMIENTO POZO BR-01 BOMBA 200 - 5200 (32-1600)	103
FIGURA 49. DIAGRAMA DE COMPLETAMIENTO POZO BR-02 BOMBA 22 - 40-2500 @ 4000'	105
FIGURA 50. DIAGRAMA DE COMPLETAMIENTO POZO BR-08 BOMBA 24-40-1500 @ 3950'	107
FIGURA 51. DIAGRAMA DE COMPLETAMIENTO POZO BR-09 BOMBA 24-40-1500 @ 4580'	108
FIGURA 52. COMPORTAMIENTO DOG LEGS CON RESPECTO A LA PROFUNDIDAD.....	109
FIGURA 53. COMPORTAMIENTO CARGAS DE CONTACTO POR COUPLING / CENTRALIZADOR CON RESPECTO A LA PROFUNDIDAD EN VARILLA CONVENCIONAL NORRIS 97 DE 1".....	110
FIGURA 55. DIAGRAMA DE COMPLETAMIENTO POZO BR-11 BOMBA 28 GP-20 @ 4576'	112
FIGURA 56. DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL PROYECTO DE IMPLEMENTACIÓN DE BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS PCP EN EL CAMPO BRISAS.	117

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. FICHA TÉCNICA DEL CAMPO BRISAS	16
TABLA 2. ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO BRISAS A FEBRERO DEL 2008.....	18
TABLA 3. PRODUCCIÓN PROMEDIO POR DÍA A FEBRERO 2008	18
TABLA 4. PUNTO DE FLUIDEZ Y CONTENIDO DE PARAFINAS	26
TABLA 5. ANÁLISIS SARA.....	26
TABLA 6. ANÁLISIS TIPO 1 CRUDO POZO BRISAS 8.....	26
TABLA 7. CONTENIDO DE H ₂ S EN EL CRUDO	27
TABLA 8. TIPO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON EL QUE ACTUALMENTE OPERAN LOS POZOS DEL CAMPO BRISAS.....	56
TABLA 9. INFORMACIÓN SELECCIONADA Y CLASIFICADA PARA EL DESARROLLO DEL ANÁLISIS TÉCNICO	56
TABLA 10. FACTOR DE AJUSTE OBTENIDO CON DIFERENTES CORRELACIONES PARA EL CÁLCULO DE PB, BO, RS Y μ O.....	64
TABLA 11. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y CAUDAL MÁXIMO PARA CADA POZO.....	67
TABLA 12. OPORTUNIDAD NETA DE AUMENTO DE PRODUCCIÓN DE CRUDO A TRAVÉS DE LA DISMINUCIÓN DE LA PWF HASTA 50 PSI.....	72
TABLA 13. PERDIDA DE PRODUCCIÓN TOTAL, EN PROMEDIO DÍA (BOPD), PARA EL AÑO 2007	74
TABLA 14. PERDIDA DE PRODUCCIÓN POR FALLA EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, EN PROMEDIO DÍA (BOPD), PARA EL AÑO 2007	74
TABLA 15. OPORTUNIDAD NETA DE AUMENTO DE PRODUCCIÓN DE CRUDO A TRAVÉS DE LA DISMINUCIÓN DE LOS TIEMPOS DE PARADA DEBIDOS A FALLAS EN EL S.L.A CON LA IMPLEMENTACIÓN DE PCP.	78
TABLA 16. OPORTUNIDAD DE AUMENTO DE PRODUCCIÓN CON LA IMPLEMENTACIÓN DE BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS, PCP	78
TABLA 17. COMPARACIÓN DE LAS CONDICIONES OPERACIONALES DE CADA POZO DEL CAMPO BRISAS CON LOS RANGOS DE APLICACIÓN DEL SISTEMA PCP.....	83
TABLA 18. SERVICIOS REALIZADOS AL POZO BR-10 DESDE SU PUESTA EN PRODUCCIÓN	85

TABLA 19. PARÁMETROS DE ENTRADA REQUERIDOS POR EL SOFTWARE PC-PUMP™	88
TABLA 20. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE BOMBAS PCP.....	91
TABLA 21. SIMULACIÓN MODELO DE BOMBA 200 - 5200 (32-1600) PARA EL POZO BR-01	102
TABLA 22. EQUIPO REQUERIDO PARA IMPLEMENTAR SISTEMA PCP EN EL POZO BR-01.....	104
TABLA 23. EQUIPO REQUERIDO PARA IMPLEMENTAR SISTEMA PCP EN EL POZO BR-02.....	105
TABLA 24. EQUIPO REQUERIDO PARA IMPLEMENTAR SISTEMA PCP EN EL POZO BR-08.....	107
TABLA 25. EQUIPO REQUERIDO PARA IMPLEMENTAR SISTEMA PCP EN EL POZO BR-08.....	111
TABLA 26. EQUIPO REQUERIDO PARA IMPLEMENTAR SISTEMA PCP EN EL POZO BR-11.....	112
TABLA 27. OPORTUNIDAD NETA DE AUMENTO DE PRODUCCIÓN DE CRUDO A TRAVÉS DE LA DISMINUCIÓN DE LA PWF HASTA 50 PSI OBTENIDA MEDIANTE EL SOFTWARE PC-PUMP.....	113
TABLA 28. OPORTUNIDAD DE AUMENTO DE PRODUCCIÓN CON LA IMPLEMENTACIÓN DE BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS, PCP	114
TABLA 29. COSTOS DE INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA LA PRIMERA FASE (I).....	116
TABLA 30. COSTOS DE INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA LA SEGUNDA FASE (II).	116
TABLA 31. INGRESOS ANUALES OBTENIDOS A PARTIR DE LA IMPLEMENTACIÓN DE BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS EN EL CAMPO BRISAS.....	118
TABLA 32. EGRESOS PROMEDIO PRODUCTO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO PCP EN EL CAMPO BRISAS.....	119
TABLA 33. FLUJO NETO PARA EL PERIODO CERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA PCP.....	120
TABLA 35. FLUJO NETO PARA EL SEGUNDO PERIODO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA PCP.....	121
TABLA 36. INDICADORES ECONÓMICOS PRODUCTO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO POR PCP PARA EL CAMPO SANTA CLARA.....	122

DEDICATORIA

El autor del presente trabajo desea dedicarlo sinceramente:

A Dios y la Virgen por que gracias a ellos es que todos los días tenemos la dicha de alcanzar nuevas metas.

A mis padres, Maria Stella Suaza y Pedro Gaitan, quienes con su apoyo, dedicación y esfuerzo hicieron posibles que este sueño se hiciera realidad.

A mi Novia querida, Alba Luz Calderón, por su incondicional apoyo, porque siempre ha estado en las buenas y en las malas, por ser mi mas ferviente seguidora y acompañante, porque cunado flaquee siempre fue una voz de apoyo, por todo el amor que me brinda cada día y simplemente por que sin ella no huévese sido posible lograr esto.

A mis amigos de la universidad y estoy seguro que serán para toda la vida: Felipe Quintero, Uldarico Lozano “Chepe”, Mario Torrente, Freddy Vásquez, Alexis Rodríguez y Carolina Trujillo. Por su valiosa colaboración, por haberme enseñado el verdadero valor de la amistad y porque siempre han estado conmigo.

A mi padrino, Luís Suaza, por todo el apoyo que me brindo en su momento. A mi tía Dora por la persona en la que siempre encontré apoyo y ayuda cuando la necesite, a mis abuelas por sus consejos y en general a toda mi familia.

A todos los hicieron posible de una u otra manera que este logro se materializara

AGRADECIMIENTOS

El autor desea expresar sus más sinceros agradecimientos a:

Jorge Coronel, Ingeniero de Petróleos, Cordinador PCP de la compañía WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED y Director del proyecto, por sus invaluable colaboración.

Javier Leguizamon, Ingeniero de Petróleos, Departamento de Producción ECOPETROL S.A.- SOH, por haberme dado la oportunidad de desarrollar este proyecto.

Rodrigo Rincón Rojas, Ingeniero de Petróleos, Gerente de Operaciones de la compañía WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED, por su valiosa comprensión y colaboración

Olga del Pilar Castillo, Ingeniera de Petróleos, quien fue de gran ayuda en el desarrollo de este proyecto y por haberme brindado su amistad.

Hernán Corredor y Juliana Muñoz, Ingenieros de Petróleos, por su colaboración y enseñanzas.

Jairo Antonio Sepúlveda Gaona, Msc. en ingeniería de Petróleos, Evaluador del proyecto, por su comprensión, colaboración y enseñanzas.

Jaime Andrés Trujillo, ingeniero de Petróleos, Evaluador del proyecto, por su comprensión, por sus valiosos y oportunos consejos, colaboración y enseñanzas.

Luís Fernando Bonilla Camacho, Msc en Ingeniería de Petróleos, por sus enseñanzas.

A toda la Flota FLUSH BY & COROD de Weatherford por su amizado y apoyo, pero en especial a Edwing Duarte y Oscar Muños por su incondicional apoyo y comprensión, por sus enseñanzas y sobre todo por su amistad.

La compañía WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED y en especial al personal que labora en la base Neiva- Galindo, por haberme abierto las puertas de esta bonita familia.

La compañía ECOPETROL S.A. y especialmente el personal del Departamento de Producción y de ingeniería de la (SOH), por facilitarme la información con la cual se pudo desarrollar este proyecto.

La Universidad Surcolombiana y el Programa de Ingeniería de Petróleos, por haberme dado la oportunidad de desarrollarme como estudiante y haberme enseñado la madures del profesional

INTRODUCCIÓN

El yacimiento del campo Brisas es un yacimiento de arenas poco consolidadas, razón por la cual durante la producción se presentan cortes de arena que generan constantes bloqueos en las bombas de Bombeo Mecánico instaladas actualmente en la mayoría de los pozos del campo, lo cual hace necesario que en muchas ocasiones se tengan que realizar varias intervenciones por pozo en el mes, generándose pérdidas de producción por tiempo de parada de los pozos y altos gastos operacionales. Adicional a lo anterior, en el campo se producen fluidos con contenido de H₂S lo cual agrava los problemas operacionales, dificultando la toma de decisión acerca del sistema de levantamiento mas eficiente y conveniente para los pozos de dicho campo.

Debido al gran auge mundial que esta teniendo actualmente el sistema de levantamiento artificial por Bombas de Cavidades Progresivas (PCP) en la actualidad, dicha técnica empleada inicialmente hace algo más de 20 años ha evolucionado constantemente en la última década, por lo que hoy en día varios campos en Colombia emplean dicho sistema con resultados positivos en cuanto a las características técnicas y costos de operación, confirmando que el sistema de levantamiento por bombeo mecánico ha perdido bastante terreno a nivel mundial, en comparación con otras técnicas de levantamiento artificial.

Debido a lo anterior con este estudio se pretende evaluar que tan viable resultaría la implementación de Bombas de Cavidades Progresivas (PCP) como método de levantamiento artificial alternativo al que actualmente tiene el campo Brisas, por ser este sistema el que mejor se ha adaptado a las condiciones presentes en la mayoría de los pozos de dicho campo, en comparación con el que tiene actualmente (Bombeo Mecánico) , y así determinar la viabilidad técnica y económica de implementar el bombeo por PCP.

El estudio se compone inicialmente de una fase de descripción de las propiedades y características del campo y del sistema de levantamiento artificial por bombas de cavidades progresivas (PCP). En la siguiente fase se hace una breve reseña del proceso de recolección y clasificación de la información que se requirió para el desarrollo del proyecto. Posteriormente, se presenta el análisis técnico del sistema de levantamiento artificial por bombas de cavidades progresivas (PCP), en el cual se describe paso a paso como se seleccionaron los pozos candidatos para la implementación de dicho sistema, teniendo entonces la producción actual y la producción esperada luego de dicha implementación, lo cual proporciona al proyecto las capacidades de producción de los pozos estudiados durante el mismo y de este modo se tiene un panorama más claro de cual sería el incremento de producción obtenido con la implementación del nuevo sistema de levantamiento artificial con Bombas de Cavidades Progresivas (PCP). Finalmente en esta fase se presentan los posibles diseños de las bombas a utilizar en los pozos que por criterio técnico serían los que se convertirán al nuevo sistema, dichos diseños fueron realizados teniendo en cuenta las características particulares de cada pozo

Finalmente, se realiza el análisis económico del proyecto. Se tienen dos posibilidades, la primera es la disminución de los egresos, representado en la disminución sustancial de los gastos de instalación y operación; y por otra parte está la posibilidad de aumentar los ingresos, representados en los posibles incrementos de producción mediante la implementación del nuevo sistema de levantamiento por PCP, al disminuir la P_{wf} , así como también disminuir las pérdidas de producción para cada pozo, por fallas en el sistema de levantamiento artificial actual; de este modo se determina cual es la mejor opción de implementación desde el punto de vista técnico y económico, cumpliendo a cabalidad con el objetivo principal del presente estudio.

1. GENERALIDADES

1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO BRISAS

1.1.1 Localización

El campo Brisas se encuentra localizado en el área de la antigua concesión Neiva-540 (Subcuenca de Neiva), 20 Km al Norte de la ciudad de Neiva (Huila), en jurisdicción del Municipio de Aipe, en la cuenca del Valle Superior del Magdalena. El campo Brisas cubre un área aproximada de 7 Km² (Figura 1).

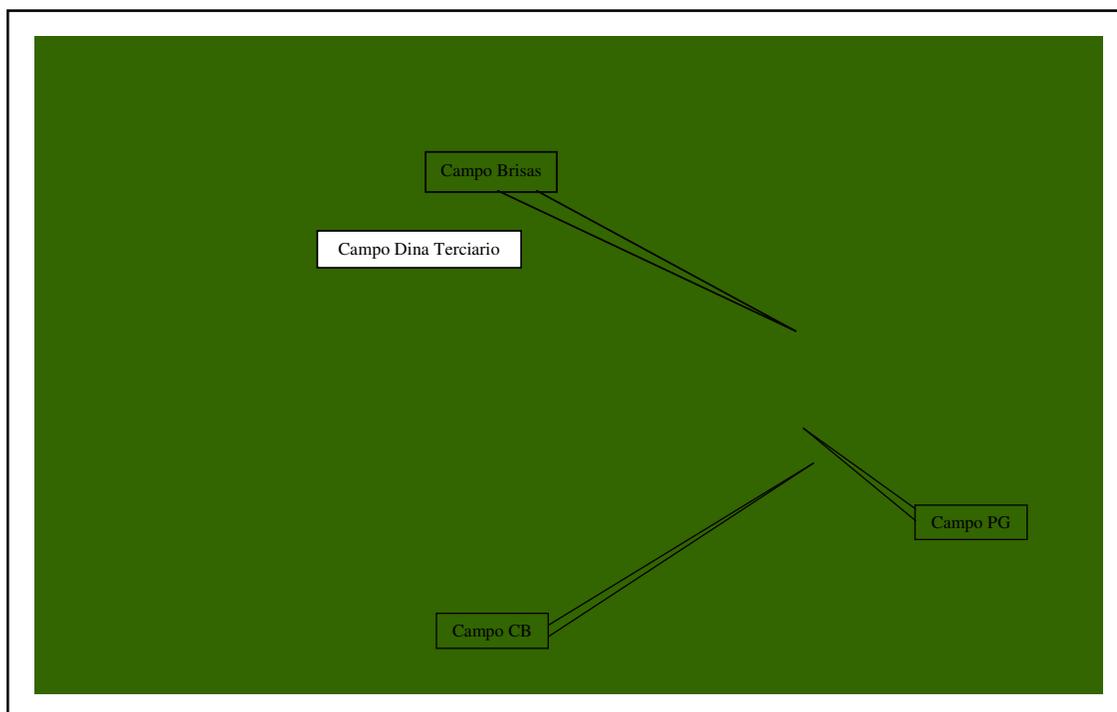


Figura 1. Localización Geográfica del Campo Brisas.

1.1.2 Historia del campo

El Campo fue descubierto por la compañía Tenneco en 1973 con la perforación del pozo Brisas-1, el cual probó la Formación Monserrate. Entre 1975 y 1989 se perforaron 7 pozos: BR-2, BR-3, BR-4, BR-5, BR-7, BR-8, BR-9. Dos de estos pozos, el BR-3 quedó fuera de la estructura y produjo agua (bloque 4) y el BR-7 (bloque 1) no encontró la zona productora de la Formación Monserrate, posiblemente por estar erosionada por la discordancia del Oligoceno. El 2 de agosto del año 2003 se terminó de perforar el pozo BR-11, el cual no encontró la formación productora y el 18 de julio del 2006 se terminó de perforar el pozo BR-10, con el cual se reemplazó el BR-5 que fue cerrado por problemas mecánicos causantes de frecuentes arenamientos. El pozo BR-1 fue abandonado durante la etapa de desarrollo y producción en 1986 por alto BSW (>90%), problemas de cemento y con una producción de 38 BOPD, luego fue reactivado.

Actualmente los pozos que están activos son BR-1, BR-2, BR-4, BR-8, BR-9, BR-10 y BR-11 con una producción promedio a Febrero de 2008 de 492.92 BOPD, 84.5 % de corte de agua, producción de gas estable de 31.45 KSCFD.

Los pozos tienen un espaciamiento aproximado de 40-60 acres. El mecanismo de producción es una combinación de gas en solución y empuje parcial de agua. La presión inicial del yacimiento fue 2000 psi (al datum de - 3000 ft), la presión actual es de 710 psi (al datum de - 3000 ft). El pozo Brisas-1 es el pozo monitor de presión del yacimiento.

La producción de crudo acumulada a Febrero de 2008 es de 8'271.516.71 BLS. El aceite tiene una gravedad de 23° API. De acuerdo con la información actualizada de reservas, se reportan como reservas iniciales del campo 23.4

Millones de barriles, con un factor de recobro a Mayo 31/2003 de 32.69 %. Las reservas probadas últimas del Campo se reportan como 8.89 MMbbls, las reservas probadas desarrolladas remanentes de 1.4 Mbls, y reservas no probadas probables de 1.6 MMbbls.

Desde su descubrimiento en 1973, el Campo ha sido operado por las Compañías Hocol, Shell, y ECOPEPETROL-SOH. En la actualidad el Campo Brisas es administrado por la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima, ECOPEPETROL S.A.

Algunos datos generales del Campo se muestran en la *Tabla 1* y el estado actual de los pozos se presenta en la *Tabla 2*. La *Tabla 3* muestra la producción actual de los pozos del campo Brisas.

Tabla 1. Ficha técnica del Campo Brisas

FICHA TECNICA	
FORMACIÓN	Monserate K4 (Cretáceo Superior)
DATUM (ft) TVDss	3000 ft
TIPO DE TRAMPA	Estructural
ESTRUCTURA	Anticlinal asimétrico fallado
PROFUNDIDAD	4000 pies
LITOLOGÍA	Areniscas
ESPEJOR TOTAL	200 pies
ESPEJOR NETO	75 pies
POROSIDAD	15 – 21 %
PERMEABILIDAD	120-200 md
GRAVEDAD API	23 °API
CONTACTO OW	-3295 pies (de BR-4)

FICHA TECNICA	
PRESION INICIAL DE YACIMIENTO	2000 psia @ -3000 pies (original)
PRESION DE YACIMIENTO	710 psia @ -3000 pies
PRESION DE BURBUJA	800 psia
VISCOSIDAD DEL CRUDO A TYAC	11 Cp, crudo asfáltico
SW PROMEDIA INICIAL	25%
GOR INICIAL	160 (CF/BBL)
FACTOR VOLUMETRICO INICIAL	1.076 RB/STB
TEMPERATURA DE YACIMIENTO	135 ° F
MECANISMO DE PRODUCCIÓN	Empuje parcial de agua-gas en solución
VISCOSIDAD DEL AGUA	0.538 Cp
SALINIDAD AGUA FORMACIÓN	6500 (ppm Cl)
CAPA GAS PRESENTE	No
GOR ACTUAL	80 (CF/BBL)
BUZAMIENTO MAX. ZONA DE INTERÉS	50
POZOS CORAZONADOS	0
GRAVEDAD DEL GAS	0.83
AREA PRODUCTIVA	390 ACRES
BSW ACTUAL	80%
PRODUCCIÓN PROMEDIA DIARIA	492 BOPD

Tabla 2. Estado actual de los pozos del Campo Brisas a Febrero del 2008.

POZO	AÑO PERFORACION	UNIDAD PRODUCTORA	PRODUCCION ACUMULADA (BIs)	ESTADO ACTUAL
Brisas-1	1973	A, B1, B2, B3	1092672.95	Activo
Brisas-2	1975	B1, B2, B3	2502165.43	Activo
Brisas-3	1977			Abandonado
Brisas-4	1982	A, B1, B2, B3	1341852.69	Activo
Brisas-5	1982	B1, B2, B3	889029.00	Abandonado
Brisas-7	1984			Abandonado
Brisas-8	1987	B2, B3	1011472.87	Activo
Brisas-9	1987	A, B1, B2, B3	1369121.95	Activo
Brisas-10	2006	B2, B3	59167.42	Activo
Brisas-11	2003	B1, B2, B3	6034.40	Activo
TOTAL			8271516.71	

Tabla 3. Producción promedio por día a Febrero 2008

Pozo	S.L.A	BOPD	BWPD	BSW (%)	GOR (SCF/STB)	GAS (KSCF/DIA)
BR-1	B.M	34.15	220.44	86.58	124.56	4.25
BR-2	B.M	70.13	785.45	91.8	146.83	10.30
BR-4	B.M	87.33	898.93	91.15	18.94	1.65
BR-8	B.M	103.9	337.13	76.44	43.76	4.55
BR-9	B.M	72.35	382.1	84.08	28.34	2.05
BR-10	PCP	127.92	89.8	41.24	67.89	8.68
BR-11	B.M	3.16	2.66	45.78	79.40	0.25

A Febrero del 2008 el campo produce aproximadamente 3176.94 BFPD con un corte de agua promedio del 84.5 %, para una producción neta de 492.42 BOPD, con un GOR promedio de 63.86 SCF/STB y una producción total de gas de 31.45 KSCF/D.

1.1.3 Geología del campo brisas

Geológicamente el campo Brisas hace parte de la subcuenca de Neiva, la cual abarca la parte sur de la cuenca del Valle Superior del Magdalena y corresponde a una depresión elongada con rumbo SW-NE, en donde predomina un sistema de cabalgamiento convergente hacia el Este y limitada por los Sinclinales de Acevedo y Tarqui al sur y por el Alto de Natagaima al Norte. Como resultado de la interpretación realizada a la información sísmica 3D hecha en 1998 en el área de Neiva, el Campo corresponde a un anticlinal erodado de rumbo NE-SW, limitado en su flanco este por la falla inversa de Tenay y al Oeste por una serie de tres “back thrusts” de dicha falla que dividen el Campo en cuatro bloques (*Figura 2*).

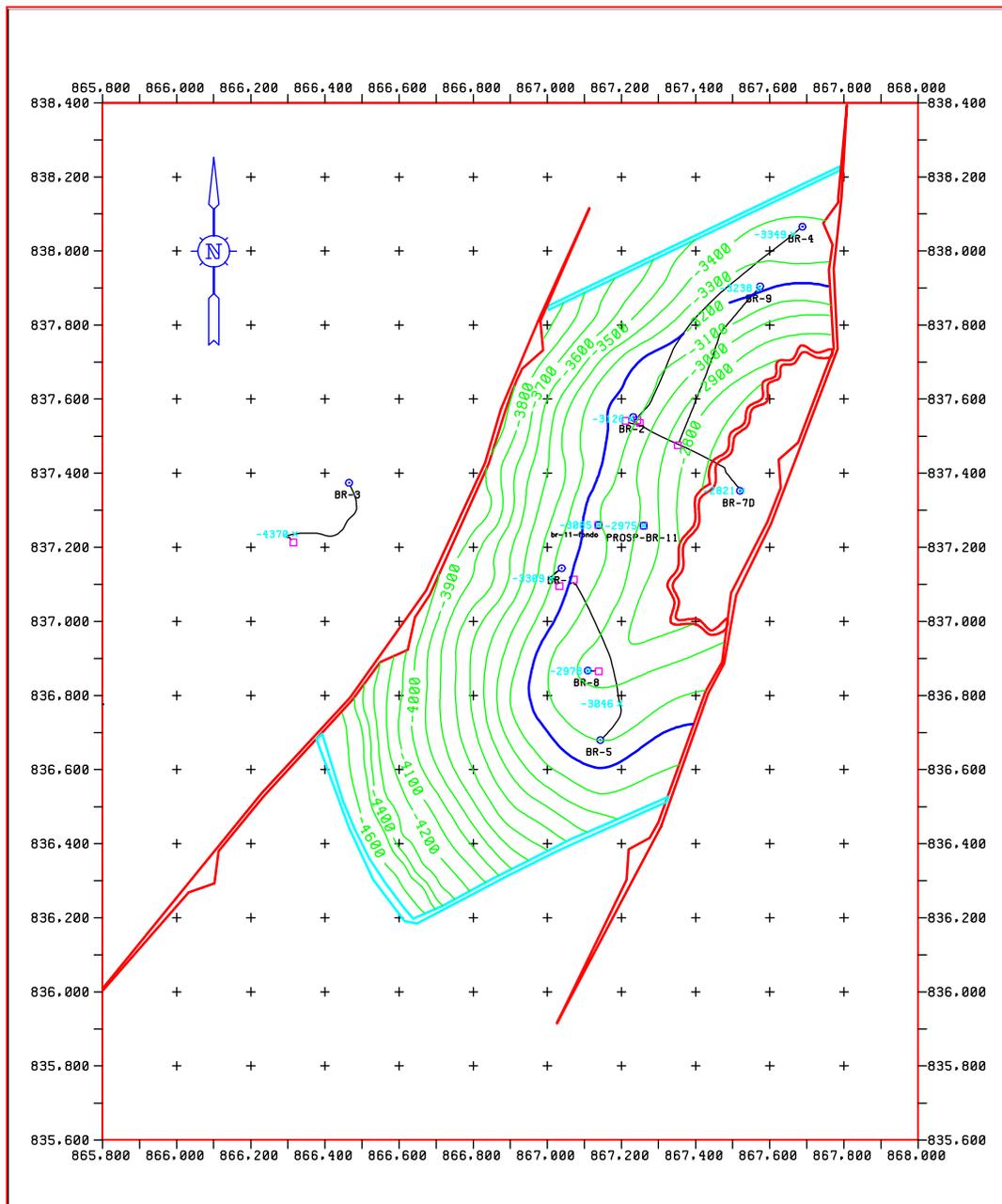


Figura 2. Mapa estructural actual al tope de la Formación Monserrate.

En el Campo Brisas la Formación Monserrate es la formación productora, con profundidades que varían entre -2800 pies (BR-1) y -3900 pies (BR-3) a lo largo de la trayectoria del pozo Brisas - 1.

1.1.4 Estratigrafía

1.1.4.1 Estratigrafía subcuenca de Neiva

El basamento económico para la subcuenca de Neiva corresponde principalmente a rocas de edad Jurásica, compuestas por depósitos de origen vulcano-clásticos (Fm. Saldaña). Sobre este basamento se acumularon constantemente sedimentos desde el Cretácico medio hasta el reciente, con algunos eventos tectónicos y/o hiatos depositacionales que quedaron registrados en las discordancias del Eoceno medio y del Oligoceno. La columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Superior del Magdalena se muestra en la *Figura 3*.

1.1.4.2 Estratigrafía Campo Brisas

Debido a la ausencia de corazones, el análisis estratigráfico se ha hecho con base en electrofacies, muestras de zanja y comparación con el modelo definido por el ICP para el Campo Pijao en el informe Evaluación Geológica del Campo Pijao, 2000. Como registro tipo se presenta en la *Figura 4* el pozo Brisas-1.

Se puede observar que en general, los depósitos de la Formación Monserrate representan una secuencia dominada por arcilla a la base, con algunas intercalaciones arenosas granocrecientes (unidades K-4C y K-4B3SL según respuesta del GR), que hacia el tope se vuelve progresivamente dominada por arenas (K-4A y K-4B1). Esta secuencia representa una progradación, de facies netamente marinas (probablemente de plataforma) en la base, a facies de frente de playa hacia el tope. La respuesta eléctrica de los pozos de este

Campo correlaciona muy bien con la de los pozos del Campo Pijao, por lo que el modelo de depositación puede ser equivalente.

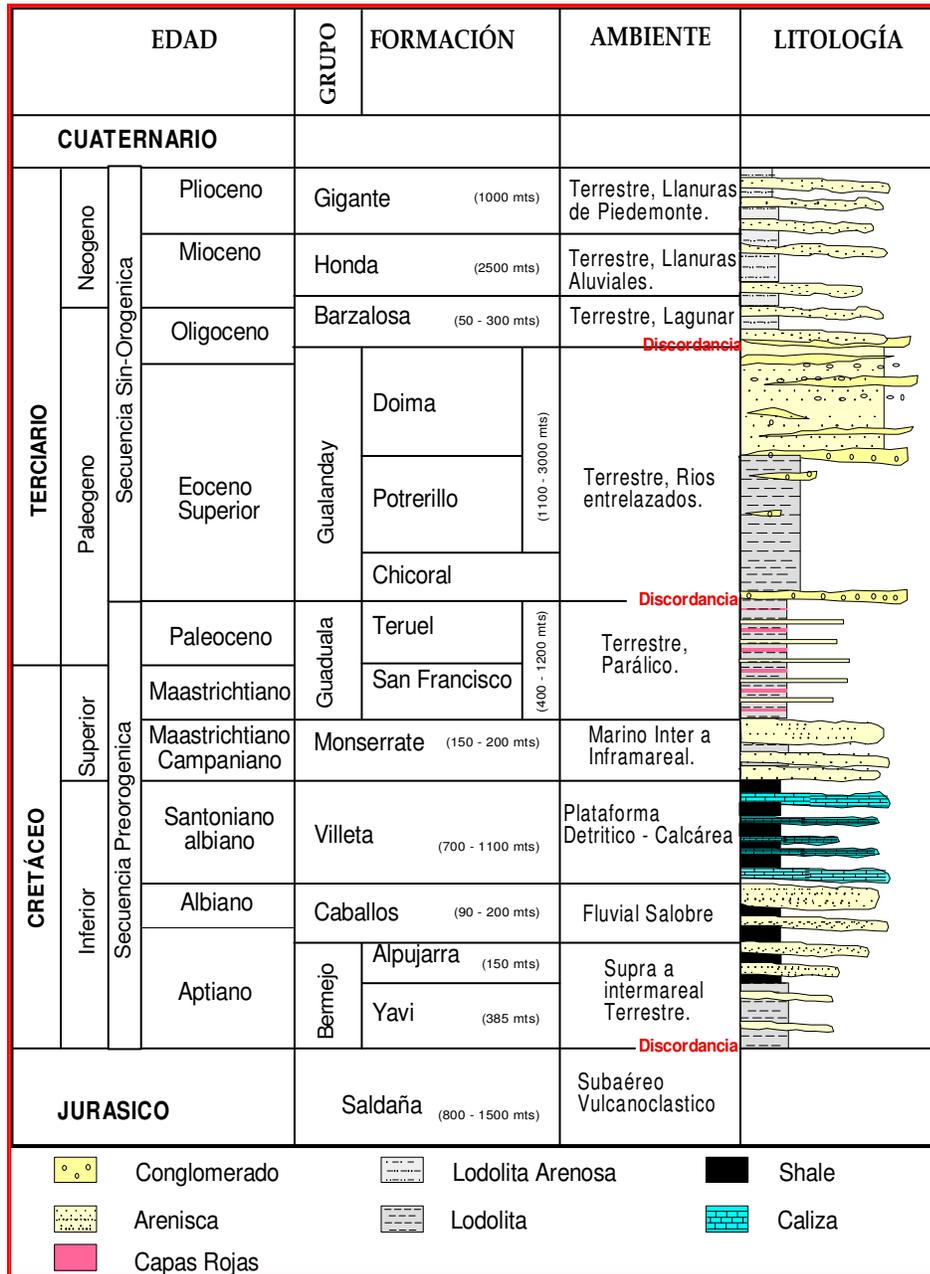


Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. (Tomado de Evaluación Geológica del Campo Pijao, ICP-2000).

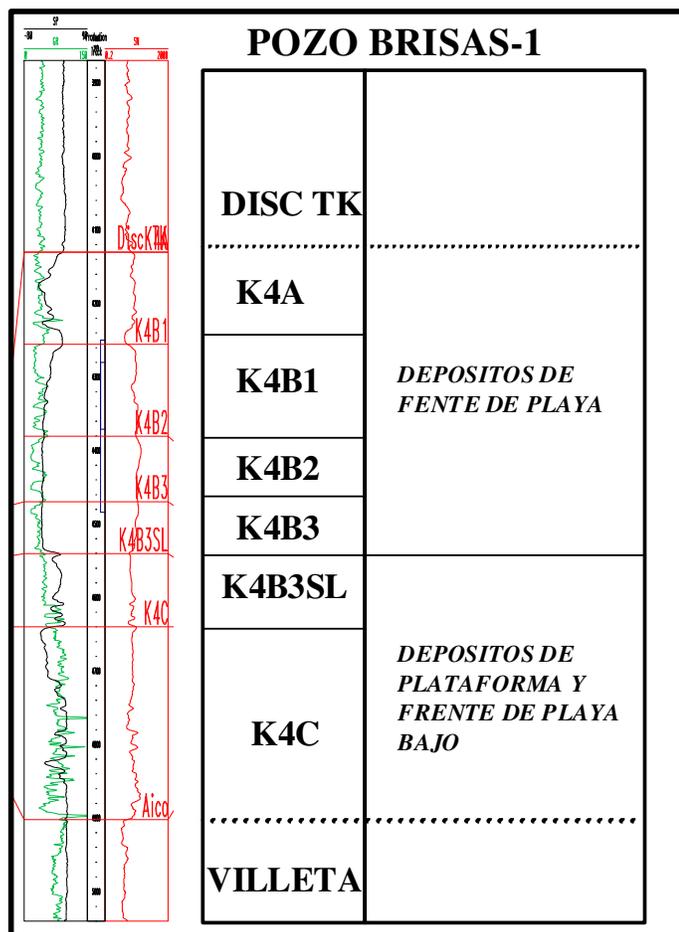


Figura 4. Registro tipo del Campo Brisas, pozo Brisas - 1.

Basados en la ocurrencia de eventos transgresivos que definen niveles fácilmente correlacionables y tratando de mantener la nomenclatura preestablecida para el área, la Formación Monserrate se subdividió en 6 unidades litoestratigráficas (*Figura 5*), de base a tope:

- Las unidades K4C y K4B3SL: dominadas por depósitos finos con algunas intercalaciones arenosas que representan las facies de plataforma a frente de playa bajo.
- La unidades K4B3, K4B2, K4B1, K4A: dominadas por arenas, representan la progradación del frente de playa sobre la plataforma

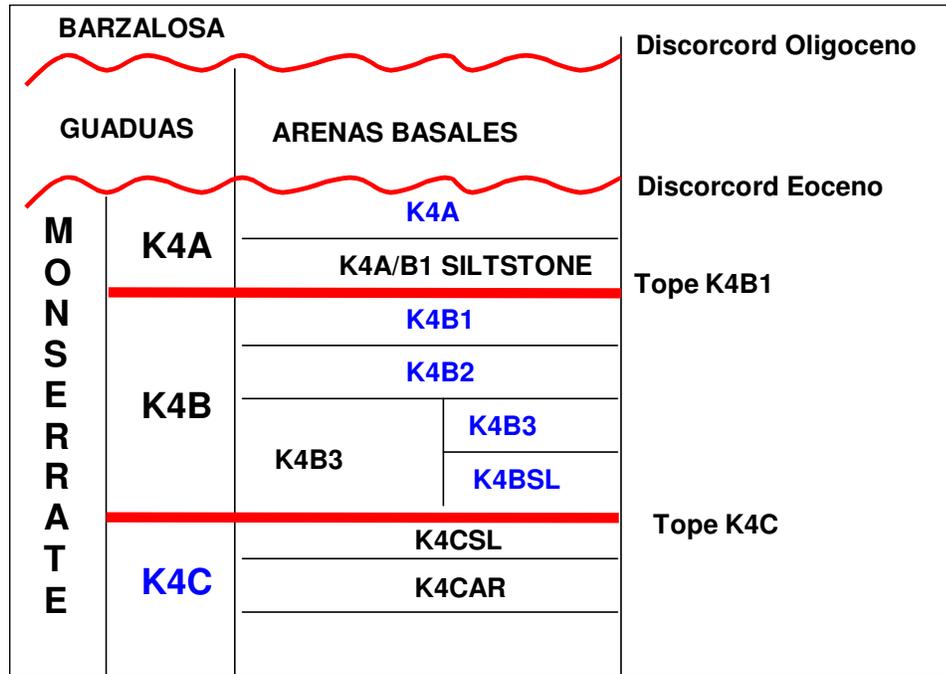


Figura 5. Unidades estratigráficas Campo Brisas

1.1.4.3 Interpretación estructural sísmica - campo Brisas

Localmente el tope de la Formación Monserrate está ausente, especialmente en los bloques más cercanos a la falla Tenay (bloques 1 y 2), producto del plegamiento, elevación y posterior erosión en el Oligoceno. En los pozos BR-1 y BR-3 se pueden diferenciar todas las unidades, ya que se encuentran hacia el Oeste del Campo, donde las rocas no han sido expuestas a la erosión.

Se han identificado tres fallas que dividen el yacimiento en cuatro bloques, de los cuales, los dos más altos (bloque 1 y 2) se encuentran por encima del contacto agua-aceite (aproximadamente -3336 ft). Se han numerado del 1 al 4, siendo el bloque 1 el más alto estructuralmente y el más afectado por la discordancia del Oligoceno, y el bloque 4 el más bajo. En el bloque 1 se encuentran los pozos Brisas-2, Brisas-4, Brisas-5, Brisas-7, Brisas-8, Brisas-9; en el bloque 2 el pozo Brisas-1; el bloque 3 es el más pequeño y no ha sido

perforado por ningún pozo del Campo Brisas, pero sí por el pozo exploratorio Aipe Sur-1. En el bloque 4 se encuentra el pozo Brisas-3. Las tres fallas se interpretaron como “back thrust” de la falla de Tenay, de las cuales, la más Occidental (falla 3) es fácilmente distinguible en la sísmica, a pesar de la mala calidad de la información en el Campo. Las fallas 1 y 2 se interpretaron con base en la correlación sísmica-pozo, debido a las diferencias en la posición estructural de los topes de las unidades al desplegarse en la sísmica.

1.1.5 Historia de fluidos

A partir de pruebas de laboratorio PVT realizadas sobre muestras obtenidas en el pozo Brisas-9, se encontró que el yacimiento corresponde a un hidrocarburo tipo aceite negro, asfáltico, con una relación gas-aceite inicial de 160 SCF/STB y una gravedad inicial del líquido de 23 °API.

A través de un estudio de daño a la formación del campo Brisas, realizado en el año 2003 en el cual se llevo a cabo análisis de punto de fluidez, contenido de parafinas (*Tabla 4*), análisis SARA para los crudos de los pozos Br-2, Br-4, Br-8, Br-9 (*Tabla 5*) y análisis Tipo 1 para el crudo del pozo Br-8 (*Tabla 6*), se determinó lo siguiente:

- De acuerdo al factor de caracterización del crudo (11.68), el crudo del pozo Br-8 se califica como un crudo intermedio.
- Los contenidos de asfáltenos en los crudos analizados del campo Brisas están en el orden del 3 al 7.5%, sin embargo las relaciones resinas/asfáltenos están por encima de 2.5 por lo cual se espera que no se presenten problemas de precipitación de asfáltenos en los pozos.

- Los contenidos de parafina (ceras) de los crudos del campo Brisas estuvieron entre 3.83 y 5.77% y el punto de fluidez entre 9 y 12°C. De estos resultados se concluyó que en campo no hay problemas de depositación de parafinas por cuanto el punto de fluidez de los crudos (12°C, 53.6°F) es bajo al compararlo con la temperatura de cabeza de pozo (86°F) y de fondo de pozo (135°F).

Tabla 4. Punto de fluidez y contenido de parafinas

Pozo	Parafinas (%)	Punto de Fluidez
Brisas-2	4.84	9 °C (48.2 °F)
Brisas-4	5.77	12 °C (53.6 °F)
Brisas-8	3.42	12 °C (53.6 °F)
Brisas-9	3.83	9 °C (48.2 °F)

Tabla 5. Análisis SARA

MUESTRA	SATURADOS (%)	AROMATICOS (%)	NSO (%)	ASFÁLTENOS (%)	RESINAS (%)	Res/Asfál	CI
Brisas-2	39.9	26.8	33.2	7.506	25.694	3.423	0.903
Brisas-4	41.1	24	34.9	6.608	28.292	4.28	0.912
Brisas- 8	46.3	24.2	29.5	5.858	23.642	4.035	1.09
Brisas-9	41.4	25.5	33.1	3.053	30.047	9.842	0.803

Tabla 6. Análisis Tipo 1 crudo pozo Brisas 8

ANALISIS	UNIDAD	VALOR
Gravedad API @ 15.6 °C	°API	20,10
Densidad @ 15.0 °C	g/ml	0.9326
Número neutralización (ácido)		0,79
Punto de fluidez	°C	12
Insolubles en n-C7	% peso	3.34
Insolubles en n-pentano-Hcs pesados	% peso	5.73

Factor de caracterización		11,68
Viscosidad a 40 °C	mm ² /s	147.29
Viscosidad a 50 °C	mm ² /s	89.95
Agua y Sedimento (Kart Fisher)	% peso	14.2
Contenido de azufre (Horiba)	% peso	1.281
Cenizas	% peso	0.215
Porcentaje en ceras	% peso	3.42
Sal	lb/1000 Bls crudo	8.53
Contenido de metales		
Calcio	mg/kg	12.98
Hierro	mg/kg	10.38
Magnesio	mg/kg	12.51
Níquel	mg/kg	50.81
Sodio	mg/kg	538.23
Vanadio	mg/kg	89,09

En 1995 la compañía SERVICIOS ASOCIADOS realizó la medición del contenido del H₂S del crudo (Tabla 7). Debido al alto contenido de H₂S de este crudo y con base en su poder corrosivo, se inyectó químico en el tanque de almacenamiento para su captura y protección de la línea de transferencia.

Tabla 7. Contenido de H₂S en el crudo

Pozo	CONTENIDO DE H ₂ S (PPM)
Brisas-2	180
Brisas-4	725
Brisas-8	225
Brisas-9	140

También se realizó la caracterización del agua de formación: composición fisicoquímica, e índices de estabilidad para los pozos Br-2, Br-4, Br-8. Los índices de estabilidad mostraron que el agua de formación del campo Brisas presenta una tendencia a ser incrustante. En los análisis fisicoquímicos se observaron altos contenidos de bicarbonatos (750 ppm en promedio) que pueden precipitar como carbonato de calcio por caídas de presión. También se

concluyó que el contenido de CO_2 (<10 ppm) en el agua producida de estos pozos teóricamente no debería contribuir a desarrollar fenómenos de corrosión. Adicionalmente se evaluó el potencial de precipitación de escamas inorgánicas del agua de formación del campo Brisas (pozos Br-2, Br-4, Br-8), usando el Modulo 'SCALE PREDICTOR' del software de Schlumberger STIM CADE. Las corridas de simulación mostraron que en los tres pozos hay gran tendencia a depositar carbonato de calcio. En los pozos Br-2, Br-8 también hay tendencia a depositar sulfato de bario. También se observa una leve tendencia a depositar en todos los pozos sulfuro de hierro (FeS_2).

En el año 2002 se llevó a cabo pruebas de laboratorio, para definir y caracterizar el daño de formación por migración de finos (tasa crítica). Durante dichas pruebas se inyectó salmuera sintética del pozo Br-8 (6558.75 mg/l de cloruros equivalentes totales), a 6 plugs de las Arenas B1 y B2 de la Formación Monserrate, a tasas de hasta 20 cc/min (2000 BFPD para 90 ft) sin observar cambios en la permeabilidad de las muestras. De estas pruebas se concluyó que la alta producción de arena en pozos como Br-1 y Br-5 fue debida a problemas de estabilidad del pozo (geomecánica de la formación) en vez de migración de finos (producción del pozo por encima de la tasa crítica).

1.2 ASPECTOS GENERALES DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)

Las Bombas de Cavidad Progresiva (PCP) son bombas de desplazamiento positivo que consisten en un rotor de acero helicoidal y un estator de elastómero sintético pegado internamente a un tubo de acero (en bombas tubulares). El estator se instala en el pozo conectado al fondo de la tubería de producción, a la vez que el rotor está conectado al final de la sarta de varillas que pueden ser convencionales o continua. La rotación de esta sarta desde superficie por accionamiento de una fuente de energía externa, permite el movimiento giratorio del rotor dentro del estator lo cual conlleva a que el fluido se desplace verticalmente hacia la superficie del pozo. Los equipos de superficie, de distintas capacidades y dimensiones, se seleccionan en función de los requerimientos que exige cada sistema. En la *Figura 6* se esquematiza un sistema PCP típico.

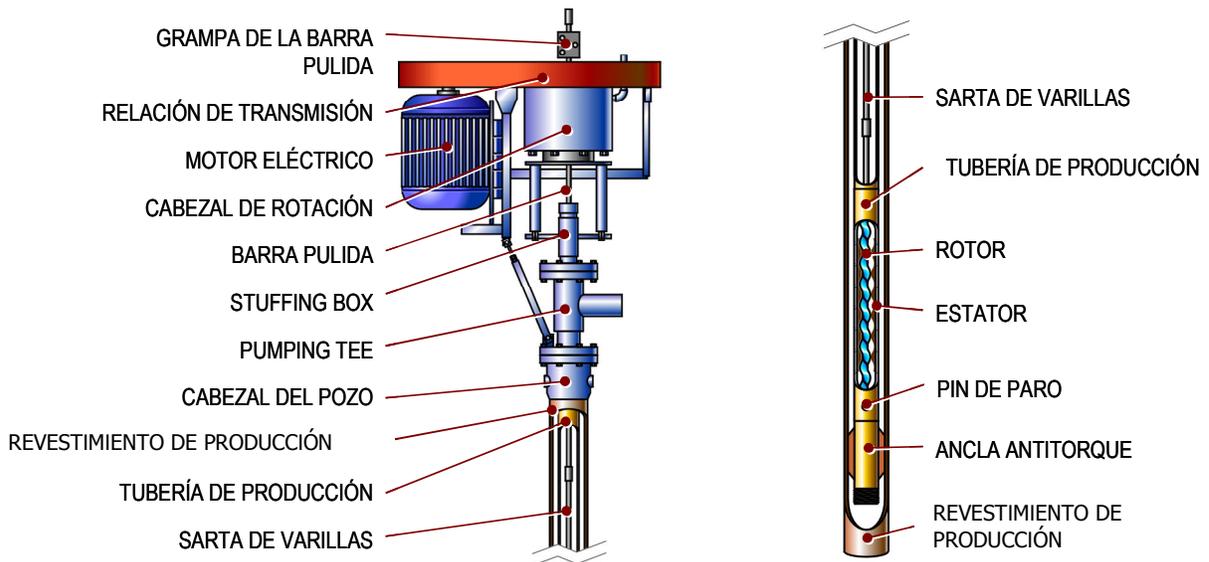


Figura 6. Sistema típico con Bombas de Cavidades Progresivas (PCP).

Este tipo de bombas son conocidas por su habilidad para bombear fluidos altamente viscosos y el manejo eficiente de arena. Hoy en día este sistema de levantamiento es uno de los más populares en el mundo y en Colombia está tomando gran auge por lo que hoy en día son ya varios los campos que han sido cambiados a dicho sistema de levantamiento por representar los costos de implementación y mantenimiento más bajos en comparación con otros sistemas de levantamiento, sin verse afectado su tiempo de vida útil, la tendencia del mercado petrolero es hacia los sistemas de levantamiento artificial versátiles, por lo cual a futuro el sistema de levantamiento por PCP será el más utilizado. Los sistemas PCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosos con respecto a otros métodos de levantamiento artificial. Una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total.

Con este sistema se obtienen eficiencias entre 60 y 80% lo cual lo hace ventajoso con respecto a los otros sistemas de levantamiento artificial que no ofrecen esta eficiencia. Otras ventajas adicionales de los sistemas PCP son:

- Habilidad para producir fluidos altamente viscosos
- Habilidad para producir con altas concentraciones de arena
- Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre
- Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles
- Muy buena resistencia a la abrasión
- Bajos costos de inversión inicial
- Bajos costos de energía
- Demanda constante de energía
- Simple instalación y operación
- Bajo mantenimiento
- Equipos de superficie de pequeñas dimensiones

- Bajo nivel de ruido

Los sistemas PCP también tienen algunas desventajas en comparación con los otros métodos. La más significativa de estas limitaciones se refiere a las capacidades de desplazamiento y levantamiento de la bomba, así como la compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos, especialmente con el contenido de componentes aromáticos. A continuación se presentan varias de las desventajas de los sistemas PCP:

- Capacidad de desplazamiento real de hasta 2500 Bls/día (para csg de 7" t Tbg de 3-1/2", lo mas usado en Colombia)
- Capacidad de levantamiento real de hasta 6000 ft (máximo 10500 ft)
- Resistencia a la temperatura de hasta 280 °F (máximo 350 °F)
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse ó deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo)
- Sujeto a operar con bajas capacidades volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerables
- Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos de tiempo relativamente cortos
- Desgaste por contacto entre las varillas y la tubería de producción, puede tornarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales
- La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba
- Los sistemas están propensos a altas vibraciones el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varillas ¹⁰

¹⁰ BROWN, K. E. Overview of Artificial Lift Systems. Paper SPE 09979, University of Tulsa & Society of Petroleum Engineers Inc.

Sin embargo, estas limitaciones están siendo superadas cada día con el desarrollo de nuevos productos y el mejoramiento de los materiales y diseño de los equipos. En su aplicación correcta, los sistemas con bombas de cavidades progresivas proveen el más económico y en muchos casos el único método de levantamiento artificial si se configura y opera apropiadamente.

1.2.1 Equipo de fondo

1.2.1.1 Descripción de la bomba

Una bomba PCP está conformada por dos partes: el rotor y el estator (*Figura 7*). La geometría de la bomba viene definida fundamentalmente por la relación de lóbulos entre rotor y estator.

El rotor es minuciosamente torneado con acero de alta resistencia obteniéndose externamente una forma helicoidal. Para resistencia a la abrasión, es recubierto por una fina capa de un material resistente a la abrasión. Los rotores fabricados con acero al carbón de alta resistencia, son una excelente opción para la mayoría de las aplicaciones. En aquellos casos donde estén presentes agentes corrosivos o acidificantes en alta concentración, se utiliza el acero inoxidable por su capacidad de resistencia a estos ambientes agresivos. El diámetro final del rotor depende del posible hinchamiento que sufrirá el elastómero del estator por efectos de presión diferencial, reacción química con los fluidos producidos y altas temperaturas. El espesor del recubrimiento dependerá de la naturaleza y cantidad de los componentes abrasivos producidos.

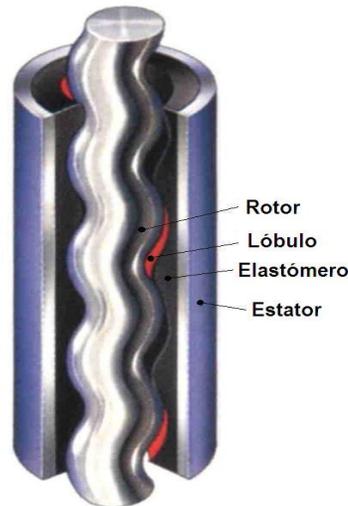


Figura 7. Rotor introducido en un estator típico.

Los estatores consisten en tubos de acero con cuerpos de elastómeros pegados internamente. Los elastómeros son internamente torneados como hélices de dos o más lóbulos, dependiendo de la geometría. Para su fabricación, primero se tornea externamente una pieza de metal según la geometría helicoidal deseada, alineándola concéntricamente con el tubo de acero que previamente debe pasar por un proceso de limpieza para aplicarle en su interior una fina capa de adhesivo que permita la unión metal-elastómero. Posteriormente se procede al vaciado de la mezcla de elastómero a alta presión a través del espacio anular con una temperatura, presión y tasa de inyección controlada, dependiente del tipo de elastómero, de la geometría de la bomba y de la longitud del estator. Con esto se garantiza un vaciado homogéneo. Una vez lleno, el estator pasa a un proceso de vulcanizado para lograr las propiedades finales deseadas para el elastómero. Finalmente, se extrae el molde interno y tornean las conexiones según las especificaciones requeridas.

Es importante que cada cierta cantidad de estatores fabricados, se tome una muestra de elastómero para verificar que todas sus propiedades mecánicas

estén en los rangos permitidos, ya que es precisamente el elastómero el mayor responsable de la calidad del producto final.

Cuando el rotor se posiciona dentro del estator, una serie de idénticas, pero diferentes cavidades son formadas en el espacio vacío entre ambos. Cada una de estas cavidades es de longitud igual a un paso del estator y se desarrolla en forma de espiral a lo largo de la cara externa del rotor, con una cavidad comenzando donde la otra termina. En cada sección transversal de la bomba, el número de cavidades separadas es siempre una más que el número de lóbulos del rotor. La *Figura 8* ilustra que hay dos cavidades separadas cada 180° de rotación en las bombas de lóbulo simple (geometría 1:2). El movimiento del rotor dentro del estator es una combinación de dos movimientos: Rotación concéntrica “a la derecha” del rotor alrededor de su propio eje; y rotación excéntrica “a la izquierda” del rotor alrededor del eje del estator.

En una bomba de lóbulo simple, estos movimientos originan la traslación hacia uno y otro lado del rotor a lo largo de la sección transversal del estator, esto es lo que origina el desplazamiento de las cavidades.

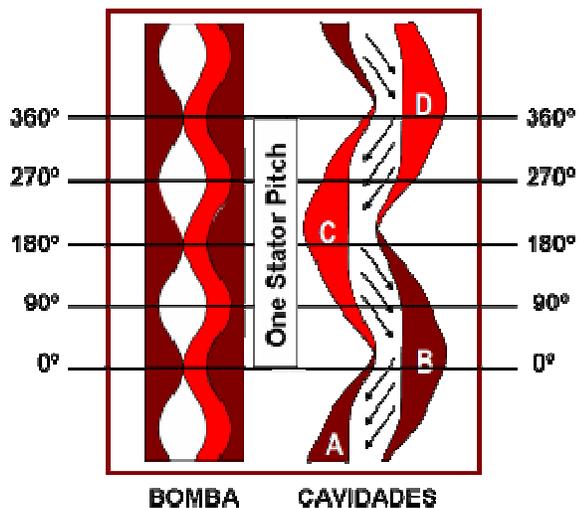


Figura 8. Formación de cavidades en bombas de lóbulo simple (Geometría 1:2).

1.2.1.1.1 Capacidad de Desplazamiento

A medida que la bomba gira, las cavidades se mueven axialmente desde la succión hacia la descarga creando la acción de bombeo. Cuando el rotor completa una revolución, el volumen contenido entre el rotor y el estator es desplazado por el paso del estator. Debido a que el área transversal de flujo total (espacio vacío entre el rotor y el estator) permanece constante a lo largo de la bomba, ésta desplaza el fluido sin pulsaciones. La capacidad de desplazamiento de la bomba está definida como “el volumen de fluido producido por la bomba por cada rotación del rotor”. Por conveniencia, la mayoría de los fabricantes especifican la capacidad de desplazamiento de la bomba en términos de volumen por día a 1, 100 ó 500 RPM. Los rangos típicos de desplazamiento de las PCP van desde 0.13 Bls/día/RPM a más de 7.55 Bls/día/RPM. Este valor de desplazamiento se calcula como:

$$V = C \times E \times D \times P_s$$

Donde:

V: Capacidad de desplazamiento ($m^3/día/RPM$ o *Bls/día/RPM*)

E: Excentricidad de la bomba (*milímetros o pulgadas*)

D: diámetro del rotor (*milímetros o pulgadas*)

P_s: Paso del estator (*milímetros o pulgadas*)

C: Constante (*Métrico* 5.76×10^{-6} o *inglés*: 5.94×10^{-1})

$$Q_{Teorica} = V \times N$$

Donde:

$Q_{Teórica}$: tasa de flujo teórica (m^3 / día o Bls/día)

V : Capacidad de desplazamiento (m^3 /día/RPM o Bls/día/RPM)

N : Velocidad de operación (RPM)

La tasa de flujo teórica de la PCP es directamente proporcional a su desplazamiento y velocidad de rotación, sin embargo durante la operación de la bomba con una determinada presión diferencial a través de ella, cierta cantidad de fluido se desliza a través de la líneas de sello entre rotor y estator, causando una reducción en la tasa de flujo. El deslizamiento es dependiente de la interferencia entre rotor y estator, propiedades de los elastómeros, viscosidad del fluido y presión diferencial a través de la bomba. Como consecuencia, la tasa de flujo real de una bomba puede calcularse como:

$$Q_{Real} = Q_{Teorica} - Q_{Slip}$$

Donde:

Q_{Real} : Tasa de flujo real (m^3 / día o Bls/ día)

$Q_{Teórica}$: Tasa de flujo teórica (m^3 / día o Bls/ día)

Q_{Slip} : Tasa de deslizamiento (m^3 / día o Bls/ día)

1.2.1.1.2 Capacidad de Levantamiento

La presión diferencial a través de la bomba causa un deslizamiento o filtración del fluido a través de las líneas de sello entre rotor y estator desde las cavidades de mayor a las de menor presión. El deslizamiento de fluido origina la formación de un gradiente de presión a través de la bomba que dependerá básicamente de la naturaleza y composición del fluido bombeado.

La capacidad de levantamiento de una PCP será controlada por la presión diferencial máxima que pueda ser desarrollada tanto por una sola cavidad como por el total de cavidades de la bomba. La máxima capacidad de presión de cada cavidad es función directa de la integridad de la línea de sello entre rotor y estator y de las propiedades de los fluidos producidos. En general, la presión diferencial máxima a través de las líneas de sello se incrementa cuando se tiene una mayor interferencia entre rotor y estator. Así mismo sucede cuando se bombean fluidos de mayor viscosidad.

1.2.1.1.3 Requerimientos de Torque y Potencia

La rotación del rotor provoca el movimiento de fluido hacia arriba desplazándose de cavidad en cavidad en contra de la presión diferencial; la energía requerida para girar el rotor y mover el fluido es suministrada a la bomba en forma de torque.

El torque requerido por la bomba consta de dos componentes: el torque hidráulico y el torque por fricción. El componente hidráulico (torque necesario para vencer la presión diferencial) es directamente proporcional al desplazamiento de la bomba y a la presión diferencial a través de la bomba. El torque de fricción es aquel que se necesita para vencer la fricción mecánica entre rotor y estator. Los valores del torque de fricción varían de un rango desde 0 a más de 400 lbs * pie (0 a 544 N*m)

La magnitud del torque por fricción depende del ajuste por interferencia entre ambas partes, el tipo de recubrimiento del rotor, el tipo de elastómero utilizado por el estator, las propiedades lubricantes y caloríficas del fluido producido, la longitud de la bomba y el tamaño del rotor. La potencia requerida para

suministrar el torque total al sistema será función de este torque y de la velocidad de operación.¹¹

1.2.1.1.4 Elastómeros

Como bien se sabe, las condiciones de producción de los diferentes pozos y yacimientos varían considerablemente en un amplio rango cuando comparamos unos con otros. Se tiene entonces, como ejemplo que la temperatura de fondo puede cambiar de 60° a 450 ° F (16° a 232 °C), dependiendo del área geográfica donde estemos ubicados, las presiones de fondo fluyente pueden ser mayores o menores según la capacidad de aporte del yacimiento productor (índice de productividad) teniendo esto, incidencia directa en los niveles de fluido dinámico; los fluidos producidos pueden tener características totalmente diferentes en cuanto a tipo y contenido de sólidos (arena, sales), tipo y volúmenes relativos de gas (como nitrógeno, CO₂ y H₂S), contenido de agua, parafinas, aromáticos, naftenos, etc. Adicionalmente, los fluidos y químicos utilizados para perforar o acondicionar pozos y yacimientos, ayudan a ampliar el rango de diferencias entre el ambiente de producción de cada pozo en particular.

Todo lo anterior hace que los diferentes ambientes tenga a su vez diferentes efectos sobre los materiales elastoméricos utilizados en la fabricación de estatores, siendo muchos de estos ambientes totalmente adversos a cualquier formulación de gomas, haciendo poco o no aplicable el método de PCP. De hecho, en pozos operados con sistemas PCP, la mayoría de las fallas se refieren a incompatibilidad de elastómeros ya sea por presencia de ciertos

¹¹ MATTHEWS, C., ZAHACY, T. and SKOCZYLAS P. Progressing Cavity Pumping Systems. Design, Operation and Performance Optimization. Edmonton, Alberta (Canadá). 1999.

fluidos producidos, por altas temperaturas o por altas presiones diferenciales de operación.

1.2.1.1.4.1 Propiedades de los elastómeros

En una aplicación específica, el comportamiento de un elastómero depende de sus propiedades químicas y mecánicas. A continuación se presenta una Descripción general de las diversas propiedades que definen un elastómero.

- **Dureza:** Esta determinada por la penetración relativa de una bola, sujeta a pequeños y grandes esfuerzos. La dureza normalmente incrementa dependiendo de las cargas reforzantes agregadas a las mezclas de compuesto de elastomérico al momento de su elaboración, aunque los auditivos y la naturaleza del proceso de vulcanización pueden también ser utilizadas para modificar la dureza. Los elastómeros usados en PCP tienen un rango típico de dureza que varía desde 65 hasta 75 IRHD (International Rubber Hardness Degree) aunque pueden encontrarse materiales con durezas desde 55 hasta 80 IRHD.
- **Resistencia a la tensión y elongación:** Debido a la mayoría de los elastómeros son forzados a rangos de compresión y extensión muy inferiores a sus rangos máximos de resistencia a la tensión en condiciones dinámicas, existe una gran controversia acerca de la relevancia de las propiedades de resistencia a la tensión y de elongación. Una alta resistencia a la tensión es un indicativo de buena resistencia a la abrasión y al desgarre. La resistencia de tensión se expresa como una fuerza de carga (Mpa o psi) mientras que la elongación es expresada como un incremento porcentual en longitud.
- **Elasticidad:** La prueba de deformación consiste en la aplicación de una

fuerza constante sobre la muestra de elastómero de relajación, la reducción de la fuerza requerida para mantener una deformación constante es medida periódicamente en el tiempo. Finalmente, en la prueba de ajuste por compresión una muestra de elastómero es comprimida con un esfuerzo específico por un tiempo determinado, midiendo la elongación residual (ajuste) Después de uno o más periodos de recorrido.

- **Resistencia a la abrasión:** La resistencia a abrasión de un elastómero es la propiedad más difícil de medir. Debido a la imposibilidad de reducción de las pruebas, los resultados son expresados en términos del índice de resistencia a la abrasión, el cual se define como la relación entre el volumen perdido por el elastómero probado en comparación sobre el efecto con el material base elastomérico con características normalizadas para la prueba. En general, a medida que el elastómero es forzado con cargas reforzantes de menor tamaño, su resistencia a la abrasión aumenta.
- **Resistencia al desgarre:** La resistencia al desgarre viene expresada en términos de fuerza por espesor de muestra (kN/m o lbf/pulg.) la mayor dificultad en la evaluación de los resultados finales es la separación de la fuerza necesaria para provocar el desgarre del caucho y la fuerza aplicada en el punto de agarre de la muestra.
- **Fatiga y resistencia a la fractura por flexión:** La característica de la fatiga de un elastómero y la tasa de generación de calor se determina al someter una muestra del caucho a fuerzas dinámicas de compresión (método de pruebas ASTM D623). Esta prueba mide el incremento de temperatura, el grado de ajuste permanente, los cambios dimensionales y, para algunas condiciones de prueba, el tiempo requerido para lograr la falla por fatiga por ruptura interna. El fracturamiento pro flexión es medido al determinar el

numero de ciclos repetitivos requeridos para alcanzar la fractura normalizada del material.

- **Resistencia al calor:** La exposición de un elastómero al calor causa una expansión del material que puede causar reacciones que alteren la estructura. La resistencia al calor puede ser evaluada sometiendo una muestra de elastómero a diversas temperaturas, midiendo en cada etapa la estabilidad de sus propiedades físicas y químicas, así como el cambio de sus propiedades mecánicas. La resistencia de un elastómero a la temperatura depende de su estructura molecular, los polímeros base y cargas reforzantes contenidas, y la estabilidad de sus enlaces químicos.
- **Resistencia a los líquidos (hinchamiento):** La absorción de líquidos por el elastómero causa un incremento de su volumen (hinchamiento) lo que provoca, un deterioro de las propiedades del material.

Cada elastómero tiene una capacidad diferente a aceptar la migración de ciertos fluidos (solubilidad). La propiedad de compatibilidad mutua entre un elastómero y un fluido en particular determina la cantidad de ese fluido que puede migrar dentro del elastómero causando el hinchamiento. Los fluidos y elastómeros con alta compatibilidad tienen alto nivel de equilibrio volumétrico, mientras que baja compatibilidad, disminuye ese nivel de equilibrio. El potencial de hinchamiento es frecuentemente medido por la comparación en el índice de solubilidad mutua entre elastómeros y fluido.

- **Resistencia permeable al gas:** La resistencia permeable del elastómero al gas esta muy relacionada a la resistencia de ese mismo elastómero a ciertos fluidos. La permeabilidad relativa al gas es determinada por medición de la difusión de gas a través de una muestra delgada de elastómero. La

solubilidad determina la cantidad de gas que puede ser absorbida por el material. Para un elastómero en particular la solubilidad incrementa cuando el peso molecular del gas aumenta y es también mayor para gases de mayor polaridad. En cuanto a la difusividad, ella determina la tasa a la cual el gas penetra en el elastómero.

1.2.1.1.4.2 Elastómeros Utilizados En PCP

Para garantizar el correcto funcionamiento de las bombas de cavidades progresivas es indispensable seleccionar adecuadamente el material elastomérico con el que se fabrica el estator de la bomba.

Los elastómeros utilizados comúnmente en la fabricación de los estatores de bombas de cavidades progresivas deben poseer las siguientes características:

- Elevada resistencia química al fluido de transporte.
- Buena resistencia térmica.
- Buena resistencia a la abrasión y al desgaste.
- Capacidad de recuperación elástica.
- Adecuadas propiedades mecánicas en particular resistencia a la fatiga.
- Los materiales elastoméricos utilizados generalmente en la fabricación de estatores para bombas de cavidades progresivas son:
 - Cauchos de nitrilo convencional.
 - Cauchos de nitrilo hidrogenado, y
 - Fluoroelastómeros.

De los tres, el caucho de nitrilo convencional es la alternativa de mayor uso para aplicaciones de PCP, el uso de los fluoroelastómeros es bastante limitante debido a que el material es bastante rígido y manifiesta pobre desempeño mecánico. En la *Figura 9* se muestra el comportamiento de los diferentes tipos de elastómeros bajo ciertas condiciones operacionales.

Características		Tipo Elastometro				
		Buna		Alto Nitrilo	Hidrogenado	Viton
		Suave	Medio			
Weatherford Elastomers	Geremia	NBRM 55 NBRM 64	NBRM 70	NBRA 70	HNBR (P)	FKM
	Strachtona	590-55	590	68A-1	45C (P)	
	Kachele	366/55	366	356		HTR
	Artemis	G62A	N080	G60		
Propiedades Mecánicas		Excelente		Buena	Buena	Pobre
Resistencia Abrasiva		Muy Buena		Buena	Buena	Pobre
Resistencia Aromática		Buena		Muy Buena	Buena	Excelente
Resistencia H2S		Buena		Muy Buena	Excelente	Excelente
Resistencia Agua		Muy Buena		Buena	Excelente	Excelente
Límite de Temperatura **		95°C (203°F)		105°C (221°F)	135°C (275°F)	150°C (302°F)

Figura 9. Tabla de propiedades de los elastómeros WFT.

1.2.1.1.5 Tipos de bombas

Las bombas PCP vienen en dos tipos: Bombas Tubulares y Bombas Insertables (Figuras 10 y 11). En las bombas insertables el conjunto rotor-estator va dentro de la tubería sentado en una niplessilla, mientras que en las bombas tubulares, el estator se baja unido a la tubería de producción, mientras que el rotor se baja con la sarta de varilla.

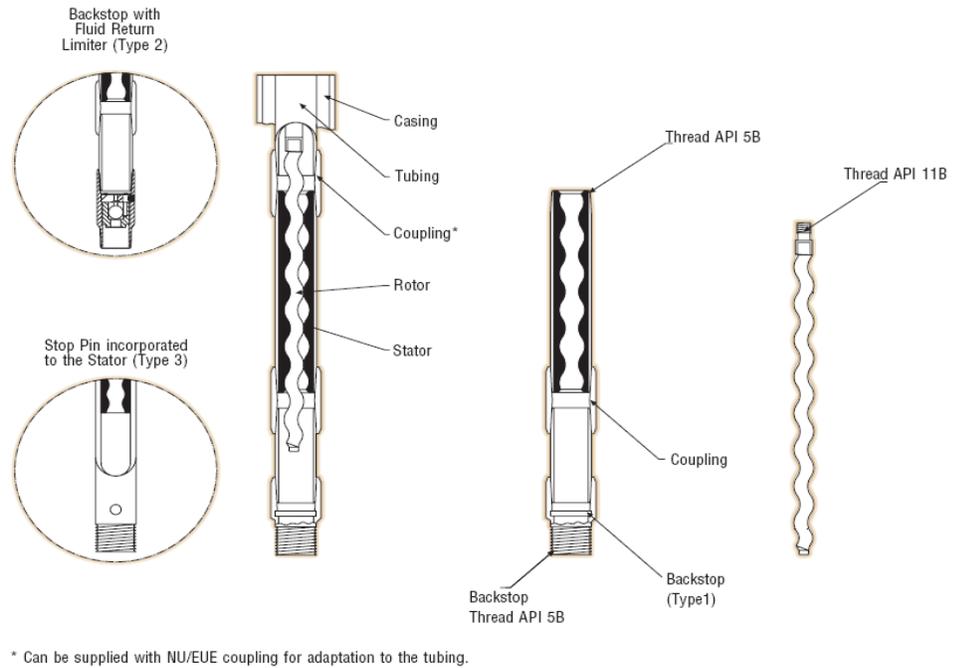


Figura 10. Bomba de Cavidades Progresivas Tubular WFT

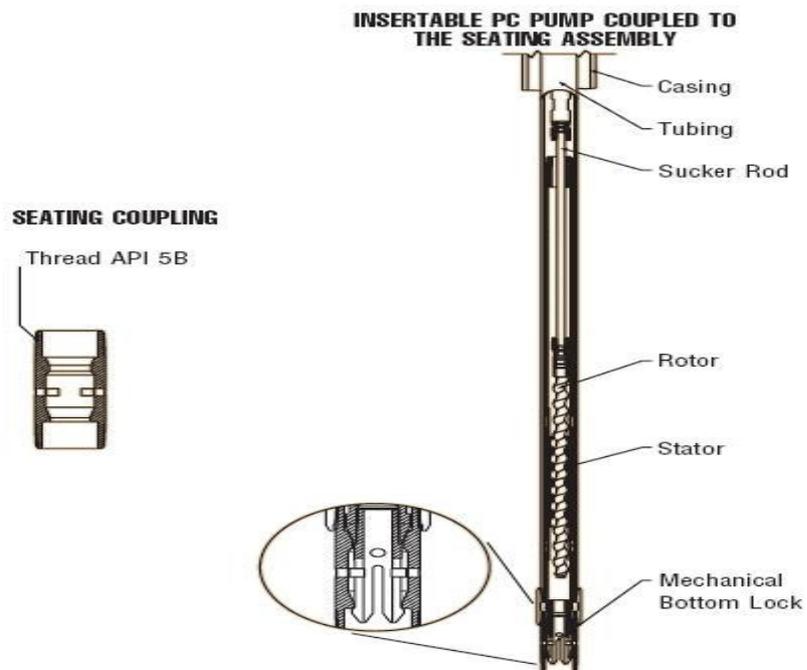


Figura 11. Bomba de Cavidades Progresivas Insertable WFT

1.2.1.1.6 Nomenclatura de las bombas PCP

La referencia de cada bomba permite saber no solo de que bomba se trata, sino también conocer cual es el número de etapas que presenta (una etapa equivale a 100 psi de levantamiento aproximadamente) y por ende la presión de descarga, el diámetro del rotor y el desplazamiento de la misma, tal como lo muestra la *Figura 12*.

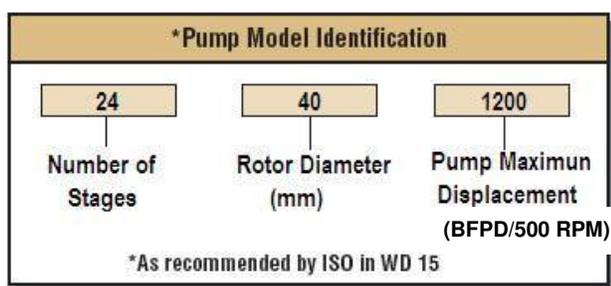


Figura 12. Referencia de una Bomba de Cavidades Progresivas marca WFT Brazil

1.2.2 Equipo de Superficie.

Una vez obtenidos los parámetros de operación mínimos necesarios para accionar el equipo de subsuelo, es necesario dimensionar correctamente los equipos de superficie que sean capaces de proveer la energía requerida por el sistema. Esto significa que ellos deben estar en capacidad de:

- Suspender la sarta de varillas y soportar la carga axial del equipo de fondo.
- Entregar el torque requerido en la barra pulida.
- Rotar la barra pulida a la velocidad requerida.
- Prevenir la fuga de fluidos en superficie.

Existen diferentes configuraciones de equipos de superficie (*Figura 13*) y, a su vez, un amplio rango de accesorios y tecnologías para cada una de estas configuraciones disponibles en el mercado. Independientemente de descripción, cada uno de los componentes debe cumplir con una serie de características determinadas básicamente por los requerimientos del equipo de fondo.

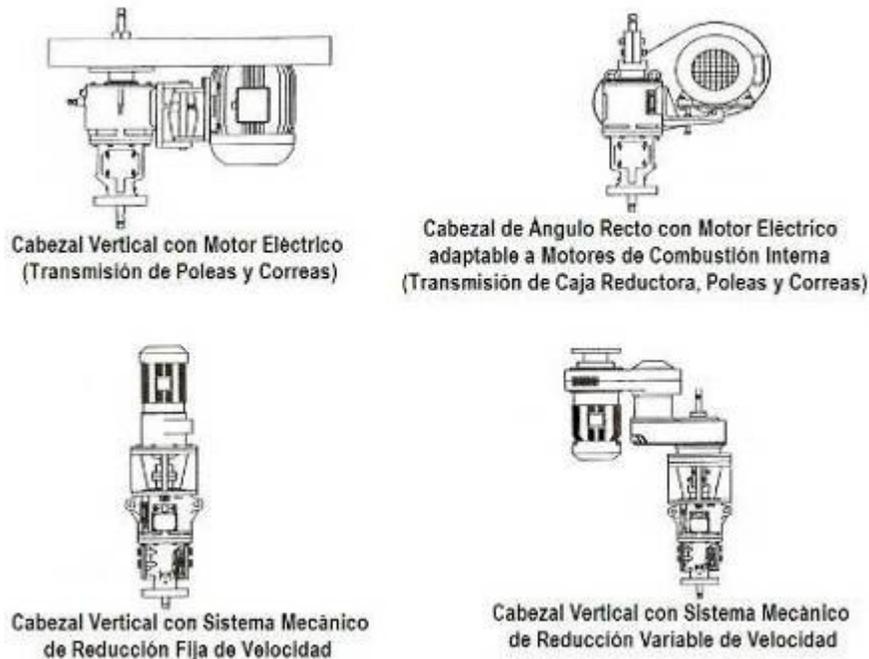


Figura 13. Diferentes configuraciones de sistemas de superficie.

1.2.2.1 Cabezal de Rotación

El cabezal de rotación es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre el cabezal del pozo. Consiste principalmente en un sistema de rodamientos o cojinetes que soportan la carga axial del sistema, un sistema de freno (mecánico o hidráulico) que puede estar integrado a la estructura del cabezal o puede ser un dispositivo externo, y un ensamblaje de

instalación que incluye, en la generalidad de los casos, la caja de empaques o “stuffing box” para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie. Además, algunos cabezales incluyen un sistema integrado de caja reductora accionada por engranajes mecánicos o poleas y correas. En la *Figura 14* se observa un esquema de un cabezal vertical típico y en la *Figura 15* se observa un plano esquemático de las partes internas de un cabezal de rotación.

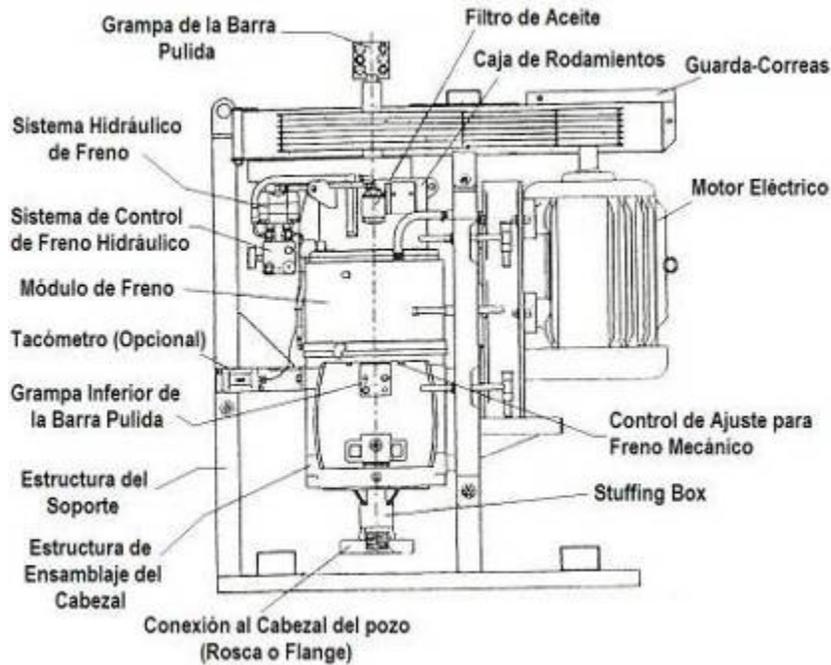


Figura 14. Descripción de un Cabezal Vertical Típico.

El sistema de rodamientos aparte de soportar la carga axial del equipo de fondo, también permite el movimiento rotacional de la barra pulida con un efecto de fricción mínimo. La mayoría de los fabricantes proveen diferentes tipos de rodamientos para cada modelo de cabezal a manera de adaptarlos a las condiciones exigidas en cada aplicación. La segunda función importante del cabezal de rotación, es la acción de frenado que requiere el sistema una vez que se detiene y rota en marcha inversa, proceso que se conoce como “Back-Spin”. Cuando un sistema con Bomba de Cavidad Progresiva está en operación, una cantidad significativa de energía se acumula en forma de

esfuerzos torsionales sobre la sarta de varillas. Si el sistema se detiene repentinamente, la sarta de varillas disipa su energía girando en forma inversa para liberar esa torsión.

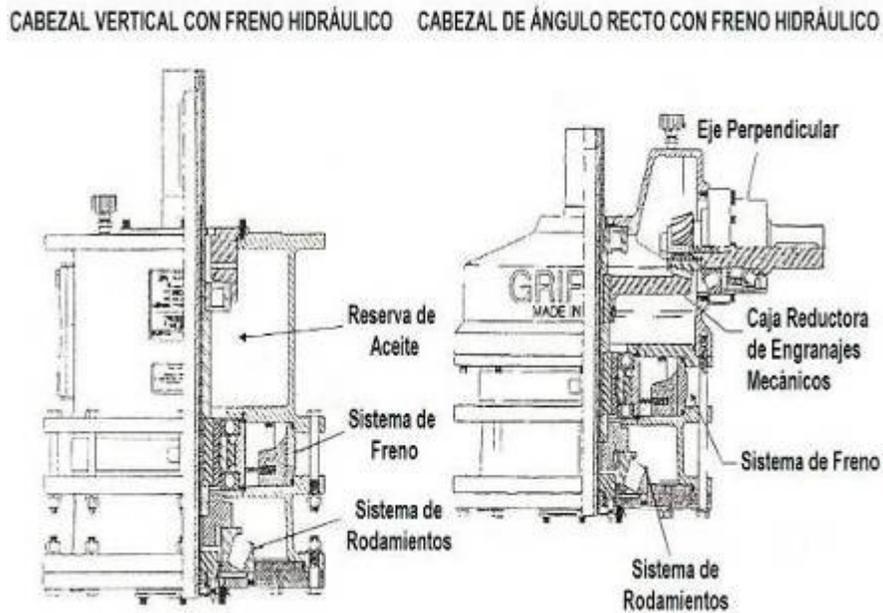


Figura 15. Estructura Interna de dos tipos de Cabezales de Rotación.

Adicionalmente, esta rotación inversa se produce como consecuencia de la igualación de niveles de fluido en la tubería de producción y el espacio anular al momento de la parada. Durante ese proceso de Back-Spin, se pueden alcanzar velocidades de rotación tremendamente altas, sobre todo si el rotor queda atrapado como consecuencia de un eventual hinchamiento del elastómero o por deposición excesiva de sólidos. Al perder el control del Back-Spin; las altas velocidades inversas pueden causar severos daños a los equipos de superficie, así como un desenroscamiento o ruptura de la tubería de producción y/o de la sarta de varillas. Debido a todo esto, es indispensable que los cabezales de rotación estén configurados con un adecuado sistema de frenado, ya sea integrado al cuerpo del mismo o sea una instalación externa. De los tipos de

frenos utilizados en la fabricación de cabezales de rotación, destacan dos sistemas con alta eficiencia de funcionamiento:

1.2.2.1.1 Freno de accionamiento por fricción

Tradicionalmente compuesto de un sistema de disco y pastillas de fricción, accionadas hidráulica o mecánicamente cuando se ejecuta el giro a la inversa. La mayoría de estos sistemas son instalados externamente al cuerpo del cabezal, con el disco acoplado al eje rotatorio que se ajusta a la barra pulida.

1.2.2.1.2 Freno de accionamiento hidráulico

Es el más utilizado actualmente debido a su mayor eficiencia de acción. Es un sistema integrado al cuerpo del cabezal consiste en un plato rotatorio adaptado a la barra pulida que gira libremente en sentido de las agujas del reloj. Al ocurrir el Back-Spin, el plato acciona un mecanismo hidráulico que genera una resistencia al movimiento inverso lo que permite que se reduzca considerablemente la velocidad libre (inversa) y se disipe la energía acumulada.

Dependiendo del diseño del cabezal, este mecanismo hidráulico puede accionarse con juegos de válvulas de drenaje, embragues mecánicos o cualquier otro tipo de diseño que permita cumplir las dos funciones anteriormente descritas.

Además de estos sistemas, existen otros tantos mecanismos de freno que son, en la mayoría de los casos, combinación o derivación de los descritos anteriormente. No está de más mencionar que dependiendo de los criterios de diseño de cada fabricante, la estructura interna del sistema de freno será diferente aunque el principio de acción sea el mismo.

Por último, la tercera función importante de un cabezal de rotación es evitar la filtración de fluidos en superficie, para lo cual es necesaria la presencia de la caja de empaques o "Stuffing-Box", tal como se mencionó anteriormente. A pesar de que existen diferentes tecnologías desarrolladas para hacer cada vez más eficiente la función de sello del Stuffing Box, su configuración básica consiste en un niple corto con un sistema de empaques sintéticos y/o de bronce instalados en serie. Este va conectado en su parte inferior al cabezal de producción del pozo y puede estar roscado o bridado, dependiendo de las exigencias del completamiento. Este equipo es estándar en cada fabricante y sólo debe tomarse la precaución de que el conjunto de empaques y conexiones soporten la presión máxima posible en superficie. Por convencionalismo, se selecciona un Stuffing Box con capacidad máxima nominal a la presión igual a la del cabezal del pozo.

1.2.2.2 Sistema de Transmisión

Como sistema de transmisión se conoce al dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente de energía primaria (motor eléctrico o de combustión interna) hasta el cabezal de rotación. Existen dos tipos:

- Sistema con Poleas y Correas
- Sistema de Transmisión Hidráulica

Además, también existen fabricantes que utilizan sistemas de transmisión mecánica con engranajes de diversa naturaleza, ya sean externos o integrados a la estructura del cabezal de rotación. En la mayoría de las aplicaciones donde es necesario operar el sistema a velocidades por debajo de 150 RPM, es práctica usual la instalación de cabezales con caja reductora interna (de engranaje) con un sistema alternativo de transmisión, generalmente de poleas y correas. Esto se hace con el fin de no forzar al motor a trabajar a muy bajas

revoluciones, acción que trae como consecuencia la falla del mismo a corto plazo por insuficiente capacidad de disipar el calor generado. A continuación se mencionan algunos criterios importantes para el diseño de los sistemas de transmisión antes mencionados:

1.2.2.2.1 Sistemas con Poleas y Correas

La relación de transmisión con poleas y correas debe ser determinada dependiendo del tipo de cabezal seleccionado. Así tenemos que, en el caso de cabezales sin caja reductora interna, la relación es directa y viene determinada por la velocidad del motor y la velocidad de operación requerida por el sistema. En el caso de cabezales con caja reductora interna, debe considerarse la relación de la caja de engranajes para establecer la relación de transmisión total. En los casos de cabezales sin caja reductora, se asume una relación de 1:1 por lo que la relación total será igual a la relación de poleas.

La relación de velocidades de rotación entre el eje del motor y la barra pulida es inversamente proporcional a la relación total de transmisión. Por lo tanto la selección apropiada de esta última, dependerá de la velocidad nominal del motor y la velocidad de operación requerida por el sistema. Por el contrario, el torque mantiene una relación directamente proporcional con respecto a la relación total de transmisión, En vista de esto es necesario seleccionar un motor que esté en capacidad de entregar un torque tal que, al multiplicarlo por la relación total de transmisión, se obtenga al menos, el torque requerido por el sistema.

Por último, es necesario calcular la velocidad angular de los rines de la polea ya que los mismos están diseñados para soportar una velocidad máxima por encima de la cual puede suceder una falla prematura de la polea como consecuencia de fuerzas inerciales excesivas. Lógicamente, debe diseñarse el

sistema de superficie de manera tal que las poleas no excedan en ningún momento esta velocidad angular máxima.

1.2.2.2 Sistemas de transmisión hidráulica

Los sistemas de transmisión hidráulica consisten en dos componentes principales: Un motor hidráulico conectado directamente al cabezal de rotación y una bomba hidráulica conectada a una fuente primaria de energía (motor eléctrico o de combustión interna).

A excepción del motor hidráulico, el resto de los componentes viene montado en una unidad que incluye además de la bomba, diversos elementos como mangueras, conexiones, válvulas y elementos de control de presión y temperatura para el manejo apropiado del fluido de potencia. También, se incluye un tanque de reserva para almacenar el volumen de fluido requerido y una línea de drenaje necesaria para el control del sistema al momento del Back-Spin (esta última ejerce la función de freno sobre el cabezal de rotación).

Los parámetros de operación de un sistema PCP cuando este es conectado a un sistema de transmisión hidráulica serán controlados por la presión de bombeo y la capacidad de desplazamiento de la bomba. Así el torque del sistema será una relación linealmente directa con respecto a la presión, siendo la constante de relación una función del modelo específico del motor hidráulico que se esté utilizando.

Por otro lado, la velocidad del motor será determinada por la tasa de flujo del fluido hidráulico. La relación de velocidades entre el motor hidráulico y la fuente de energía primaria será función de la capacidad de desplazamiento relativa y la bomba hidráulicos. El ajuste de estos parámetros determinará la velocidad de operación del sistema PCP. Por último, la potencia requerida por el sistema

será función tanto de la presión del fluido hidráulico como de la tasa de flujo del mismo.

1.2.2.3 Fuente Primaria de Energía

Los sistemas PCP pueden ser adaptados tanto a motores eléctricos como a motores de combustión interna. De ellos, el primero es el más utilizado debido a su mayor eficiencia de operación y capacidad de automatización. Por el contrario, el uso de los motores a combustión interna está reservado a aquellas aplicaciones donde no se dispone de facilidades eléctricas o resulta muy costoso instalarlas.

En cualquiera de los dos casos, la función principal de la fuente de energía primaria es proveer la potencia requerida por el sistema para poder operar. Esta potencia es función directa del torque total del mismo. Los motores a combustión interna pueden ser operados con diferentes tipos de combustible tal como gas natural, diesel y/o gasolina. De ellos, el más versátil es el primero debido a su capacidad de trabajar con la alimentación conectada directamente al anular del pozo para utilizar el propio gas venteado. Es necesario notar que cada uno de estos motores tienen configuraciones internas diferentes que los habilitan a trabajar únicamente con el combustible para el cual son diseñados.

En los casos donde se dispone de facilidades eléctricas, es más común la utilización de motores eléctricos debido a su gran versatilidad, alta eficiencia, bajo costo, bajo mantenimiento y alta capacidad de automatización y control. Su principal limitación, desde el punto de vista de aplicación a sistemas PCP, es la necesidad de dispositivos electrónicos alternos para lograr variara su velocidad de operación, ya que esta es función directa de la frecuencia de la

corriente de alimentación (50 Hz en Europa y algunos países de Suramérica, o 60 Hz en el resto del mundo) y el embobinado del motor (2, 4, 6 u 8 polos).

Los motores eléctricos que generalmente se utilizan para aplicaciones PCP son diseñados para trabajar con corriente alterna trifásica. El principio de funcionamiento es por inducción de un campo magnético que permite el giro libre del rotor interno el cual, dependiendo del diferencial de corriente con respecto al estator, tiene capacidad de entregar un torque determinado.

Para la adaptación de estos motores a la fuente de alimentación principal, debe tomarse en cuenta no solo la frecuencia sino también el voltaje entre fases que esta puede suplir, el cual varía entre 360 hasta 480 Voltios, dependiendo de la región geográfica en donde esté ubicada.

2. ANALISIS TÉCNICO

2.1. PRE-SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP) EN EL CAMPO BRISAS.

El objetivo de esta pre-selección es establecer los pozos, que de acuerdo a su sistema de levantamiento artificial actual, deben ser considerados como candidatos para la implementación de Bombas de Cavity Progresivas (PCP) y por lo tanto deben ser objeto de estudio en el presente análisis técnico. El criterio de pre-selección utilizado es estudiar los pozos cuyo sistema de levantamiento artificial no sea el bombeo PCP.

En la *Tabla 8* se puede observar que en la actualidad el campo Brisas cuenta con siete pozos productores de los cuales seis producen por Bombeo Mecánico y uno por Bombeo PCP. De acuerdo a lo anterior, se estableció que inicialmente se considerará como pozos candidatos los seis pozos que operan con Bombeo Mecánico: BR-1, BR-2, BR-4, BR-8, BR-9 y BR-11. Después de realizar el análisis técnico y económico se establecerá en cuales de estos seis pozos es viable técnica y económicamente la implementación de bombas PCP.

El pozo BR-10 será objeto de estudio solamente para efecto de análisis del comportamiento de las bombas PCP bajo las condiciones de operación del campo y para establecer posibles oportunidades de optimización.

Tabla 8. Tipo de Sistema de Levantamiento Artificial con el que actualmente operan los pozos del campo Brisas.

POZO	TIPO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
BR-01	Bombeo Mecánico
BR-02	Bombeo Mecánico
BR-04	Bombeo Mecánico
BR-08	Bombeo Mecánico
BR-09	Bombeo Mecánico
BR-10	PCP
BR-11	Bombeo Mecánico

2.2. RECOPIACIÓN, VERIFICACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN EXISTENTE DEL CAMPO BRISAS.

En el Anexo-1 se encuentra la información que se utilizó para el desarrollo de este estudio, la cual se agrupó en cinco categorías: propiedades de los fluidos, pruebas de producción, presiones-temperaturas, profundidades y estado mecánico. En la tabla 2 se indica la información seleccionada y de qué fuente se obtuvo.

Tabla 9. Información seleccionada y clasificada para el desarrollo del análisis técnico

CATEGORIA	INFORMACION	DESCRIPCION	FUENTE
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	POZO	Nombre común del pozo	WESEMS
	°API	Gravedad API corregida a 60 °F	Forma ministerial No. 9
	SGg	Gravedad especifica del gas	Dpto. ingeniería ECP-SOH
	SGw	Gravedad especifica del agua	Dpto. ingeniería

CATEGORIA	INFORMACION	DESCRIPCION	FUENTE
			ECP-SOH
	SGo	Gravedad especifica del crudo	Calculada a partir del API
	GRAD. CRUDO	Gradiente de crudo (psi/ft)	Calculada a partir de la Sgo
	SALINIDAD	Salinidad del agua (ppm NaCl)	WESEMS
	H ₂ S	Contenido de H ₂ S (ppm)	Prueba de laboratorio
	CO ₂	Contenido de CO ₂ (ppm)	Prueba de laboratorio
	SOLIDOS DISUELTOS TOTALES	Sólidos disueltos totales (ppm)	Prueba de laboratorio
	SOLIDOS SUSPENDIDOS CRUDO	Sólidos suspendidos en el crudo (ppm)	Prueba de laboratorio
	SOLIDOS SUSPENDIDOS AGUA	Sólidos suspendidos en el agua (ppm)	Prueba de laboratorio
	AROMATICO	Contenido de aromáticos (%)	Screening EOR GAM - Fase II-inyección agua brisas
	ASFALTENOS	Contenido de asfaltenos (%)	Screening EOR GAM - Fase II-inyección agua brisas
	PARAFINAS	Contenido de parafinas (%)	Screening EOR GAM - Fase II-inyección agua brisas
PRUEBAS DE PRODUCCION	POZO	Nombre común del pozo	WESEMS
	FECHA	Fecha de la prueba de producción	WESEMS
	BFPD	Producción de fluido total (BFPD)	WESEMS
	%BSW	Contenido de agua y sedimentos en el crudo (%)	WESEMS
	BOPD	Producción de crudo (BOPD)	WESEMS

Estudio de viabilidad técnico-económica y diseño de Bombas de Cavidad Progresiva (PCP) para su implementación en el campo Brisas

CATEGORIA	INFORMACION	DESCRIPCION	FUENTE
	BWPD	Producción de agua (BWPD)	WESEMS
	GAS	Producción de gas (MSCF/D)	WESEMS
	GOR	Relación gas-aceite producido (SCF/STB)	WESEMS
PRESIONES TEMPERATURAS	POZO	Nombre común del pozo	WESEMS
	FECHA	Fecha del Sonolog (fecha más cercana a la prueba de producción)	TWM
	Pwf	Presión de fondo fluyendo (psi)	TWM
	Ps	Presión estática del yacimiento a media de perforados (psi)	Dpto. de ingeniería ECP-SOH
	Pb	Presión de burbuja (psi)	PVT BR-09
	PIP	Presión de entrada a la bomba (psi)	TWM
	THP	Presión en cabeza de tubing (psi)	Recorrido realizado por personal de PCP Weatherford
	CHP	Presión en cabeza de casing (psi)	Recorrido realizado por personal de PCP Weatherford
	BHT	Temperatura de fondo (°F)	TWM
Ts	Temperatura de superficie (°F)	TWM	
PROFUNDIDADES	POZO	Nombre común del pozo	WESEMS
	FECHA	Fecha del Sonolog (fecha más cercana a la prueba de producción)	TWM
	TD	Profundidad total del pozo en MD (ft)	DIMS-PROFILE
	TVD	Profundidad total del pozo en TVD (ft)	DIMS-PROFILE
	ULTIMO FONDO	Ultimo fondo reportado (ft)	DIMS-PROFILE
	PERFORADOS - TOPE	Tope de los intervalos perforados (ft)	DIMS-PROFILE

CATEGORIA	INFORMACION	DESCRIPCION	FUENTE
	PERFORADOS - BASE	Base de los intervalos perforados (ft)	DIMS-PROFILE
	PERFORADOS – MEDIA	Profundidad media de perforados (ft)	DIMS-PROFILE
	PROF. BOMBA	Profundidad de la bomba actual (ft)	DIMS-PROFILE
	UBIC. BOMBA	Ubicación de la bomba actual con respecto a la profundidad media de perforados	DIMS-PROFILE
	SUMERGENCIA	Sumergencia de la bomba (ft)	TWM
	NF	Nivel de fluido (ft)	TWM
	EMR	Elevación de la mesa rotaria (ft)	PROFILE
ESTADO MECANICO	POZO	Nombre común del pozo	WESEMS
	CASING - OD	Diámetro externo del casing de producción (in)	DIMS-PROFILE
	CASING - GRADO	Grado del casing de producción	DIMS-PROFILE
	CASING - PESO	Peso del casing de producción (lb/ft)	DIMS-PROFILE
	CASING – ID	Diámetro interno del casing de producción (lb/ft)	DIMS-PROFILE
	TUBING - OD	Diámetro externo de la tubería de producción (in)	DIMS-PROFILE
	TUBING - GRADO	Grado de la tubería de producción	DIMS-PROFILE
	TUBING - PESO	Peso de la tubería de producción (lb/ft)	DIMS-PROFILE
	SARTA VARILLA	Configuración de la sarta de varillas instaladas actualmente en el pozo	DIMS-PROFILE
	INTEGRIDAD	Integridad del revestimiento (colapsos, pescados, empaques de grava)	DIMS-PROFILE

2.3. MODELAMIENTO DE LAS CURVAS DE RELACION DEL COMPORTAMIENTO DE INFLUJO (IPR)

El modelamiento de la curva de relación del comportamiento de influjo o curva IPR permite establecer la capacidad de producción del pozo, la cual es fundamental en el diseño de las bombas PCP para determinar las condiciones de operación que permitan extraer el mayor caudal posible.

El modelamiento de las IPR's se realizó con el software WELLFLO™, siguiendo el siguiente procedimiento:

2.3.1. Determinación del tipo de fluido, modelo de entrada y orientación del pozo.

- *Tipo de fluido: Black Oil.* Clasificación realizada a partir del análisis PVT realizado sobre muestras obtenidas en el pozo Brisas-9 (Referirse al Capítulo 1, Historia de Fluidos).
- *Modelo de entrada: Test Point Data.* Los cálculos de IPR se realizaron con base en una prueba de producción, razón por la cual se utilizó el modelo de entrada "Test Point Data", ya que en este solo se requiere conocer la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), el caudal de fluido total registrado en la prueba de producción, la presión estática y la temperatura de la formación productora.
- *Orientación del pozo: Vertical.* Todos los pozos se consideraron verticales porque ninguno tiene una desviación mayor a 75°¹²

¹² Jaramillo Luis, Curso WELLFLO, ECOPEPETROL S.A. Neiva, Marzo 2008

La *Figura 16* muestra la ventana “Reservoir control”, del software WELLFLO™, donde se escogieron las anteriores consideraciones.

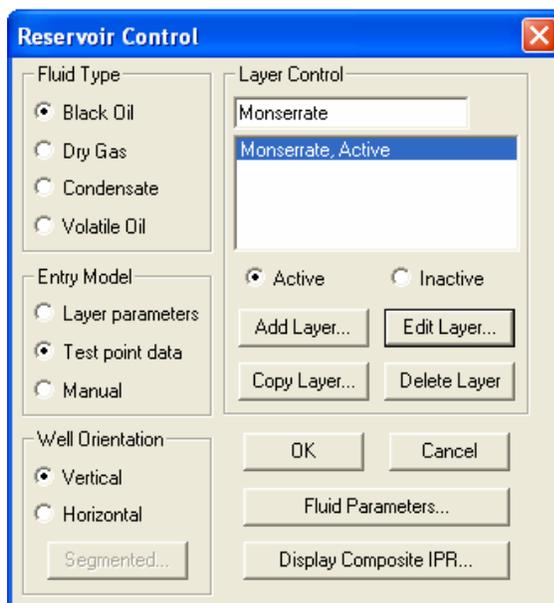


Figura 16. Selección del tipo de fluido, modelo de entrada y orientación del pozo en el software WELLFLO™

2.3.2. Ajuste de Datos PVT

Las propiedades de los fluidos, tales como, la Presión de Burbuja (P_b), el Factor Volumétrico del aceite (B_o), la Relación Gas en Solución – Aceite (R_s), la Viscosidad del aceite (μ_o) y la Viscosidad del gas (μ_g) son calculadas por el software WELLFLO™ a través de las correlaciones de Glaso, Lasater, Standing, Vazquez and Beggs, Petrosky-Farshad, Macary, Beal-Chew et al y Beggs et al. Cuando se realizan cálculos de IPR en este software es necesario que dichas correlaciones se ajusten a los datos PVT reales del campo y que se escojan las que presenten un mejor ajuste. El ajuste de las correlaciones con los datos reales se mide a través de un factor de ajuste que varía en un rango

de 0 a 1. Un factor de ajuste de 1 significa que las propiedades PVT calculadas con la correlaciones son iguales a las propiedades PVT reales del campo.

Los datos PVT utilizados en el ajuste fueron tomados del análisis PVT realizado al pozo Brisas-9, el cual es el único PVT con el que cuenta el campo Brisas.

En las *Figuras 17, 18 y 19* se muestra el comportamiento del B_o , R_s y μ_o obtenido con las diferentes correlaciones disponibles en el software WELLFLO™ y el comportamiento real de cada una de estas propiedades. Adicionalmente, en la *Tabla 10* se muestra el factor de ajuste obtenido con cada correlación.

Del análisis de estas figuras y de los factores de ajuste, se pudo concluir que para el cálculo de P_b , B_o y R_s la correlación de Lasater es la que más se aproxima a los datos reales, mientras que para el cálculo de μ_o la correlación de Beggs et al., es la que mejor ajuste presenta. Las correlaciones para el cálculo de la Viscosidad del gas no pudieron ser ajustadas porque no se disponía de datos PVT reales, de tal manera que se utilizó por defecto la correlación de Carr et al

La *Figura 20* muestra la ventana “Oil Fluid Parameters”, del software WELLFLO™, donde fueron introducidas las diferentes propiedades de los fluidos y las correlaciones seleccionadas para el cálculo de P_b , B_o , R_s y μ_o .

Estudio de viabilidad técnico-económica y diseño de Bombas de Cavidad Progresiva (PCP) para su implementación en el campo Brisas

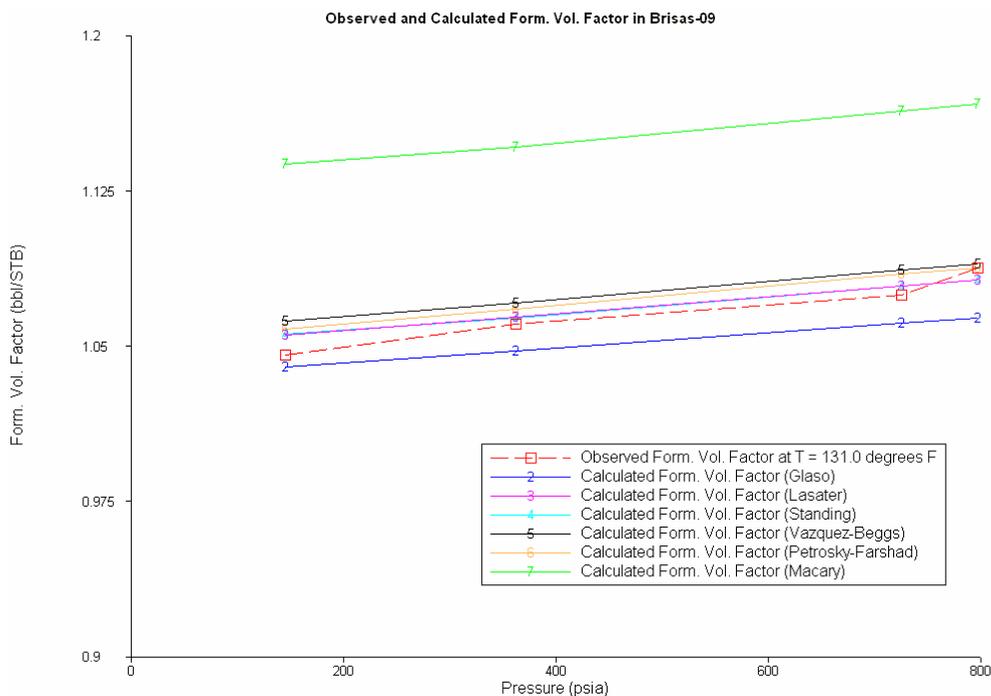


Figura 17. Ajuste del Factor Volumétrico del Aceite, Bo en el software WELLFLO™.

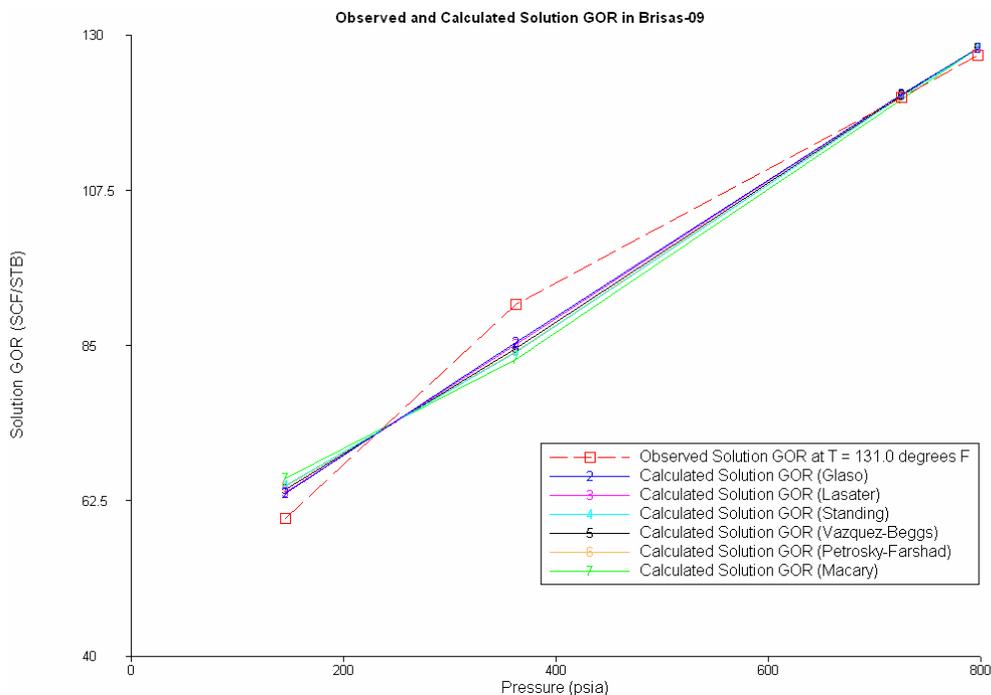


Figura 18. Ajuste de la Relación Gas en Solución - Aceite, Rs en el software WELLFLO™.

Estudio de viabilidad técnico-económica y diseño de Bombas de Cavidad Progresiva (PCP) para su implementación en el campo Brisas

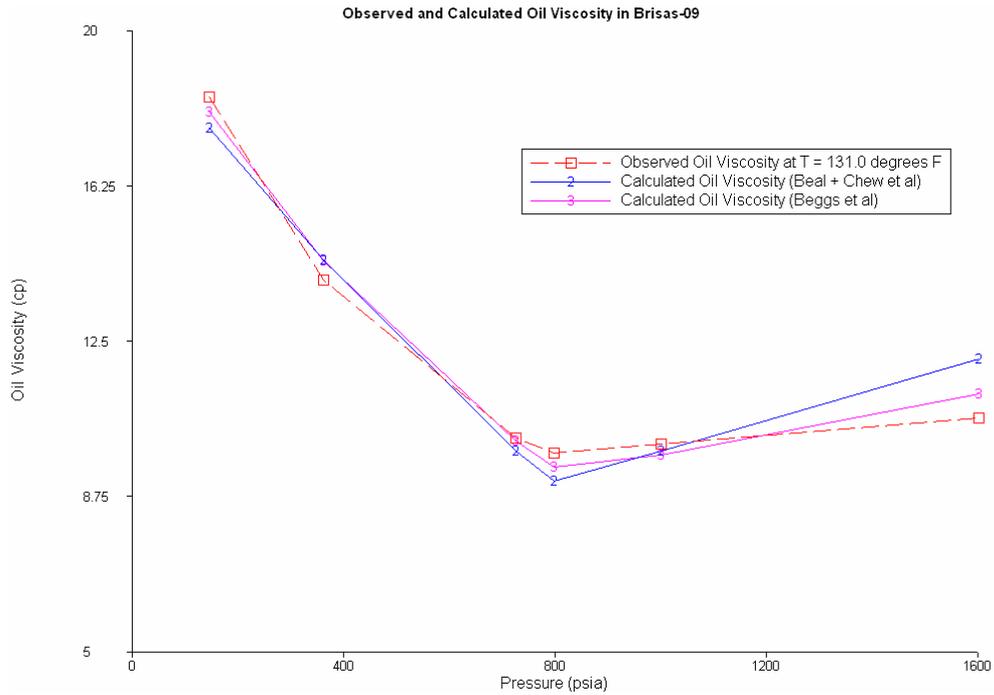


Figura 19. Ajuste de la Viscosidad del Aceite, μ_o en el software WELLFLO™.

Tabla 10. Factor de ajuste obtenido con diferentes correlaciones para el cálculo de P_b , B_o , R_s y μ_o

CORRELACION	PROPIEDAD			
	P_b	B_o	R_s	μ_o
GLASO	0.99309	0.13180	0.89158	N.A
LASATER	0.99395	0.65753	0.88762	N.A
STANDING	0.98868	0.65204	0.86083	N.A
VAZQUEZ BEGGS	0.99078	0.37724	0.87453	N.A
PETROSKY-FARSHAD	0.98860	0.52146	0.86563	N.A
MACARY	0.98538	0	0.83783	N.A
BEAL + CHEW et al	N.A	N.A	N.A	0.78098
BEGGS et al	N.A	N.A	N.A	0.89108

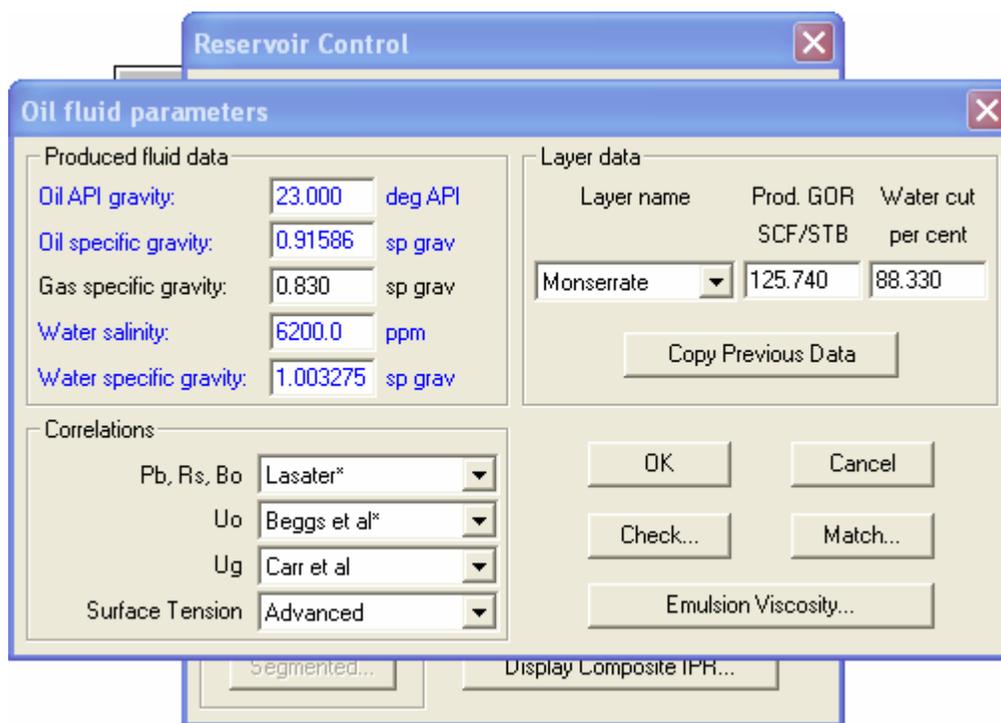


Figura 20. Carga de propiedades de los fluidos en el software WELLFLO™

2.3.3. Calculo del Índice de Productividad (IP) y del caudal máximo (AOF) para cada pozo

Para calcular el índice de productividad y el AOF de cada pozo, en la ventana "Inflow Performance" (Figura 21), fueron introducidos los datos correspondientes a presión de formación, temperatura de formación, profundidad media de perforados, presión de fondo fluyendo y rata de flujo. La presión de fondo fluyendo y la rata de flujo para cada pozo fueron tomadas de pruebas de producción recientes que representan el comportamiento del pozo.

Section	Parameter	Value	Unit
Layer Parameters	Layer pressure:	710.000	psia
	Layer temperature:	131.000	degrees F
	Relative Injectivity:	0	per cent
	Mid-perf depth (MD):	4271.00	ft
Test point data (total liquid)	Test Pressure 1:	334.00	psia
	Test Flow Rate 1:	276.000	STB/day
	Test Pressure 2:	0	psia
	Test Flow Rate 2:	0	STB/day
Calculated values (total liquid)	Productivity index (J):	0.9663	STB/day/psi
	Non-Darcy flow coeff. (F):	0	psi/(lbs/day)²
	Abs. open flow (AOF):	373.3	STB/day

Figura 21. Carga de parámetros requeridos para el cálculo del índice de productividad en el software WELLFLO™

Como modelo IPR fue utilizado el modelo de VOGEL (*Figura 22*) teniendo en cuenta que para todos los pozos del campo la presión de formación a profundidad media de perforados es menor a la presión de burbuja y que por tanto existe flujo de gas libre a través del yacimiento. Los resultados obtenidos para cada pozo se muestran en la *Tabla 11*.

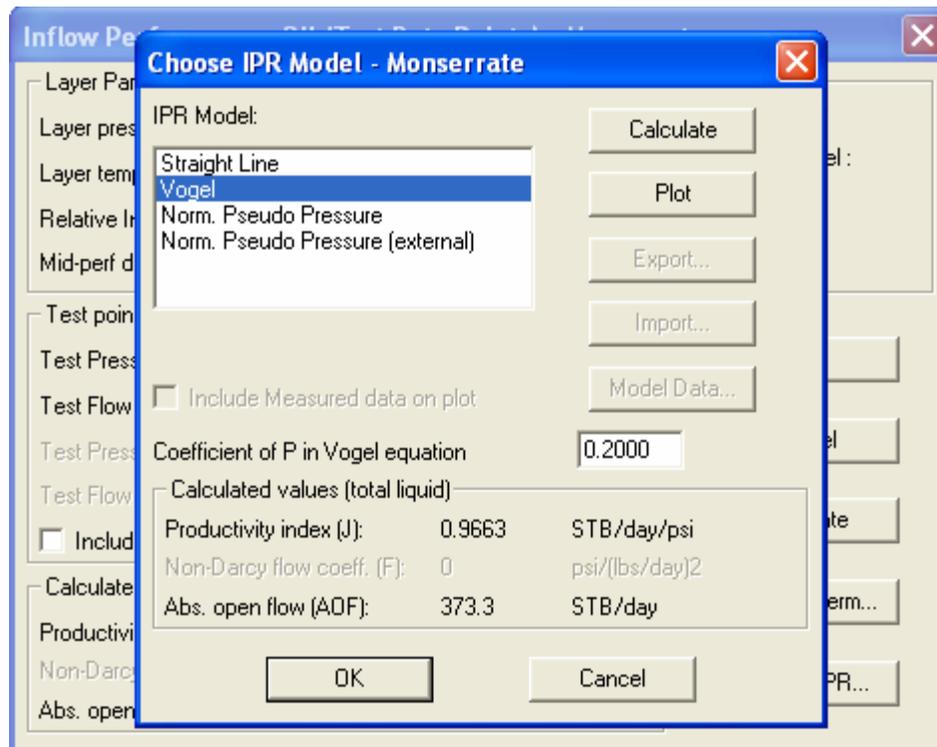


Figura 22. Selección del modelo IPR en el software WELLFLO™

Tabla 11. Índice de Productividad y Caudal Máximo para cada pozo.

POZO	INFLOW PERFORMANCE (IP) (STB/día/psi)	ABSOLUTE OPEN FLOW (AOF) (STB/día)
BR-01	0.579	325.73
BR-02	3.257	1218.33
BR-04	6.566	4803.65
BR-08	1.116	712.60
BR-09	1.051	473.15
BR-11	0.021	8.26

2.4. DETERMINACIÓN DE LA OPORTUNIDAD DE AUMENTO DE PRODUCCIÓN CON LA IMPLEMENTACIÓN DE BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS PCP

Basándose en el AOF y en la producción actual se pretende determinar cuáles pozos presentan mejor oportunidad de aumento de producción, con la implementación del sistema de bombeo por PCP, a través de la disminución de la presión de fondo fluyendo (Pwf) y recuperación de la producción por disminución de tiempos de parada debidos a fallas en el Sistema de Levantamiento Artificial.

2.4.1. Aumento de producción a través de la disminución de la Pwf

Una de las ventajas del bombeo PCP sobre el Bombeo Mecánico, es que mientras en el bombeo PCP se puede producir con presiones de entrada en la bomba (PIP) de mínimo 20 psi, en Bombeo Mecánico el mínimo exigido es de 100 psi. Al requerirse menores PIP se puede producir con menores Pwf, lo cual da la posibilidad de generar mayores drawdown a través del yacimiento para generar un aumento de producción, además, se puede ubicar la bomba por debajo de perforados para lograr un aumento de producción aun mayor. Para realizar este análisis se tomó como Pwf mínima 50 psi (Valor suministrado por el departamento de producción de ECOPETROL-SOH), la cual se considera una presión crítica debido a que la formación productora es una arena poco consolidada y que por tanto se puede ocasionar arrastre de finos.

En las *Figuras 23, 24, 25, 26, 27 y 28* se muestran las IPR para cada pozo, a través de las cuales se determinó cuanto sería la producción de fluido total si la Pwf se llevara a 50 psi con el nuevo sistema de levantamiento por bombeo PCP, estableciendo de esta manera la oportunidad neta de aumento de producción de crudo a través de la disminución de la Pwf (*Tabla 12*).

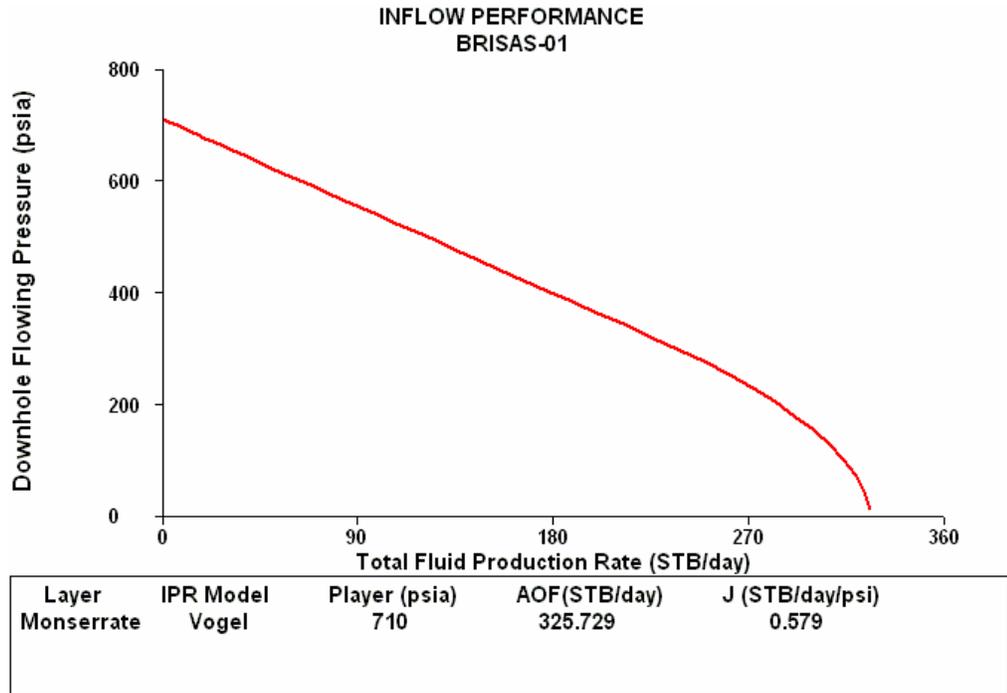


Figura 23. Curva de Relación de Comportamiento de Influjo para el pozo BR-01

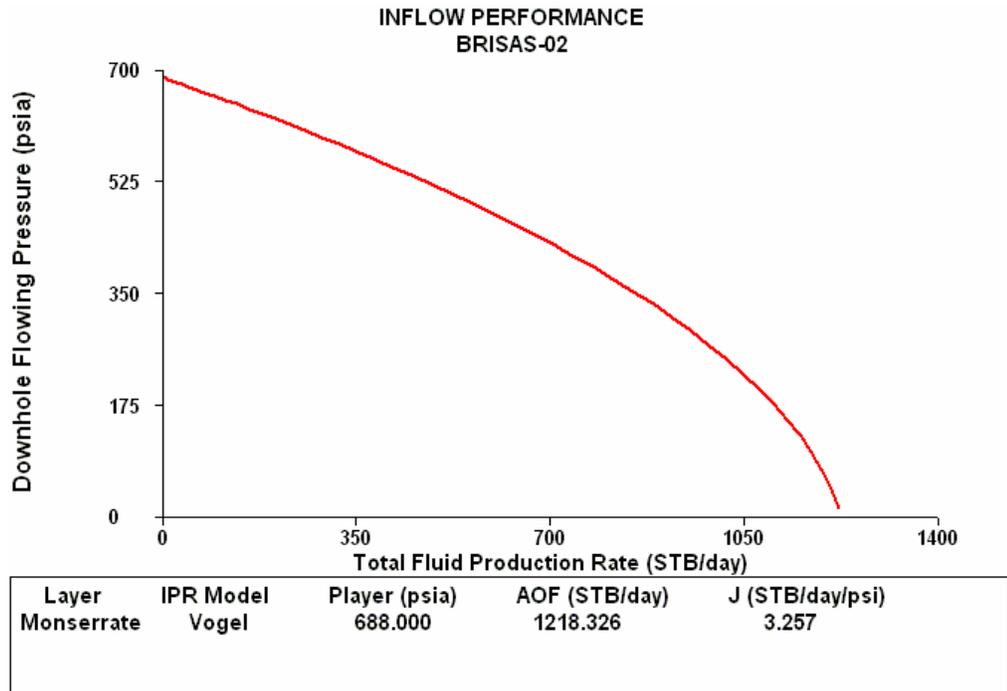


Figura 24. Curva de Relación de Comportamiento de Influjo para el pozo BR-02

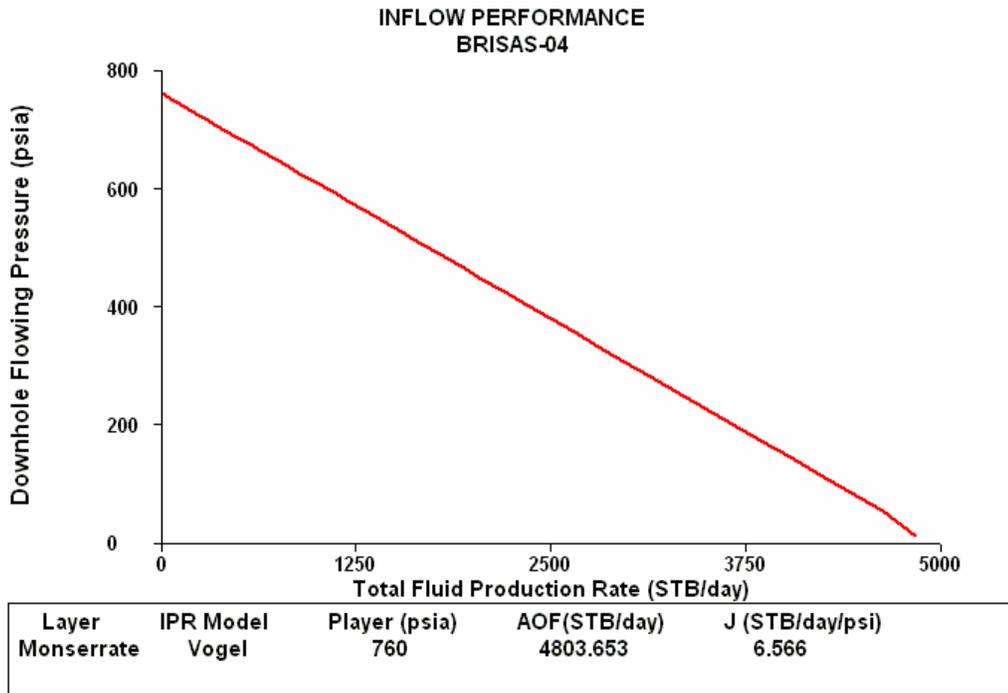


Figura 25. Curva de Relación de Comportamiento de Influjos para el pozo BR-04

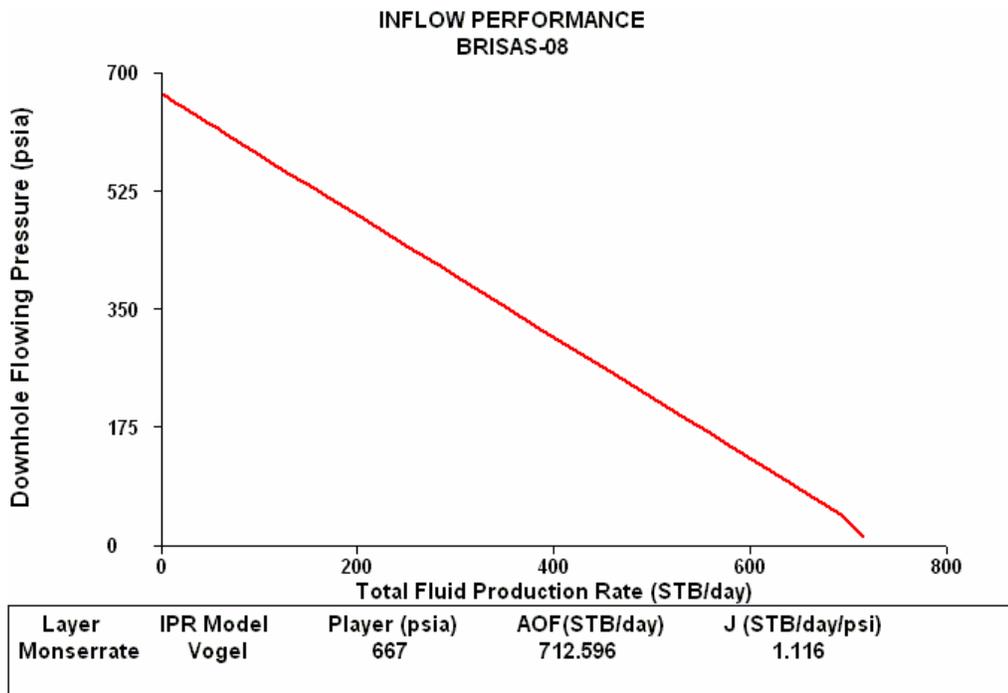


Figura 26. Curva de Relación de Comportamiento de Influjos para el pozo BR-08

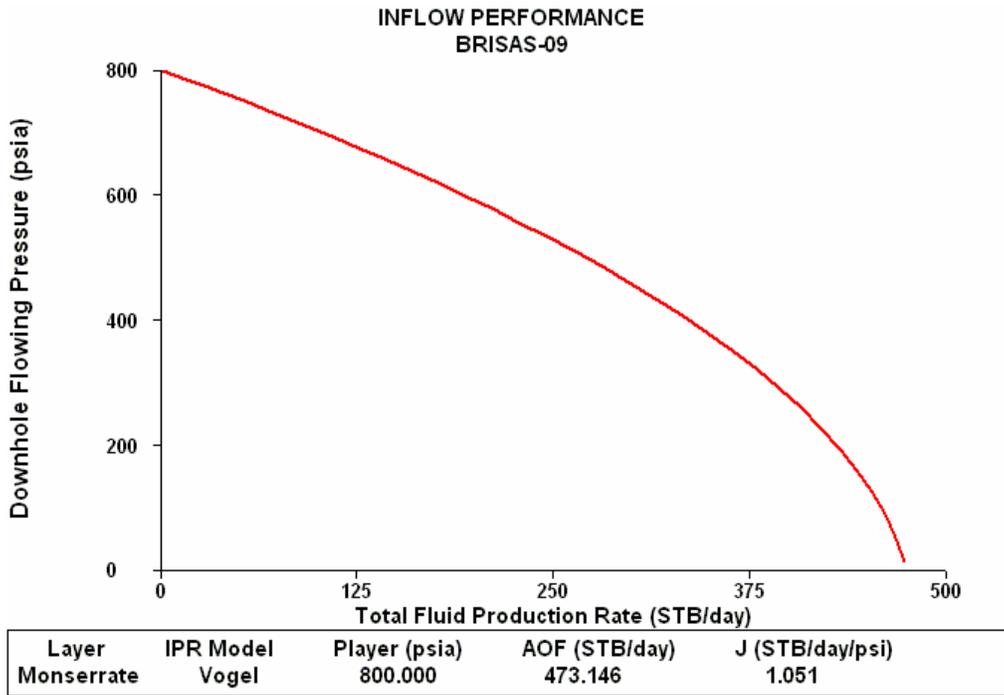


Figura 27. Curva de Relación de Comportamiento de Influjos para el pozo BR-09

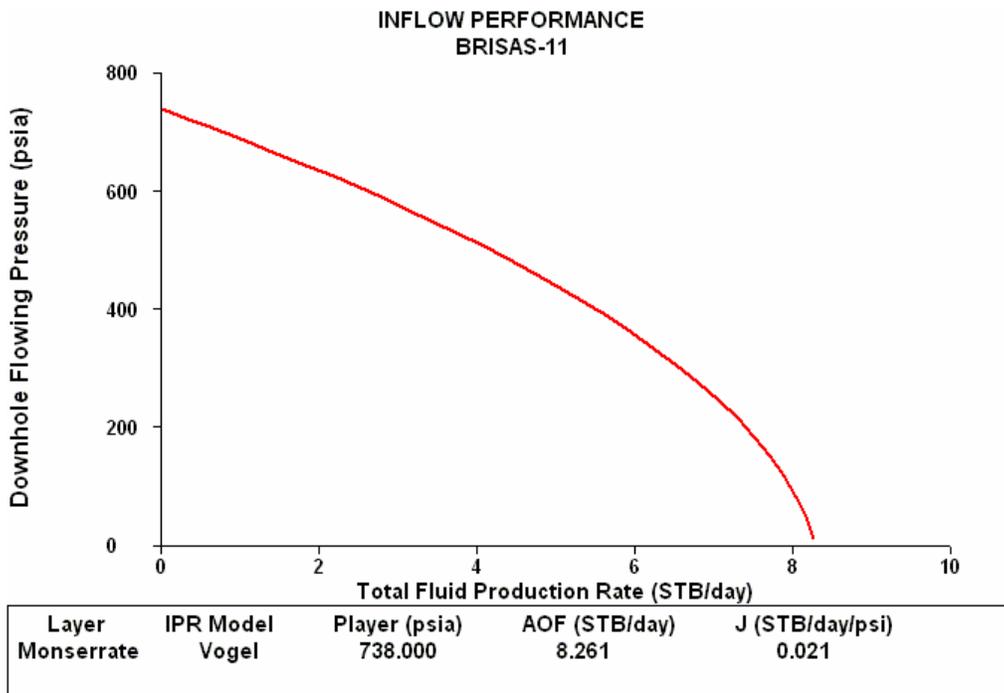


Figura 28. Curva de Relación de Comportamiento de Influjos para el pozo BR-11

Tabla 12. Oportunidad neta de aumento de producción de crudo a través de la disminución de la Pwf hasta 50 psi.

POZO	BFPD @ Pwf: 50 psi	BSW (%)	BOPD @ Pwf: 50 psi	BOPD ACTUAL	OPORTUNIDAD NETA BOPD
BR-01	319.85	87.12	41.20	32.84	8.35
BR-02	1195.47	92.00	95.64	72.29	23.35
BR-04	4723.81	92.12	372.24	78.64	293.59
BR-08	698.71	79.20	145.33	98.18	47.16
BR-09	465.75	85.47	67.67	65.39	2.29
BR-11	8.12	50.00	4.06	2.00	2.06
TOTAL					376.80

La anterior oportunidad neta será reevaluada más adelante, cuando se tenga en cuenta los diseños de las respectivas bombas PCP, en los cuales se obtendrá el caudal de fluido que se puede extraer con la bomba que se determine sea la más apropiada para cada pozo.

2.4.2. Recuperación de producción por disminución de los tiempos de parada debidos a fallas en el Sistema de Levantamiento Artificial actual

Para la evaluación de las diferidas causadas por fallas en el sistema de levantamiento artificial actual se utilizaron los registros de perdida de producción suministrados por el software FieldView, del paquete de aplicaciones de ECOPEtrol S.A y se realizó un análisis para determinar cuáles de estas fallas podrían ser minimizadas a partir de la implementación del nuevo sistema de levantamiento artificial por bombeo PCP, teniendo como base la experiencia obtenida con el cambio de sistema en el pozo BR-10, en el cual se redujeron en un 75% los tiempos de parada por culpa del sistema de levantamiento artificial por tal motivo para realizar este estudio se a establecido

que con la implementación dicho sistema se reduciría aproximadamente el 50% de estas fallas en el campo Brisas.

Las causas de parada que se consideraron como fallas del Sistema de Levantamiento Artificial (S.L.A), según la clasificación de ECOPETROL S.A, fueron:

- Mantenimiento cabeza de pozo
- Falla bomba
- Falla mecánica
- Mantenimiento mecánico
- Baja eficiencia equipo de subsuelo
- Mantenimiento equipo de subsuelo
- Esperando mantenimiento equipo de subsuelo
- Reacondicionamiento
- Esperando reacondicionamiento
- Falla cilindro
- Falla variador
- Varilla partida

En la *Tabla 13* se muestra el promedio día (BOPD) de la pérdida de producción total para el año 2007 y en la *Tabla 14* se muestra el promedio día (BOPD) de la pérdida de producción por falla en el Sistema de Levantamiento Artificial por pozo para el mismo año. En las *Figuras 29, 30, 31, 32, 33 y 34* se muestran el comportamiento de la Perdida de producción por pozo durante el año 2007.

La oportunidad neta de aumento de producción de crudo por disminución de los tiempos de parada debidos a fallas en el Sistema de Levantamiento Artificial se encuentra en la *Tabla 15*

Tabla 13. Perdida de producción total, en promedio día (BOPD), para el año 2007

MES	BR-01	BR-02	BR-04	BR-08	BR-09	BR-11	TOTAL CAMPO
Enero	1.26	2.06	0.58	1.77	2.81	0.03	8.52
Febrero	0.64	1.14	0.75	1.32	4.14	0.00	8.00
Marzo	1.97	4.81	5.26	3.13	5.68	0.00	20.84
Abril	0.80	6.07	1.13	1.87	2.37	0.27	12.50
Mayo	0.32	1.13	0.48	0.35	0.55	0.84	3.68
Junio	0.97	1.13	3.67	0.63	1.20	1.97	9.57
Julio	6.06	8.74	11.84	16.39	1.16	0.32	44.52
Agosto	1.10	23.90	1.61	3.97	3.55	0.03	34.16
Septiembre	0.53	2.83	5.43	0.67	0.90	0.00	10.37
Octubre	1.45	3.42	1.71	5.74	2.84	0.10	15.26
Noviembre	0.23	0.53	8.27	1.60	1.33	0.00	11.97
Diciembre	0.19	0.84	1.00	1.68	1.16	0.03	4.90
PROM. 2007	1.31	4.77	3.49	3.30	2.30	0.30	15.46

Tabla 14. Perdida de producción por falla en el Sistema de Levantamiento Artificial, en promedio día (BOPD), para el año 2007

MES	BR-01	BR-02	BR-04	BR-08	BR-09	BR-11	TOTAL CAMPO
Enero	0.26	0.77	0.29	0.52	0.65	0.00	2.48
Febrero	0.14	0.21	0.32	0.61	2.39	0.00	3.68
Marzo	0.06	0.94	3.94	0.81	1.42	0.00	7.16
Abril	0.17	4.37	0.63	1.10	1.00	0.00	7.27
Mayo	0.19	1.00	0.45	0.19	0.32	0.03	2.19
Junio	0.20	0.17	3.23	0.13	0.27	0.53	4.53
Julio	5.84	1.00	11.26	16.16	0.52	0.00	34.77
Agosto	0.19	2.19	0.42	2.23	1.61	0.00	6.65
Septiembre	0.17	2.20	4.77	0.07	0.13	0.00	7.33
Octubre	0.00	0.74	0.00	0.16	0.03	0.00	0.94
Noviembre	0.03	0.00	8.07	1.10	0.97	0.00	10.17
Diciembre	0.00	0.13	0.42	1.23	0.58	0.00	2.35
PROM. 2007	0.61	1.15	2.82	2.05	0.81	0.05	7.49

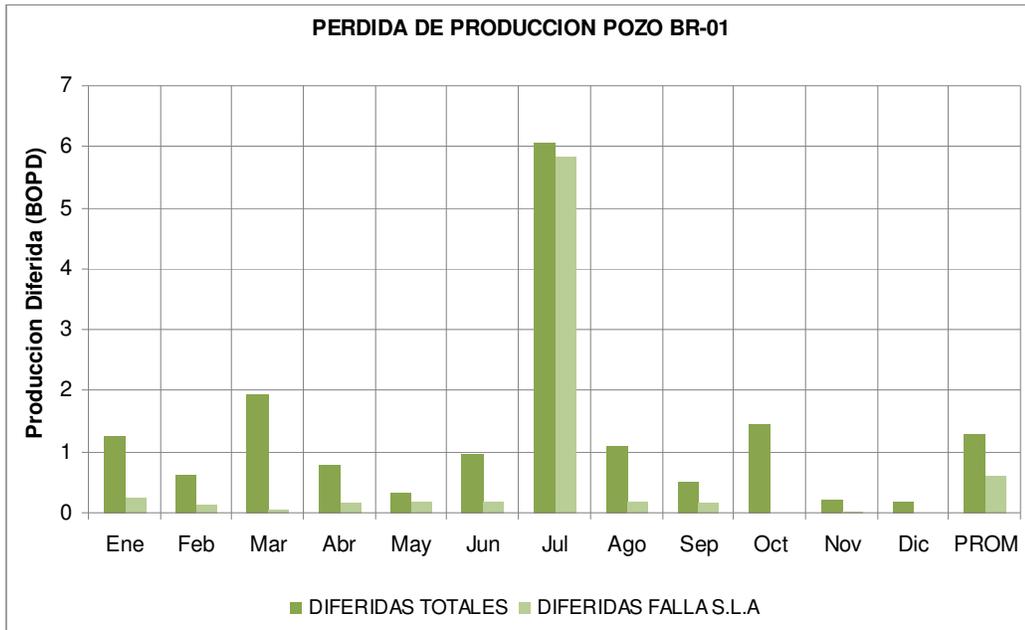


Figura 29. Comportamiento de la Pérdida de producción para el pozo BR-01 durante el año 2007

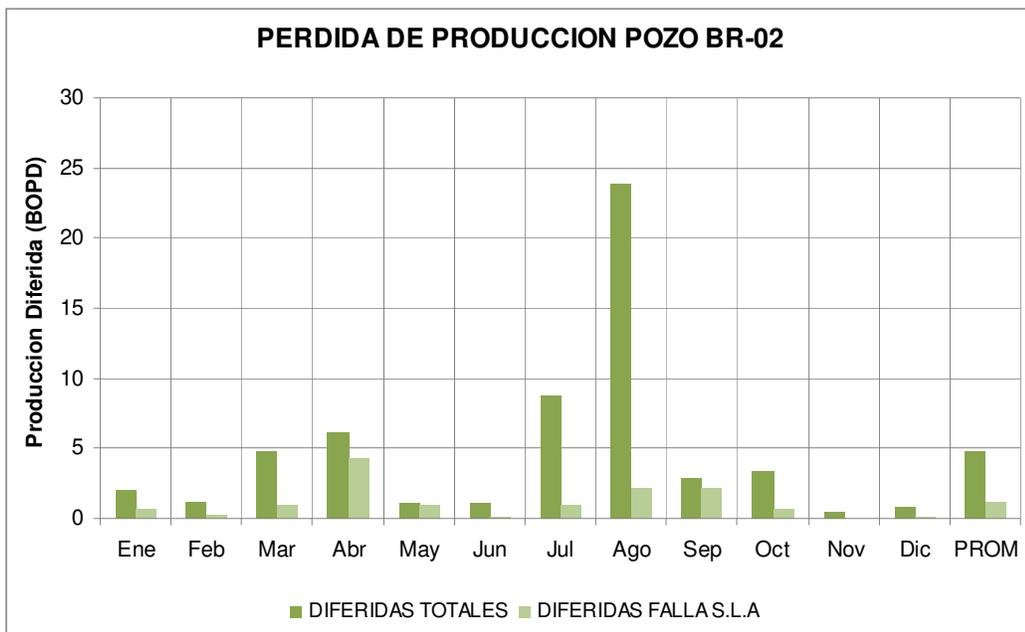


Figura 30. Comportamiento de la Pérdida de producción para el pozo BR-02 durante el año 2007

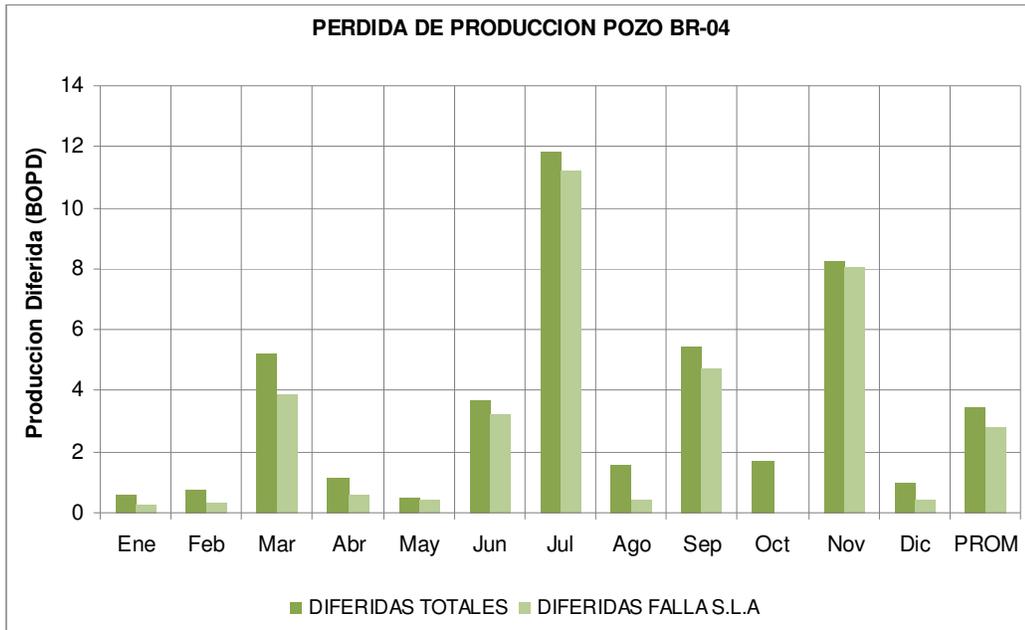


Figura 31. Comportamiento de la Pérdida de producción para el pozo BR-04 durante el año 2007

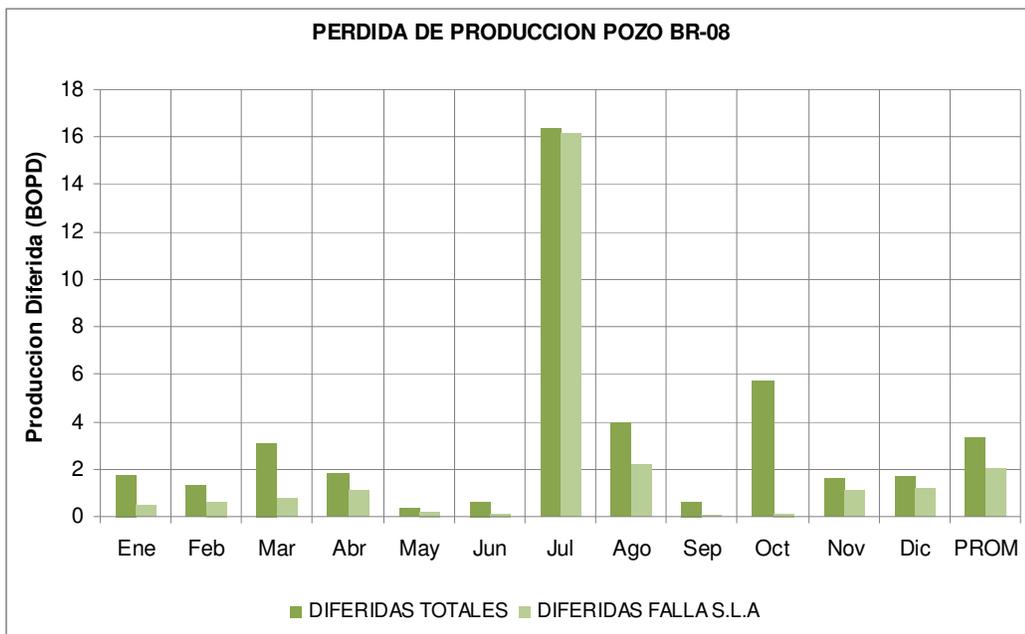


Figura 32. Comportamiento de la Perdida de producción para el pozo BR-08 durante el año 2007

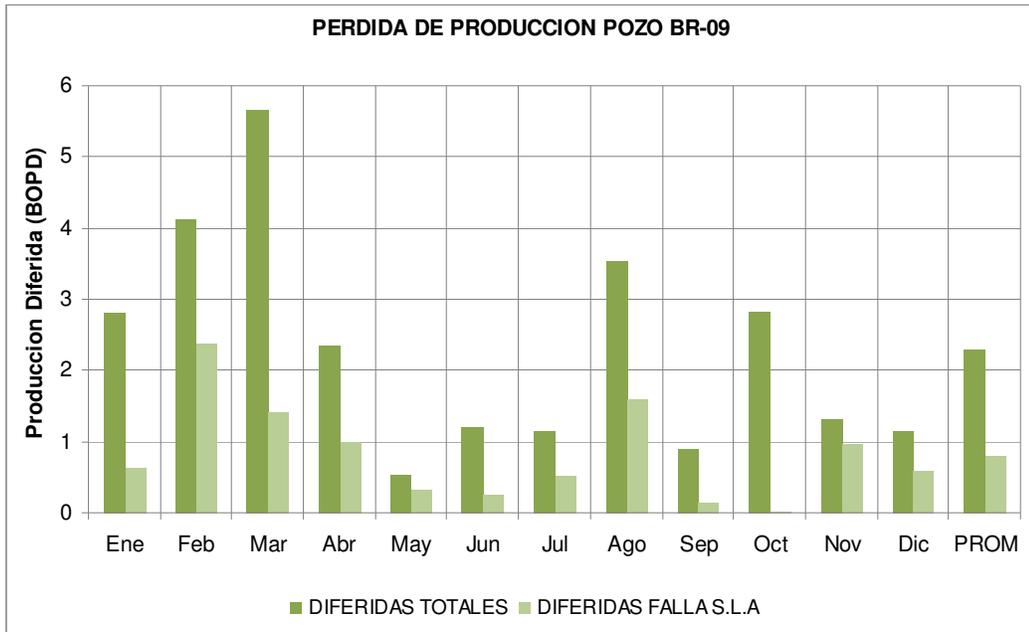


Figura 33. Comportamiento de la Perdida de producción para el pozo BR-09 durante el año 2007

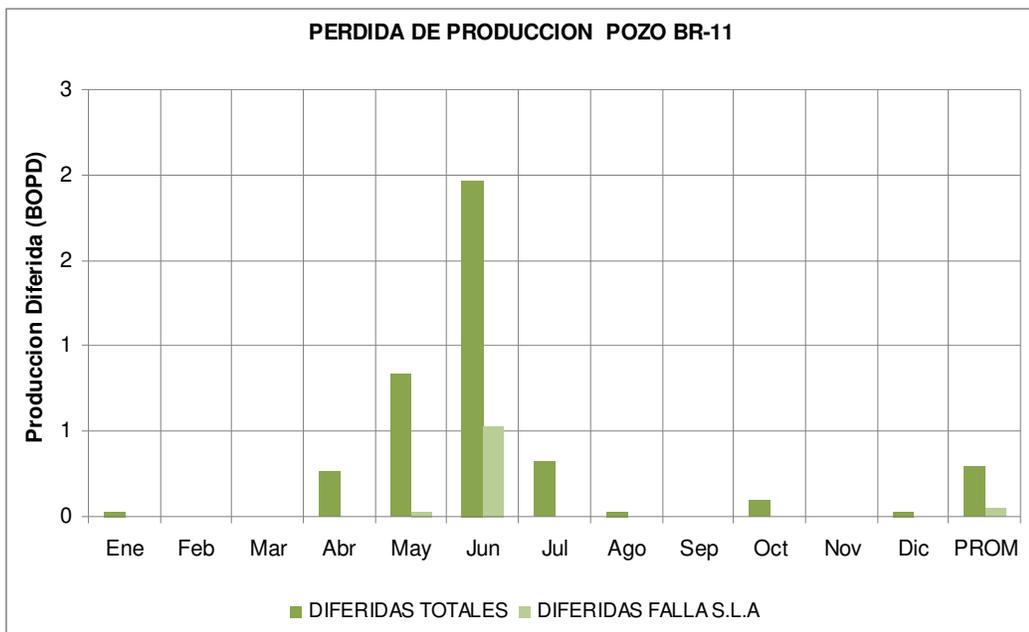


Figura 34. Comportamiento de la Perdida de producción para el pozo BR-11 durante el año 2007

Tabla 15. Oportunidad neta de aumento de producción de crudo a través de la disminución de los tiempos de parada debidos a fallas en el S.L.A con la implementación de PCP.

POZO	PERDIDA DE PRODUCCION TOTAL (BOPD)	PERDIDA DE PRODUCCION FALLA S.L.A (BOPD)	OPORTUNIDAD NETA (BOPD)
BR-01	1.31	0.61	0.31
BR-02	4.77	1.15	0.57
BR-04	3.49	2.82	1.41
BR-08	3.3	2.05	1.03
BR-09	2.3	0.81	0.41
BR-11	0.3	0.05	0.02
TOTAL	15.46	7.49	3.75

Teniendo en consideración los dos parámetros anteriores, disminución de P_{wf} y recuperación de producción por disminución de tiempos de parada, se determinó la oportunidad neta total de aumento de producción con la implementación de Bombas de Cavidades Progresivas PCP, la cual se muestra en la *Tabla 16*.

Tabla 16. Oportunidad de aumento de producción con la implementación de Bombas de Cavidades Progresivas, PCP

POZO	OPORTUNIDAD NETA POR DISMINUCION DE P_{wf} (BOPD)	OPORTUNIDAD NETA POR DISMINUCION DE FALLA S.L.A (BOPD)	OPORTUNIDAD NETA TOTAL DE AUMENTO DE PRODUCCION (BOPD)
BR-01	8.35	0.31	8.66
BR-02	23.35	0.57	23.92
BR-04	293.59	1.41	295.00
BR-08	47.16	1.03	48.19
BR-09	2.29	0.41	2.70
BR-11	2.06	0.02	2.08
TOTAL	376.80	3.75	380.55

2.5. CONSIDERACIONES OPERACIONALES

Dentro del análisis técnico es importante tener en cuenta las condiciones del pozo y del ambiente de operación, para establecer de acuerdo a las limitaciones del Sistema de Levantamiento con Bombas de Cavidades Progresivas, en cuales de los pozos es viable operativamente la implementación de dicho sistema de levantamiento. Dentro de estas consideraciones se tienen:

2.5.1. Capacidad de desplazamiento

Las bombas PCP operan en un rango típico de 5 a 2500 BPD según los modelos de bombas (para csg de 7" y tbg de 3-1/2", que es lo mas utilizado en Colombia). Sin embargo, existen algunas bombas especiales que pueden operar hasta 5000 BPD, condicionadas por la profundidad de asentamiento y la configuración mecánica del pozo (ID revestimiento de producción)¹³. Para los pozos BR-01, BR-02, BR-08, BR-09, BR-10 y BR-11 la producción de fluido total, según la expectativa de aumento de producción por disminución de la P_{wf} , no supera el límite de los 2500 BPD y por tanto podrían operar con las bombas PCP más comunes en el mercado. Sin embargo, para el pozo BR-04, debe tenerse en cuenta que para obtener esta oportunidad neta de aumento de producción, se debe alcanzar una producción de fluido total de 4723.81 BFPD y por lo tanto se debe evaluar durante las corridas de los diseños, la influencia de otros parámetros que en conjunto podrían limitar la aplicación de un sistema PCP en este pozo.

¹³ Curso Weatherford Brasil

2.5.2. Capacidad de levantamiento

Las bombas PCP tienen una capacidad de levantamiento de hasta 7000 ft TVD y como máximo pueden llegar a operar a profundidades de 11000 ft TVD, condicionadas en capacidad de desplazamiento. El nivel de fluido dinámico actual en los pozos del campo Brisas está en promedio a 3565 ft, lo cual no limita la implementación de bombas PCP en dichos pozos. Sin embargo, para el pozo BR-04, debe tenerse en cuenta que si se escoge una bomba que cumpla con los requerimiento de volumen de desplazamiento, lo más probable es que no se alcance la profundidad de asentamiento necesaria para la óptima operación de la bomba, puesto que esta está condicionada por el nivel de fluido dinámico (3719').

2.5.3. Temperatura

La temperatura origina una expansión térmica del elastómero y una expansión menos notable en el rotor metálico, lo cual incide directamente en la eficiencia de la bomba. La temperatura operativa máxima normal de las bombas PCP es de 205 °F. Sin embargo los diseños especiales permiten incrementar este límite a 330 °F¹⁴. Los pozos del campo Brisas no superan estos límites (mayor temperatura de fondo 170 °F en BR-02).

2.5.4. Desviación del pozo

Las bombas PCP pueden trabajar en cualquier posición, incluso horizontal. Las limitaciones están más asociadas a la severidad de los cambios de curvatura (dog leg y cambios de azimut) y no con las curvaturas absolutas. Por tanto, si la

¹⁴ Curso Weatherford Brasil

severidad de la curvatura es excesivamente alta ($>15^{\circ}/100$ ft) se debe tener especial atención en el diseño de los componentes de fondo y se recomienda utilizar varilla continua COROD[®] para disminuir las cargas de contacto con la tubería de producción. En los pozos del campo Brisas, esta consideración no constituye un problema ya que la máxima severidad de curvatura la presenta el pozo BR-09 ($11.25^{\circ}/100$ ft a una profundidad de 983 ft TVD).

2.5.5. Producción de gas

La eficiencia volumétrica de las bombas PCP, al igual que la de otros tipos de bombas, es afectada de manera significativa por la presencia de gas libre en su interior debido a que el volumen de gas reduce el espacio disponible para los líquidos. Además las pequeñas moléculas de gas pueden introducirse en el elastómero y ocasionar un efecto de descompresión explosiva o de hinchamiento. Si el GOR es mayor de 800 PCS/STB se recomienda colocar la bomba por debajo de perforados. Si lo anterior no es posible, puede utilizarse tubería de cola o considerar la instalación de separadores de gas. El pozo BR-02 es el que presenta el mayor GOR (156 PCS/STB) y por lo tanto se puede considerar que este parámetro no es crítico en los pozos del campo.

2.5.6. Contenido de arena

Las bombas PCP pueden producir fluidos con cortes de arena de hasta el 50%. El pozo BR-01 presenta el mayor corte de arena con respecto a los demás pozos del campo (0.081%).

2.5.7. Contenido de CO₂ y H₂S

El CO₂ por ser un oxidante afecta las propiedades mecánicas del elastómero. El H₂S en combinación con el agua acelera el proceso de corrosión y origina un efecto de post-vulcanización, afectando las propiedades mecánicas del elastómero, incrementando el torque y reduciendo la eficiencia volumétrica. Para evitar este tipo de problemas se debe hacer una selección adecuada del tipo de elastómero. Los elastómeros de Flurocarbon (Viton) son los que soportan mayores contenidos de H₂S (hasta de 6%) y de CO₂ (hasta de 28%)¹⁵. En promedio el contenido de H₂S en el campo Brisas es de 0.06% y el contenido de CO₂ es de 0.00015%.

2.5.8. Contenido de aromáticos

Los aromáticos tales como, xileno, tolueno, benceno, etc, originan hinchamiento, perdida de dureza y perdida de las propiedades mecánicas del elastómero. Los elastómeros de Flurocarbon (Viton) son los que soportan mayores contenidos de aromáticos (hasta 6%). En promedio el contenido de aromáticos en el campo Brisas es de 2,5%.

2.5.9. Viscosidad

Las bombas PCP están diseñadas para producir fluidos altamente viscosos (hasta 100000 cp). La viscosidad promedio del campo Brisas a temperatura de yacimiento es de 11 cp, razón por la cual este parámetro no constituye una limitación para la implementación de bombas PCP en este campo.

En la *Tabla 17* se puede observar una comparación entre las condiciones operacionales de cada pozo descritas anteriormente y los rangos de aplicación

¹⁵ Zambrano, Yony. Sistemas de Levantamiento Artificial por Bombeo de Cavidades Progresivas. ESP OIL Engineering Consultans. Bogotá, Septiembre 2007.

del sistema PCP. A partir de esta información, se concluye que operacionalmente todos los pozos del campo Brisas preseleccionados inicialmente son aptos para la implementación de Bombas de Cavidades Progresivas (PCP), Sin embargo hay que tener en cuenta que para el caso del pozo BR-04, lo más probable es que no se alcance la producción de fluido deseada. Esto se determinará más adelante a través de las corridas de simulación en el software PC-PUMP™

Tabla 17. Comparación de las condiciones operacionales de cada pozo del campo Brisas con los rangos de aplicación del sistema PCP

PARAMETRO	RANGO TIPICO	MAXIMO	BR-01	BR-02	BR-04	BR-08	BR-09	BR-11
Capacidad de desplazamiento (BPD)	5 – 2500	5000	319.85	1195.47	4723.81	698.71	465.75	8.12
Capacidad de levantamiento (ft TVD)	1000 - 7000	11000	4271	4172	4856.5	4159	4490	4397
Temperatura (°F)	75 – 205	330	150	170	150	160	150	150
Desviación del pozo (°/100 ft)	–	15	0	0	10.59	0	11.25	5.17
GOR (SCF/STB)	0 – 200	800	125.74	155.84	23.52	42.59	28.44	80.00
Contenido de arena (%)	–	50						
Contenido de CO ₂ (%)	–	28	0.00015	0.0001	0.0002	0.0002	0.0002	–
Contenido de H ₂ S (%)	–	6	0.06	0.06	0.06	0.04	0.06	–
Contenido de aromáticos (%)	–	6	–	26.8	24	24.2	25.5	–
Viscosidad (cp)	–	100000	11	11	11	11	11	11

2.6. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA PCP BAJO LAS CONDICIONES OPERACIONALES DEL POZO BRISAS-10.

2.6.1. Antecedentes

El pozo Brisas 10 se empezó a perforar el 02 de Julio de 2006 y se terminó de perforar el 18 de Julio de 2006. El 19 de Julio de 2006 se inició el completamiento del pozo y se cañonearon los intervalos 4262'-4285', 4288'-4294', 4298'-4304', 4310'-4320', 4330'-4352' y 4368'-4390' con sarta de cañones tipo TCP de 4-5/8" O.D a 12 tpp. Luego se bajó sarta de producción tubing de 3-1/2", 9.3 lb/ft, N-80 EUE desde superficie hasta 4095'. Finalmente se instaló Bombeo Mecánico como sistema de levantamiento artificial utilizando bomba tipo 25-225-THC-5-26-22 y se dejó el pozo en producción el 21 de Julio de 2006.

Con el objetivo de estabilizar la operación y producción del pozo, el cual venía presentando repetidas fallas por bloqueo de la bomba de subsuelo debido a la producción de arena asociada, se decidió cambiar el sistema de levantamiento de bombeo mecánico a PCP.

El 4 de Noviembre de 2007 el pozo se dejó operando con bombeo PCP. La bomba instalada fue una 24-40-1200 con elastómero NBRA, estator de 4" OD y rotor Chrome Plated estándar a una profundidad de 4095 ft. Después de 8 horas de trabajo la bomba se pegó debido a un hinchamiento del elastómero y a que el rotor quedó atascado por arena dentro del estator. Se realizó un rediseño de la bomba y se decidió bajar el mismo tipo de bomba pero con un rotor undersize. El 2 de Diciembre de 2007 se normalizó la operación del pozo y hasta la fecha no ha presentado ninguna otra falla.

2.6.2. Histórico de servicios a pozo

En la *Tabla 18* se puede observar que desde su puesta en producción el 21 de Julio de 2006 y hasta antes del cambio del sistema de levantamiento de Bombeo Mecánico a Bombeo PCP, al pozo se le realizaron 8 servicios de los cuales 7 se debieron a falla en la bomba por alta producción de arena y 1 a tubería rota. Igualmente se puede observar que luego de la instalación del sistema PCP al pozo solamente se le ha realizado un servicio por falla en la bomba. De lo anterior se puede concluir que con la instalación de PCP, el número de servicios por falla del sistema de levantamiento artificial, en un lapso de seis meses, se redujo en un 75% (de 0.66 servicios/mes a 0.16 servicios/mes)

Tabla 18. Servicios realizados al pozo BR-10 desde su puesta en producción

FECHA SERVICIO	CAUSA DE LA FALLA	DESCRIPCION
11/20/2006	Bomba pegada	
12/27/2006	Bomba pegada	Se cambia la bomba THC por una bomba inserta 25-200-RWAC-22-3 buscando reducir el efecto del gas y el deficiente desempeño de la bomba por arena
01/10/2007	Bomba pegada	Se instala bomba pampa 25-225-THC-5'-26'-22' buscando reducir el efecto de la arena y dando algo de tolerancia al gas.
05/24/2007	Bomba pegada	
06/05/2007	Bomba pegada	
06/22/2007	Bomba pegada	
08/14/2007	Bomba pegada	
08/25/2007	Tubería rota	
10/27/2007	Cambio S.L.A	Cambio de sistema de levantamiento de Bombeo Mecánico a Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP)
11/16/2007	Bomba pegada	Hinchamiento del elastómero, rotor atascado en el estator por arena.

2.6.3. Comportamiento de la pérdida de producción en el pozo Brisas-10 por fallas en el Sistema de Levantamiento Artificial.

En la *Figura 35* se puede observar que desde mayo hasta noviembre del 2007 hubo un incremento de la pérdida de producción por fallas en el sistema de levantamiento, las cuales se redujeron una vez fue rediseñado el sistema PCP instalado en el pozo.

Comparando los últimos seis meses de operación del bombeo mecánico con los primeros seis meses de operación del bombeo PCP, se puede concluir que con la implementación del bombeo PCP las diferidas se redujeron en un 75% (de 54.38 BOPD a 13.94 BOPD) y los tiempos de parada en un 67% (de 2273 hr a 744 hr).

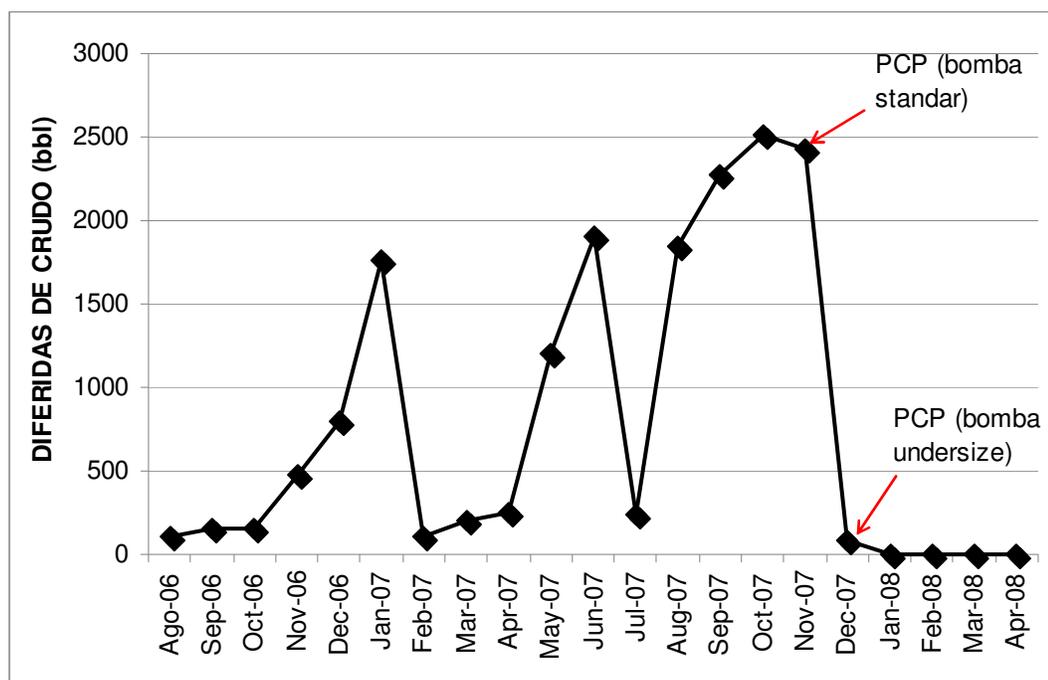


Figura 35. Perdida de producción del pozo BR-10 desde su puesta en producción

Teniendo en cuenta que en los últimos meses la bomba no ha presentado ningún tipo de falla asociada a la presencia de H₂S, CO₂ y aromáticos en el campo, podemos concluir que los elastómeros NBRA presentan un buen desempeño bajo las condiciones de operación del campo y se recomienda su utilización en los demás pozos.

Igualmente se recomienda que para evitar una posible pega de la bomba por hinchamiento del elastómero, se diseñe una bomba con rotor undersize la cual ha presentado buen desempeño en el pozo BR-10.

2.7. DISEÑO DE BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP) PARA LOS POZO DEL CAMPO BRISAS.

Para realizar el diseño de las Bombas de Cavidad Progresiva PCP se utilizó el software PC-PUMP™ versión 2.695, elaborado por la compañía C-FER, siguiendo la metodología implementada por la compañía Weatherford Colombia Limited (*Figura 36*) y que se explica a continuación:

2.7.1. Cargue de los parámetros de entrada requeridos por el software

Los parámetros de entrada que deben ser cargados en el software, para realizar el diseño de las bombas PCP, se relacionan en la *Tabla 19*. Dichos parámetros son críticos porque pueden limitar la aplicación de las bombas PCP en un determinado pozo. Como se analizó anteriormente, ninguno de estos parámetros constituye una limitación para la aplicación de las bombas PCP en los pozos BR-01, BR-02, BR-08, BR-09 y BR-11 y el éxito de la aplicación radica en la selección apropiada de los equipos. Para el caso del pozo BR-04

se determinó que lo más probable es que cualquier diseño que se realice no va a cumplir con la producción total deseada.

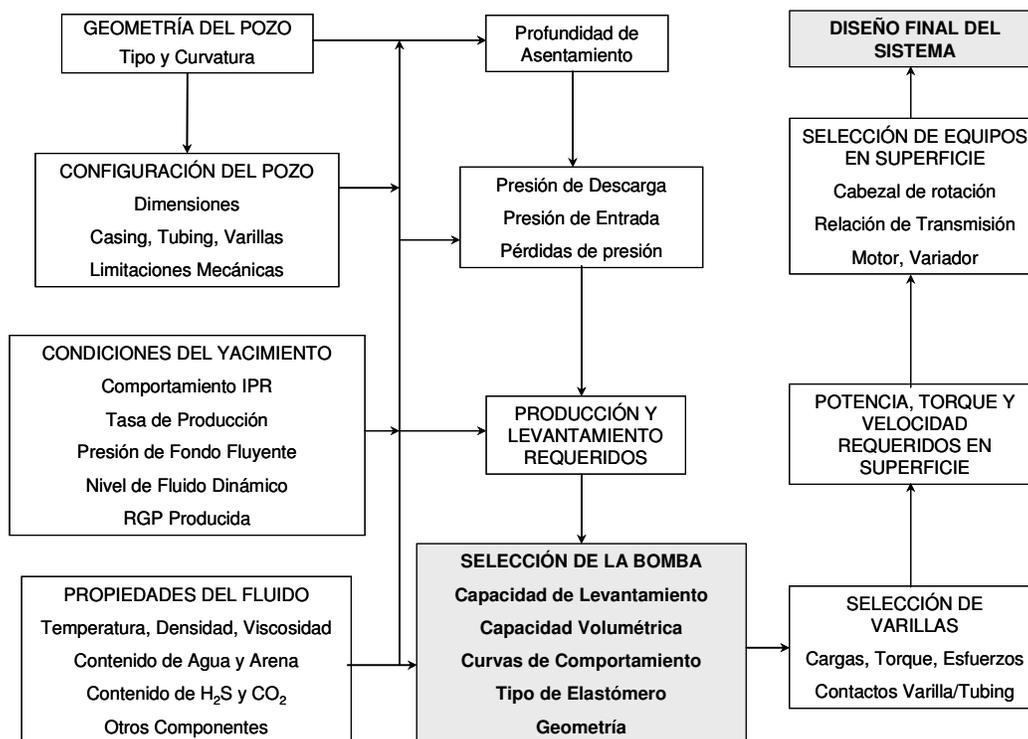


Figura 36. Metodología para el diseño de Bombas de Cavity Progresiva

Tabla 19. Parámetros de entrada requeridos por el software PC-PUMP™

Parámetro de entrada	Unidad de Medida
CONFIGURACION DEL POZO	
Profundidad de asentamiento de la bomba	ft
Profundidad media de perforados	ft
Elevación de la mesa rotaria	ft
Tipo de tubería de producción	
Tipo de revestimiento	
Tipo de sarta de varilla	
GEOMETRIA DEL POZO	
Profundidad	ft
Inclinación	
Azimut	
Dog legs	

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	
Gravedad API	°API
Salinidad del agua	ppm
BSW	%
GOR	SCF/STB
Gravedad específica del gas	
PROPIEDADES DE YACIMIENTO Y CONDICIONES OPERACIONALES	
Rata de flujo deseada	bb/D
Velocidad de la bomba	RPM
Nivel de fluido	ft
Presión de tubing en cabeza (THP)	psi
Presión de casing en cabeza (CHP)	psi
Temperatura de fondo	°F
Temperatura en superficie	°F
Presión estática del yacimiento	psi
Punto de burbuja	psi
Presión de fondo fluyendo (Pwf)	psi
Caudal de fluido de la prueba	bb/D
EQUIPO DE SUPERFICIE	
Potencia del motor	hp
Poleas del motor	
Velocidad del motor	RPM
Eficiencia nominal del motor	%
Frecuencia	Hz
Voltaje	V
Costo energético	\$/kWh
Tipo de cabezal	

2.7.1.1 Entrada de los parámetros de configuración del pozo

Inicialmente se introduce el nombre del pozo para el cual será realizado el diseño, luego se procede a introducir los datos de elevación de la mesa rotaria (Kelly Bushing), profundidad deseada de la bomba y la profundidad media de perforados, tal como se observa en la *Figura 37*.

Estudio de viabilidad técnico-económica y diseño de Bombas de Cavidad Progresiva (PCP) para su implementación en el campo Brisas

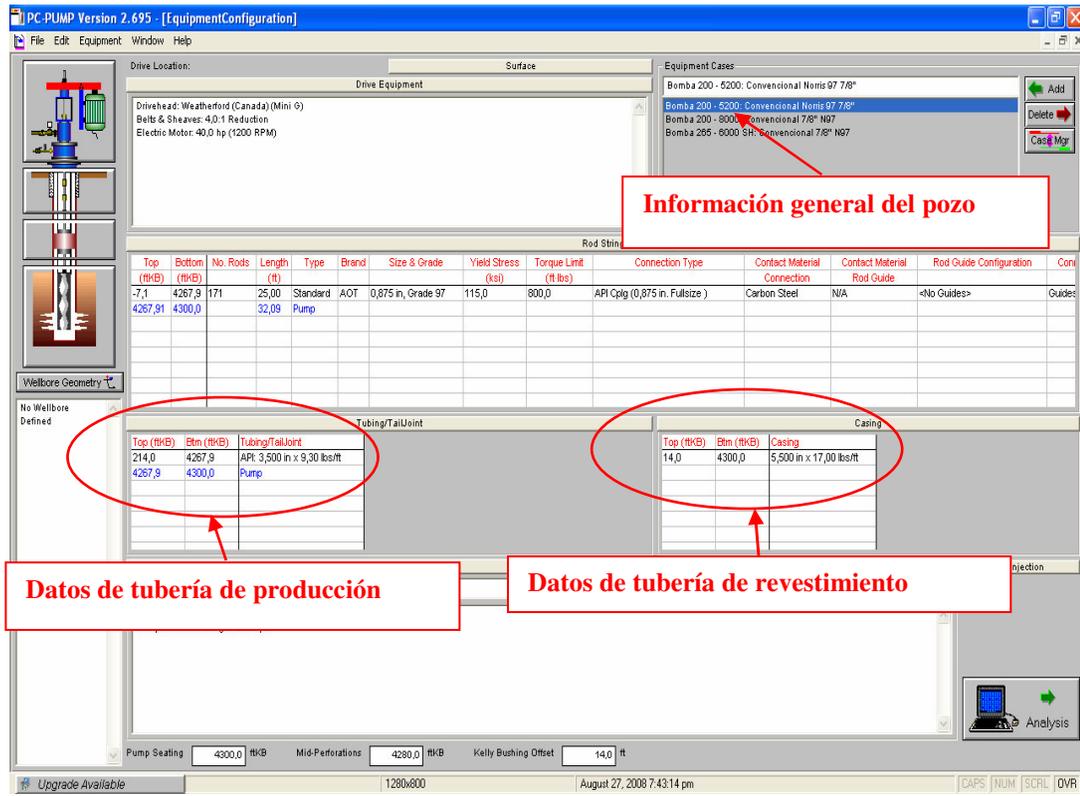


Figura 37. Entrada de los datos de configuración del pozo en Software PC-PUMP™

Luego se procede a escoger la bomba dentro de una base de datos que contiene el software PC-PUMP™ (Figura 38). Es importante resaltar que para este proyecto solo se hará uso de las bombas Weatherford Brazil y Weatherford Canadá que son las que comercializa Weatherford Colombia Limited. La selección de la bomba se basa en los requerimientos de levantamiento y desplazamiento de cada pozo, para lo cual se debe tener en cuenta los criterios de selección referidos en la Tabla 20.

En la Figura 39 se muestra la Información Técnica de una Bomba Weatherford Canadá 200 - 5200 (32 -1600), la cual fue seleccionada para el pozo BR-01

Estudio de viabilidad técnico-económica y diseño de Bombas de Cavidad Progresiva (PCP) para su implementación en el campo Brisas



Figura 38. Catalogo del software PC-PUMP™ para la selección de bombas

Tabla 20. Criterios de selección de bombas PCP.

Parámetro	Unidad de Medida
Producción deseada	BFPD
Nivel de fluido dinámico (en la rata de producción deseada)	ft
Profundidad de asentamiento de la	ft
Temperatura a la profundidad de asentamiento de la bomba	°F
Temperatura en cabeza de pozo	°F
GOR	SCF/STB
Presión en la línea de flujo	Psi
Gravedad del crudo	API
Corte de agua	%

Estudio de viabilidad técnico-económica y diseño de Bombas de Cavidad Progresiva (PCP) para su implementación en el campo Brisas

Manufacturer: Weatherford (Edmonton)
 Model: 32-1600

Specifications

Nominal Pump Displacement: 0,32 m³/D/RPM
 2,01 bbbls/D/RPM
 Nominal Pressure Rating: 15518,00 kPa
 2250,70 psi
 Rotor Connection: 0,874 in API Pin
 Stator Connection: 47,992 in x2,874 in EU Box Weld Ext.
 Pump Length: 32,09 ft
 Pump Outside Diameter: 3,54 in

Pump Test Data

Description: No Pump Test Data

Static Data

Pump Friction: 85,00 ft-lbs
 Volumetric Efficiency: 100,00 %

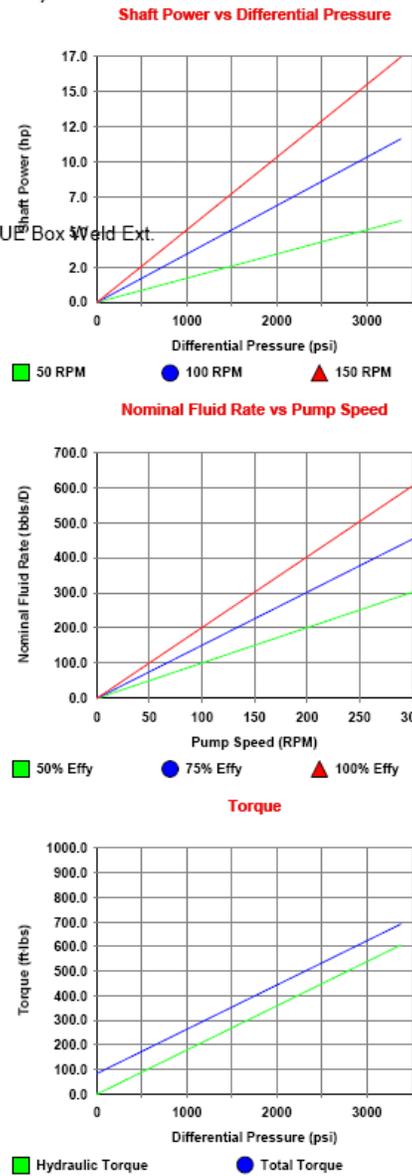


Figura 39. Información Técnica Bomba 200 - 5200 (32 - 1600).

Luego se procede a cargar los datos de tubería de producción (Tubing) y de tubería de revestimiento (Casing) del pozo, como se puede observar en las Figuras 40 y 41.

Casing/Tubing/Tail Joint/Injection Input

Type	Brand, Size & Grade	Length (ft)	Top (ftKB)	Coupling O.D. (in)	Bottom (ftKB)
Tubing	APt: 3,500 in x 9,30 lbs/ft	4053,9	214,0	4,5	4267,9
Pump		32,1	4267,9		4300,0

Type: Brand, Size and Grade: Coupling O.D. (in): Length (ft):

Figura 40. Entrada datos de Tubería de producción en el software PC-PUMP™

Casing/Tubing/Tail Joint/Injection Input

Size & Grade	Length (ft)	Top (ftKB)	Bottom (ftKB)
5,500 in x 17,00 lbs/ft	4286,0	14,0	4300,0

Casing Size and Weight: Length: ft

Figura 41. Entrada datos de Tubería de revestimiento en el software PC-PUMP™

Finalmente se escoge la sarta de varillas que se usará para bajar el rotor (*Figura 42*). La selección del tipo de varilla, convencional o continua, depende de la configuración y geometría del pozo. En los pozos que tienen desviaciones o dog legs significativos, como el Brisas-9, se recomienda la utilización de varilla continua COROD[®], la cual a diferencia de la varilla convencional, ofrece una mejor distribución de las cargas de contacto a lo largo de la varilla, previniendo de esta manera un desgaste acelerado de la tubería y de la varilla y por ende un rompimiento prematuro de estas. En el caso de que no se pueda utilizar varilla continua por su costo y que por tanto se requiera la utilización de varilla convencional, se recomienda centralizar la sarta para disminuir las cargas de contacto, con el agravante de que se reduce en gran proporción el área de flujo lo cual va a disminuir la eficiencia de la bomba.

Para los pozos del campo Brisas se recomienda la utilización de varillas de alta resistencia como las varillas grado Electra (EL) y couplings de alto torque diseñados especialmente para aplicaciones PCP, puesto que en el campo se presentan problemas de arenamiento y altos contenidos de H₂S que pueden causar empaquetamiento de la bomba y/o hinchamiento del elastómero y por ende un sobre torque en el sistema, aumentando la probabilidad de rupturas prematuras o desconexión de la sarta de varilla. En el caso de que no se pueda utilizar varilla grado Electra, debido a su costo, se recomienda utilizar otros tipos de varilla comunes en el mercado como son Norris, Tenaris, etc, pero con coupling de alto torque.

Estudio de viabilidad técnico-económica y diseño de Bombas de Cavidad Progresiva (PCP) para su implementación en el campo Brisas

Rod (No.)	Type	Brand	Size & Grade	Yield Stress (ksi)	Torque Limit (ft-lbs)	Length (ft)	Connection Type	Contact Mode	Contact Material Connection	Contact Material Rod Guide	Rod Guides	Top (ft/B)	Bottom (ft/B)	St
1	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	17.09	17.91	Yes
2	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	42.91	42.91	Yes
3	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	67.91	67.91	Yes
4	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	92.91	92.91	Yes
5	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	117.91	117.91	Yes
6	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	142.91	142.91	Yes
7	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	167.91	167.91	Yes
8	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	192.91	192.91	Yes
9	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	217.91	217.91	Yes
10	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	242.91	242.91	Yes
11	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	267.91	267.91	Yes
12	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	292.91	292.91	Yes
13	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	317.91	317.91	Yes
14	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	342.91	342.91	Yes
15	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	367.91	367.91	Yes
16	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	392.91	392.91	Yes
17	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	417.91	417.91	Yes
18	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	442.91	442.91	Yes
19	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	467.91	467.91	Yes
20	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	492.91	492.91	Yes
21	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	517.91	517.91	Yes
22	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	542.91	542.91	Yes
23	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	567.91	567.91	Yes
24	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	592.91	592.91	Yes
25	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	617.91	617.91	Yes
26	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	642.91	642.91	Yes
27	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	667.91	667.91	Yes
28	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	692.91	692.91	Yes
29	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	717.91	717.91	Yes
30	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	742.91	742.91	Yes
31	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	767.91	767.91	Yes
32	Standard	AOT	0.875 in, Grade 97	115.0	800.00	25.00	API Cplg (0.875 in, Fullsize)	Guides Only	N/A	<none>	<No Guides>	792.91	792.91	Yes

Figura 42. Selección de la sarta de varillas en el software PC-PUMP™

2.7.1.2 Entrada de los parámetros de geometría del pozo

El siguiente paso es cargar los datos de desviación del pozo, tales como: profundidad en MD, profundidad en TVD, ángulo y azimut (Figura 43).

2.7.1.3 Entrada de las propiedades del fluido

En la Figura 44 se muestra la ventana Analysis Windows en la cual se cargan las propiedades de los fluidos tales como: tipo de flujo, que para este caso es multifásico, gravedad API, salinidad del agua, BS&W, GOR y la gravedad específica del gas.

Estudio de viabilidad técnico-económica y diseño de Bombas de Cavidad Progresiva (PCP) para su implementación en el campo Brisas

Stn #	Measured Depth (ft)	Hole Angle (°)	Azimuth (°)	Dogleg Severity			Hole Angle Change (°/100ft)	Vertical Depth (ft)	Horizontal Distance (ft)	Latitude (ft)	Departure (ft)	Vertical Section (ft)
				Overall (°/100ft)	Vertical (°/100ft)	Plan (°/100ft)						
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	565.00	0.56	249.99	0.10	0.10	0.00	0.10	565.00	2.8	-0.9	-2.6	1.6
3	597.00	1.19	226.49	2.23	1.97	1.04	1.97	597.00	3.2	-1.2	-3.0	2.0
4	627.00	2.06	228.86	2.91	2.90	0.00	2.90	627.00	4.0	-1.8	-3.6	2.7
5	659.00	2.74	229.61	1.97	1.97	0.00	1.97	659.00	5.3	-2.7	-4.6	3.8
6				2.00	2.00	0.00	2.00		6.9	-3.6	-5.9	5.1
7				2.23	2.23	0.00	2.23		8.9	-4.8	-7.5	6.6
8				2.93	2.84	0.71	2.84	751.7	11.3	-6.1	-9.6	8.4
9	782.00	6.10	238.86	4.07	4.07	0.24	4.07	781.6	14.2	-7.6	-12.0	10.5
10	814.00	6.94	238.24	2.63	2.63	0.22	2.63	813.4	17.8	-9.5	-15.1	13.2
11	844.00	8.06	239.86	3.80	3.73	0.70	3.73	843.1	21.7	-11.5	-18.5	16.0
12	874.00	9.30	240.74	4.16	4.13	0.44	4.13	872.8	26.3	-13.7	-22.4	19.3
13	904.00	10.50	242.49	4.12	4.00	1.00	4.00	902.4	31.4	-16.2	-26.9	22.9
14	935.00	11.56	243.36	3.46	3.42	0.54	3.42	932.8	37.3	-18.9	-32.2	26.9
15	966.00	12.69	243.49	3.65	3.65	0.09	3.65	963.1	43.8	-21.8	-38.0	31.3
16	997.00	14.00	242.99	4.24	4.23	0.37	4.23	993.3	51.0	-25.0	-44.4	36.1
17	1027.00	15.18	242.36	3.97	3.93	0.53	3.93	1022.3	58.5	-28.5	-51.1	41.3
18	1059.00	16.50	240.74	4.35	4.13	1.38	4.13	1053.1	67.3	-32.6	-58.8	47.4
19	1088.00	17.63	239.24	4.18	3.90	1.52	3.90	1080.8	75.8	-36.9	-66.2	53.5
20	1119.00	18.63	237.99	3.46	3.23	1.25	3.23	1110.3	85.4	-41.9	-74.4	60.5
21	1150.00	19.75	237.99	3.61	3.61	0.00	3.61	1139.5	95.6	-47.3	-83.1	68.1
22	1181.00	21.13	238.61	4.51	4.45	0.70	4.45	1168.6	106.4	-53.0	-92.3	76.0
23	1215.00	22.44	238.24	3.87	3.85	0.40	3.85	1200.1	119.0	-59.6	-103.0	85.3
24	1245.00	23.50	237.86	3.57	3.53	0.49	3.53	1227.8	130.7	-65.8	-112.9	94.0
25	1276.00	24.63	237.24	3.74	3.65	0.82	3.65	1256.1	143.4	-72.6	-123.6	103.4
26	1307.00	26.00	236.74	4.47	4.42	0.69	4.42	1284.1	156.6	-79.8	-134.7	113.4
27	1337.00	27.31	236.49	4.38	4.37	0.37	4.37	1310.9	170.0	-87.2	-146.0	123.5
28	1368.00	28.47	237.11	3.86	3.74	0.94	3.74	1336.3	184.5	-95.2	-158.1	134.5
29	1399.00	29.81	236.58	4.40	4.32	0.83	4.32	1365.4	199.6	-103.4	-170.7	145.9
30	1430.00	31.00	236.36	3.86	3.84	0.36	3.84	1392.1	215.3	-112.1	-183.8	157.7
31	1461.00	32.19	235.99	3.89	3.84	0.63	3.84	1418.5	231.5	-121.1	-197.3	170.1
32	1491.00	33.44	235.74	4.19	4.17	0.45	4.17	1443.7	247.8	-130.2	-210.8	182.5

Figura 43. Entrada de la desviación del pozo en el software PC-PUMP™

2.7.1.4 Entrada de las propiedades del yacimiento y de las condiciones operacionales

Se procede a cargar los datos de las condiciones operacionales, se introduce el caudal deseado en superficie, se carga el valor de la presión en cabeza de tubing (THP), presión en cabeza de casing (CHP), temperatura de fondo y temperatura en cabeza (Figura 44).

Luego se calcula la IPR a partir de los siguientes datos: Presión del yacimiento, presión de burbuja, presión de fondo fluyendo (Pwf) y rata de flujo de la prueba de producción. Además, se debe introducir el valor de Pwf o de la rata de flujo a la cual se desea que produzca el pozo. En la Figura 45 se muestra la IPR calculada por el software PC-PUMP™ para el pozo BR-01.

Estudio de viabilidad técnico-económica y diseño de Bombas de Cavity Progresiva (PCP) para su implementación en el campo Brisas

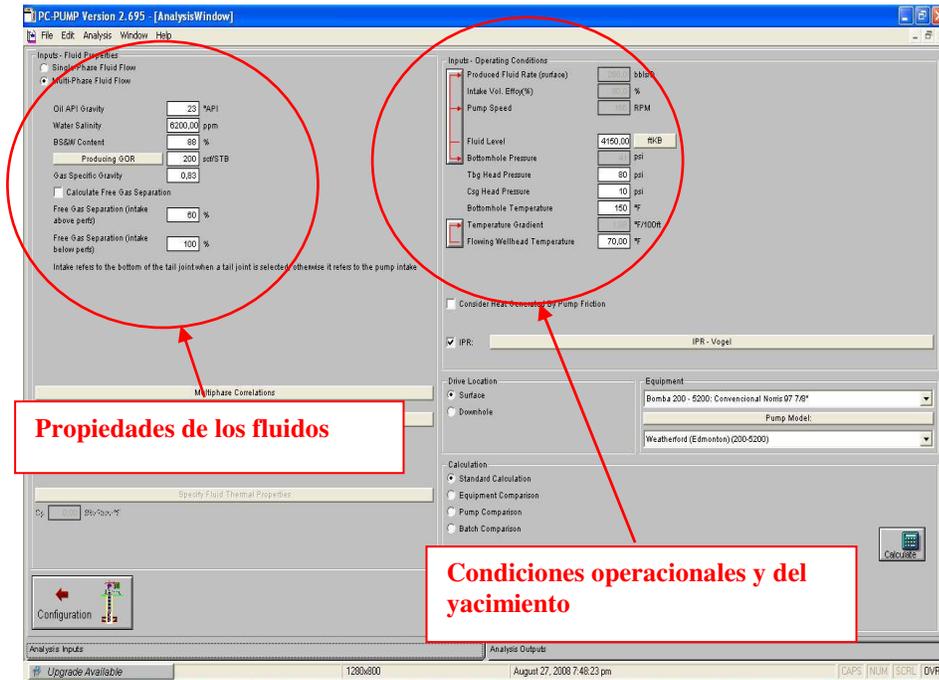


Figura 44. Entrada de las propiedades del fluido, propiedades del yacimiento y condiciones operacionales en el software PC-PUMP™

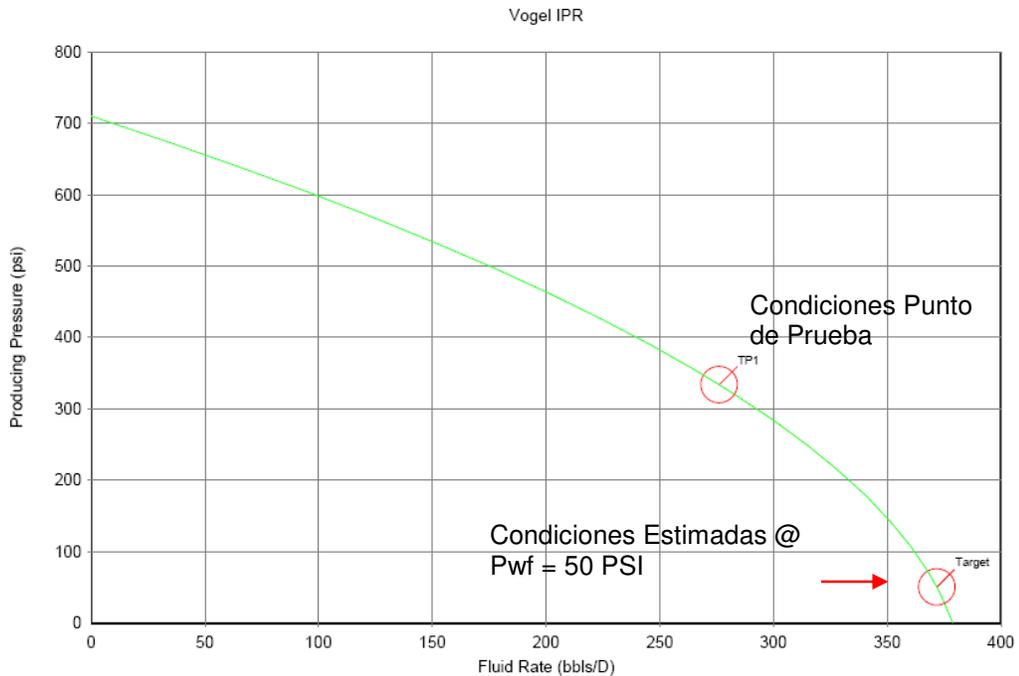


Figura 45. Comportamiento de la curva IPR para el pozo BR-1 determinado por el software PC-PUMP™

2.7.1.5 Entrada de los parámetros para la selección del equipo de superficie

Una vez obtenidos los parámetros de operación mínimos necesarios para accionar el equipo de subsuelo, es necesario dimensionar correctamente los equipos de superficie que sean capaces de proveer la energía requerida por el sistema. Esto significa que ellos deben estar en capacidad de:

- Suspender la sarta de varillas y soportar la carga axial del equipo de fondo.
- Entregar el torque requerido en la barra lisa;
- Rotar la barra lisa a la velocidad requerida
- Prevenir la fuga de fluidos en superficie.

Independientemente de su descripción, cada uno de los componentes debe cumplir con una serie de características determinadas básicamente por los requerimientos del sistema de fondo.

2.7.1.5.1 Selección del cabezal

Al igual que en la selección de la bomba adecuada, el cabezal se selecciona de una base de datos del software PC-PUMP™ que contiene los tipos de cabezales para sistemas PCP con los que trabaja la compañía Weatherford Colombia Limited (*Figura 46*). Para escoger el cabezal es importante tener en cuenta la presión de descarga, la capacidad de la bomba, la carga que va a soportar el cabezal, la profundidad y el peso de la sarta.

Para el campo Brisas se decidió trabajar con cabezales tipo *Weatherford Canadá Mini G*, los cuales son más pequeños que los convencionales *Weatherford Canadá MG*. Los Mini G cumplen con los requerimientos operacionales del campo. Es importante tener en cuenta que todo el campo se

encuentra electrificado, lo cual facilita la utilización de este tipo de cabezal y por ende de motores eléctricos.

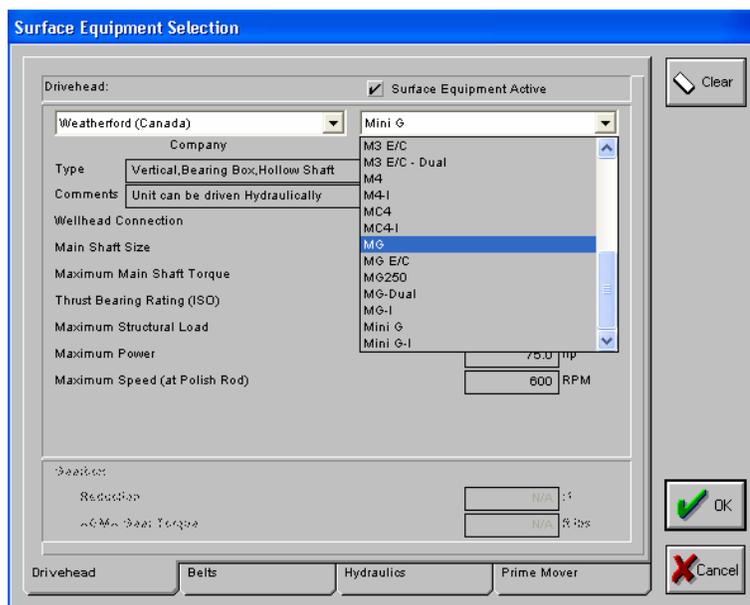


Figura 46. Selección del cabezal PCP en el software PC-PUMP™

2.7.1.5.2 Selección de motor

La selección del motor depende principalmente del torque requerido en superficie, el cual se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Torque} = \frac{5252 \times \text{Potencia motor} \times \text{Relación poleas}}{\text{Velocidad motor}}$$

Para la mayoría de los pozos del Campo Brisas de seleccionaron motores eléctricos de 40 hp, los cuales cumplen con los requerimientos de potencia y torque para los pozos, sin embargo como en este campo se tiene problemas de sólidos e inchamiento del elastómero seria bueno estudiar la posibilidad de instalar motores de 50 hp, los cuales dan una rango mas amplio de operación previendo una posible pega.

En el software PC-PUMP™ se debe cargar los datos correspondientes a potencia y eficiencia del motor, poleas, deslizamiento o pérdida de eficiencia del motor, frecuencia, voltaje y costo energético (Figura 47)

Parameter	Value	Unit
Motor Power Rating	40,0	hp
Motor Poles	6	
Motor Slip	15	RPM
Motor Speed (at Supply Frequency)	1185	RPM
Motor Efficiency (Nominal)	97	%
Motor Power Factor (Nominal)	0,90	
Motor Full Load Current	42,9	A
Supply Frequency	60	Hz
Supply Voltage	480	V
Energy Cost	0,050	\$/kWh

Figura 47. Entrada de datos del motor seleccionado en el software PC-PUMP™

2.7.1.5.3 Selección de variador

La selección del variador depende directamente del tipo de motor que fue seleccionado. Siempre se debe seleccionar un variador de igual o mayor potencia que la del motor seleccionado.

Para el campo Brisas se seleccionó variadores de 40 hp, es decir, de la misma potencia del motor, para no sobredimensionarlo y malgastar recursos.

2.7.2 Corridas de simulación en el software PC-PUMP™

Para conocer las condiciones de operación de la bomba seleccionada bajo tres escenarios de producción, se realizaron simulaciones en el software de diseño PC-PUMP™. Los escenarios considerados fueron los siguientes:

- **Escenario 1:** este escenario de producción analiza las condiciones de operación del sistema a una mínima velocidad de operación (80 RPM).
- **Escenario 2:** este escenario de producción analiza las condiciones de operación del sistema a la tasa máxima esperada del pozo ($P_{wf} = 50$ psi).
- **Escenario 3:** este escenario de producción analiza las condiciones de operación del sistema a una máxima velocidad (295 RPM).

En la *Tabla 21* se muestran los resultados obtenidos para el pozo BR-01. De acuerdo con esta información la bomba propuesta para efectuar cambio de sistema de levantamiento de bombeo mecánico a bombeo por cavidades progresivas PCP en el pozo BR-01, logra operar en un rango de producción entre *125 BFPD* y *463 BFPD*¹⁶ a velocidades de operación de *80 RPM* y *295 RPM*, respectivamente.

¹⁶ La producción máxima lograda por el sistema depende del comportamiento de la curva de flujo (IPR)

Tabla 21. Simulación Modelo de Bomba 200 - 5200 (32-1600) para el pozo BR-01

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Propiedades del fluido			
Gravedad API del crudo	23 API		
BS&W	88,3 %		
GOR	200 SCF/STB		
Separación de gas libre	100%		
Condiciones Operacionales			
Rata de fluido	125,6 Bls/D	320 Bls/D	463,3 Bls/D
Eficiencia volumétrica de la	80 %	80 %	80%
Velocidad de la bomba	80 RPM	204 RPM	295 RPM
Nivel de fluido	4150 ft	3476 ft	4150 ft
Presión de fondo	48 psi	235 psi	35 psi
Tubing Head Pressure (THP)	80 psi	80 psi	80 psi
Casing Head Pressure (CHP)	10 psi	10 psi	10 psi
Temperatura de fondo	150 °F	150 °F	150 °F
Resumen parámetros de salida			
Submergencia	150 ft	824 ft	150 ft
Pump Intake Pressure (PIP)	56,50 psi	244 psi	43,43 psi
Presión de descarga de la bomba	1894,50 psi	1576 psi	1898,18 psi
Cabeza hidrostática neta	1767,3 psi	1774,3 psi	1780,5 psi
Perdida de flujo	0,71 psi	2 psi	4,26 psi
Pump Pressure Loading	81,66 %	73,2 %	82,41 %
Máx. Torque de la varilla(*)	421 ft*lbs	422 ft*lbs	424 ft*lbs
Máx. Rod Torque Load	53 %	48,3 %	53 %
Máx. Axial Rod Load	16,7 Kips	15,8 kips	16,7 Kips
Máx. Effective Rod Stress	62,6 %	57,8 %	63 %
System Input Power	7,3 hp	17,1 hp	27,2 hp
Prime Mover Output Power	7,1 hp	16,6 hp	26,4 hp
Motor Loading	17,75 %	41,59 %	65,94 %

(*) Torque Elástico Varilla Norris Grade 97 de 7/8": 725 ft*lbs.

2.7.3 Resumen de los sistemas PCP diseñados para los pozos del campo Brisas.

2.7.3.1 Diseño del sistema PCP para el pozo BR-1

En la *Figura 48* se muestra el diseño del sistema PCP obtenido para el pozo BR-01 mediante el software PC-PUMP™. En la *Tabla 22* se resume el equipo requerido para la implementación de dicho sistema.

Wellbore Completion Diagram

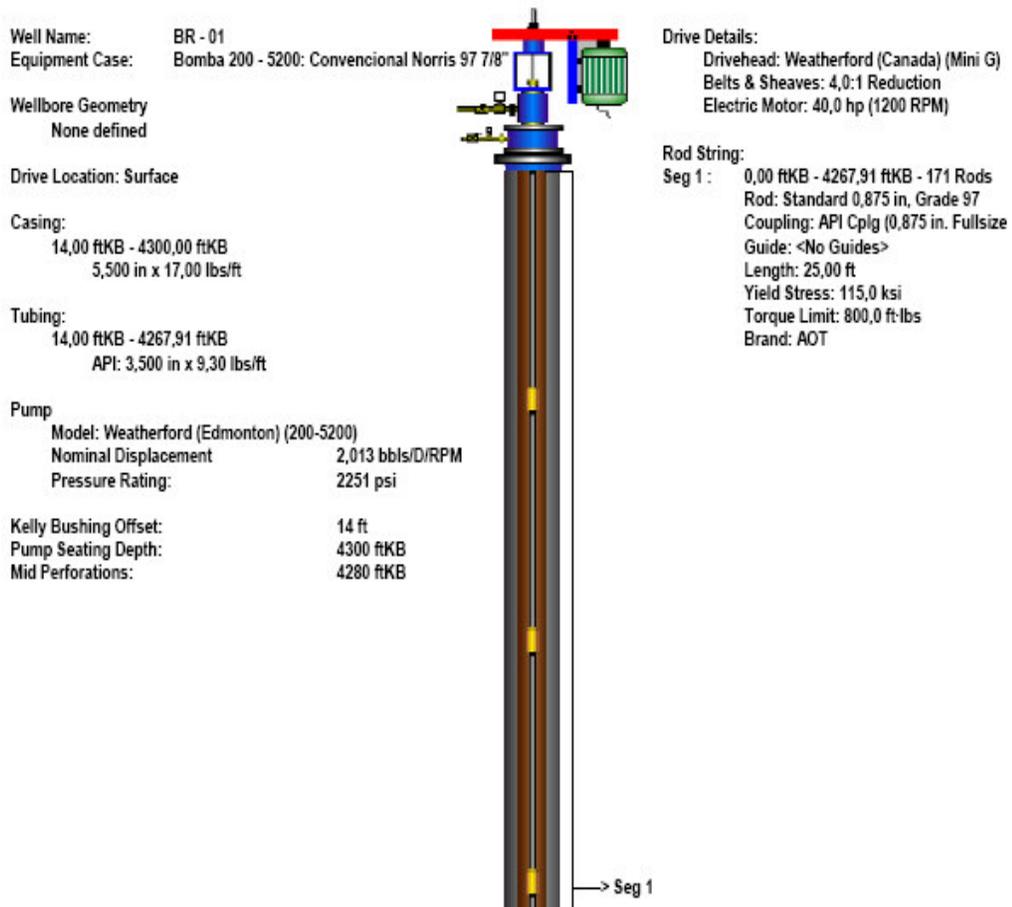


Figura 48. Diagrama de Completamiento Pozo BR-01 Bomba 200 - 5200 @ 4300'

Tabla 22. Equipo requerido para implementar sistema PCP en el pozo BR-01.

Item	Componente	Cantidad	Descripción
1	PCP	1	Estator 200 - 5200 (32 - 1600) HN
		1	Rotor 200 - 5200 (32 - 1600)
		1	Tag Bar 2 7/8" EUE
2	Ancla Antitorque	1	Weatherford model Excalibre CSG 5 1/2" x 2 7/8"
3	Cabezal	1	BMW-Mini G Drive Head, Drive ratio 1:1, bearing box, vertical, hollow shaft, Max. Input Polish Rod Torque (2000 ft-lbs), Polished rod 1 1/4"
4	Motor	1	Motor Drive 40 HP
5	Variador	1	Variable Frequency Drive, 40 HP w/ Datalogger
6	BOP	1	Rod Lock Composite, 7 1/16" x 3000 R45 x 3 1/8" x 3000 R31. Rod Lock Composite BOP, Flow Tee, Polished Rod Clamp.
7	Barra Lisa	1	Polished Rod 1 1/4" x 40'

2.7.3.2 Diseño del sistema PCP para el pozo BR-2

En la *Figura 49* se muestra el diseño del sistema PCP obtenido para el pozo BR-02 mediante el software PC-PUMP™. En la *Tabla 23* se resume el equipo requerido para la implementación de dicho sistema.

Wellbore Completion Diagram

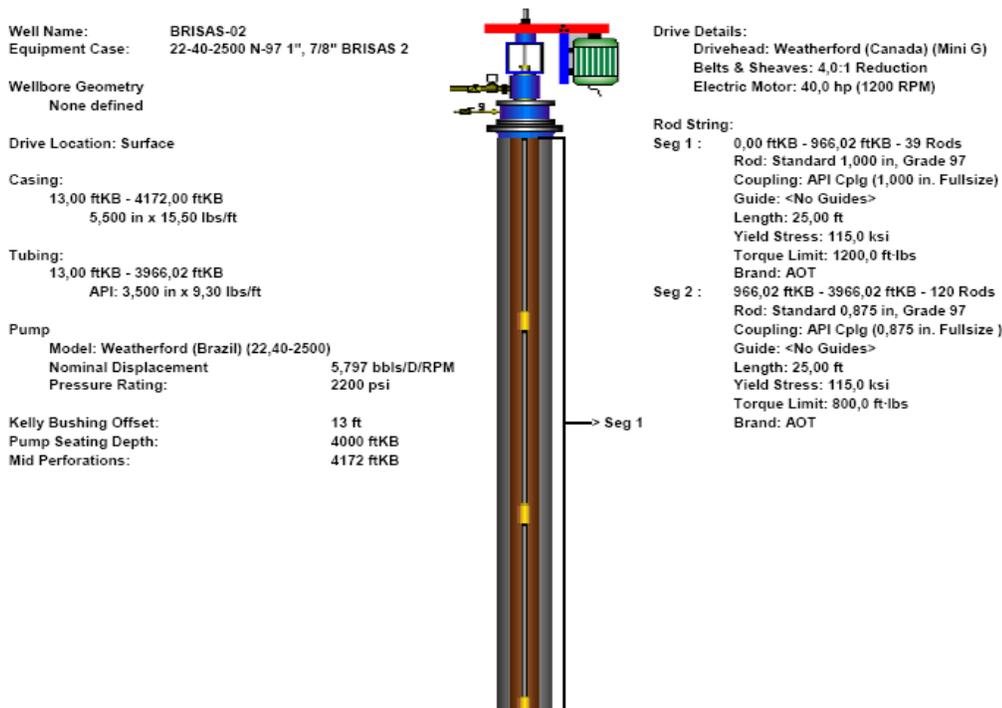


Figura 49. Diagrama de Completamiento Pozo BR-02 Bomba 22 -40-2500 @ 4000'

Tabla 23. Equipo requerido para implementar sistema PCP en el pozo BR-02.

Ítem	Componente	Cantidad	Descripción
1	PCP	1	Estator 22.40 - 2500 NBRA
		1	Rotor 22.40 – 2500
		2	Coupling 4" UN
		1	Crossover 4" NU x 3 1/2" EUE
		1	Back Stop Pin 3 1/2" EUE x 4" NU
		1	Extensión 4" NU x 10'
		1	Extensión 4" NU x 1 1/2'
2	Ancla Antitorque	1	Weatherford model Torqstopper CSG 5 1/2" x 3 1/2"
3	Cabezal	1	BMW-Mini G Drive Head, Drive ratio 1:1, bearing box, vertical, hollow shaft, Max. Input Polish Rod Torque (2000 ft-lbs), Polished rod 1 1/4".
4	Motor	1	Motor Drive 40 HP
5	Variador	1	Variable Frequency Drive, 40 HP w/ Datalogger

6	BOP	1	Rod Lock Composite, 7 1/16" x 3000 R45 x 3 1/8" x 3000 R31. Rod Lock Composite BOP, Flow Tee, Polished Rod Clamp.
7	Barra Lisa	1	Polished Rod 1 1/4" x 40'

2.7.3.3 Diseño del sistema PCP para el pozo BR-4

Para el pozo Brisas-04 se hicieron dos corridas con dos bombas diferentes, primero se corrió una bomba Weatherford BMW 710-4200 con la cual se lograba producir 2100 Bls a una velocidad máxima de 300 RPM, pero la principal limitante que presento esta bomba fue su profundidad de asentamiento ya que por requerimientos técnicos sería necesaria sentarla a máximo 4200 ft, 272 ft por encima de la bomba que tiene actualmente el pozo, lo cual no sería conveniente ya que se estaría perdiendo nivel dinámico de fluido y se correría el riesgo de secar el pozo, por esta razón principalmente fue descartada esta bomba.

La otra bomba con la cual se simulo la corrida en el software PC-PUMP, fue una Weatherford BMW 400-5100, con esta bomba se logra obtener una caudal de 1200 Bls con una velocidad máxima de 300 RPM, lo cual significaría un aumento de producción de 200 Bls de fluido que se verían traducidos en una ganancia neta de 16 BOPD. Desafortunadamente para poder obtener eso 16 BOPD será necesario que el equipo este operando al máximo todo el tiempo, lo cual hará que su vida útil sea muy baja y se mal gaste este recuso.

Ninguna de las dos bombas anteriores satisface los requerimientos de caudal deseados para este pozo (4700 Bls), por tal motivo es mejor invertir en un sistema de levantamiento artificial que ofrezca mayor capacidad, se recomiendo evaluar la posibilidad de instalar una bomba electrosumergible (ESP) la cual podría cumplir con los requerimientos de caudal para el pozo.

2.7.3.4 Diseño del sistema PCP para el pozo BR-8

En la *Figura 50* se muestra el diseño del sistema PCP obtenido para el pozo BR-08 mediante el software PC-PUMP™. En la *Tabla 24* se resume el equipo requerido para la implementación de dicho sistema.

Wellbore Completion Diagram

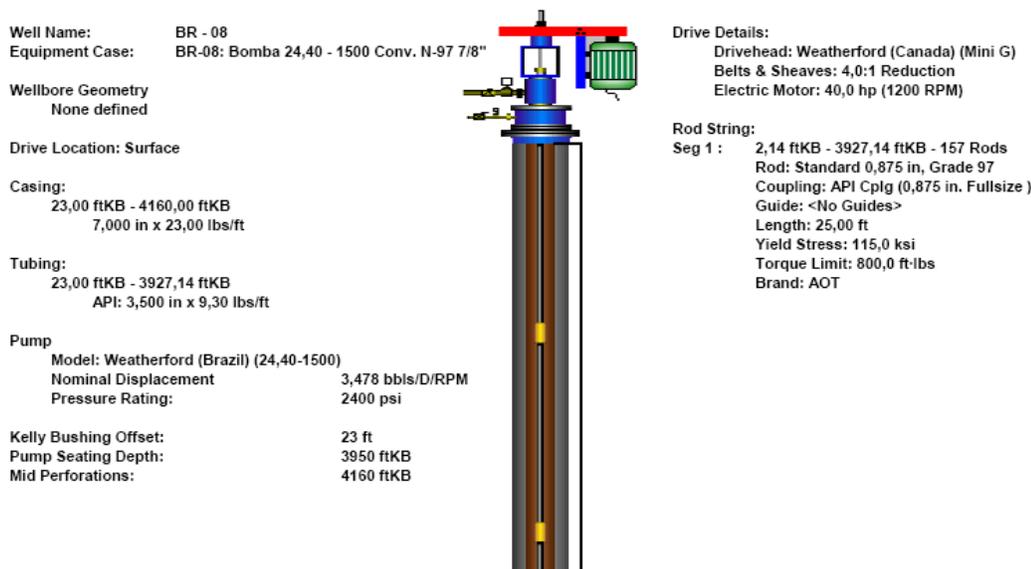


Figura 50. Diagrama de Completamiento Pozo BR-08 Bomba 24-40-1500 @ 3950'

Tabla 24. Equipo requerido para implementar sistema PCP en el pozo BR-08.

Ítem	Componente	Cantidad	Descripción
1	PCP	1	Estator 24.40 - 1500 NBRA
		1	Rotor 24.40 - 1500
		2	Coupling 4" UN
		1	Crossover 4" NU x 3 1/2" EUE
		1	Back Stop Pin 3 1/2" EUE x 4" NU
		1	Extensión 4" NU x 10'
		1	Extensión 4" NU x 1 1/2'
2	Ancla Antitorque	1	Weatherford model Torqstopper CSG 7" x 3 1/2"
3	Cabezal	1	BMW-Mini G Drive Head, Drive ratio 1:1, bearing box, vertical, hollow shaft, Max. Input Polish Rod Torque (2000 ft-lbs), Polished rod 1 1/4".

4	Motor	1	Motor Drive 40 HP
5	Variador	1	Variable Frequency Drive, 40 HP w/ Datalogger
6	BOP	1	Rod Lock Composite, 7 1/16" x 3000 R45 x 3 1/8" x 3000 R31. Rod Lock Composite BOP, Flow Tee, Polished Rod Clamp.
7	Barra Lisa	1	Polished Rod 1 1/4" x 40'

2.7.3.5 Diseño del sistema PCP para el pozo BR-9

En la *Figura 51* se muestra el diseño del sistema PCP obtenido para el pozo BR-09 mediante el software PC-PUMP™.

Wellbore Completion Diagram

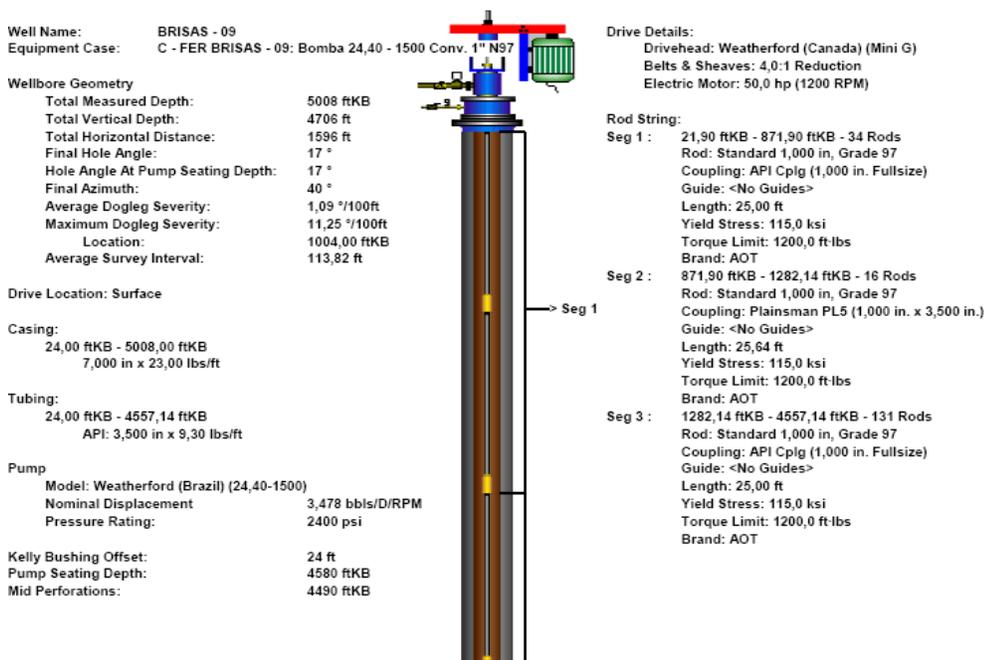


Figura 51. Diagrama de Completamiento Pozo BR-09 Bomba 24-40-1500 @ 4580'

Para este pozo hay que tener en cuenta que entre los 900 ft & 1300 ft de profundidad se presenta el mayor valor de Dog Leg de acuerdo con los datos de Survey, como se observa en la *Figura 52*. De acuerdo a lo anterior se

recomienda efectuar centralización de dicho tramo con el fin de mitigar las cargas de contacto y minimizar el desgaste de la tubería, debida principalmente a la fricción Coupling - Tubing. En la *Figura 53* se detalla el comportamiento de las cargas de contacto generadas con una sarta de varilla convencional Norris 97 de 1" con la centralización y en la *Figura 54* se pueden observar las cargas de contacto generadas con una sarta de varilla continua SER 6 de 1".

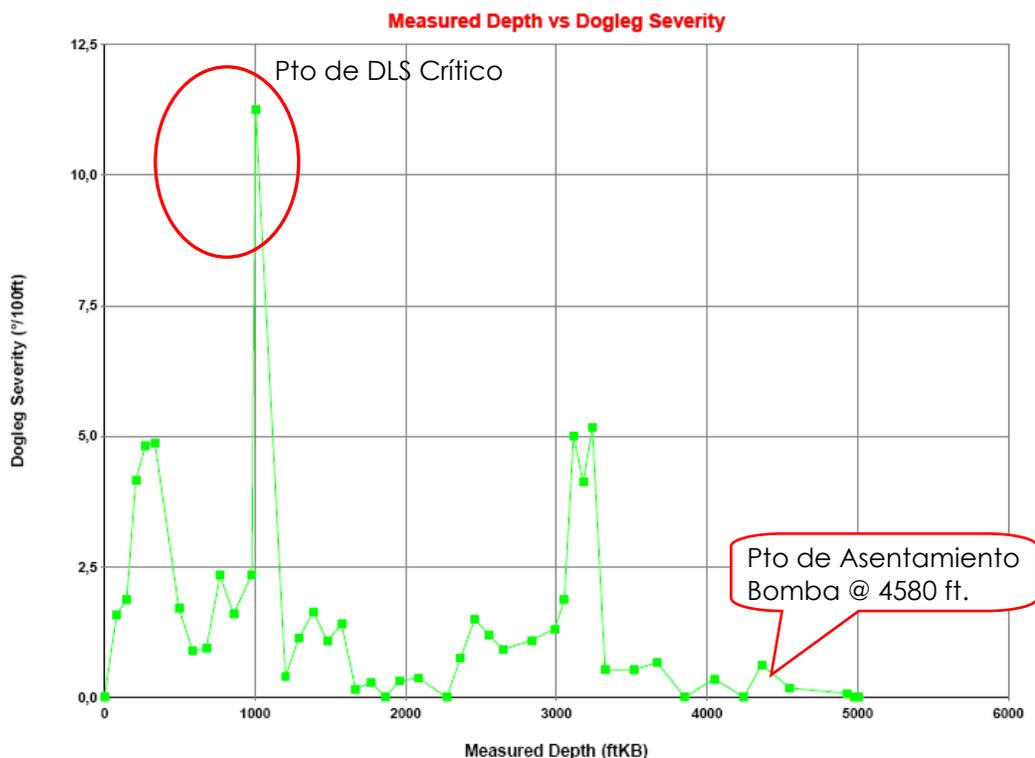


Figura 52. Comportamiento Dog Logs con respecto a la profundidad

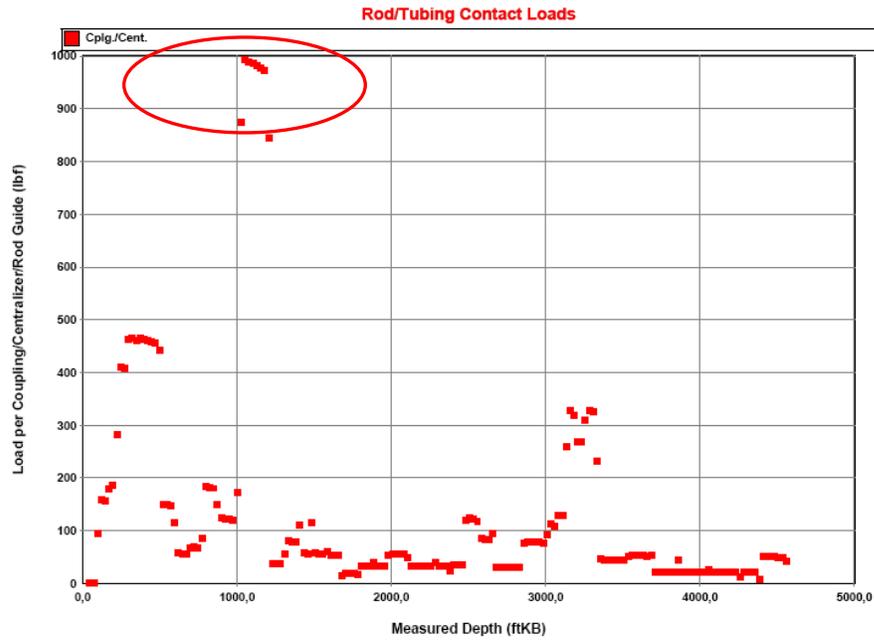


Figura 53. Comportamiento Cargas de Contacto por Coupling / Centralizador con respecto a la profundidad en varilla convencional Norris 97 de 1”.

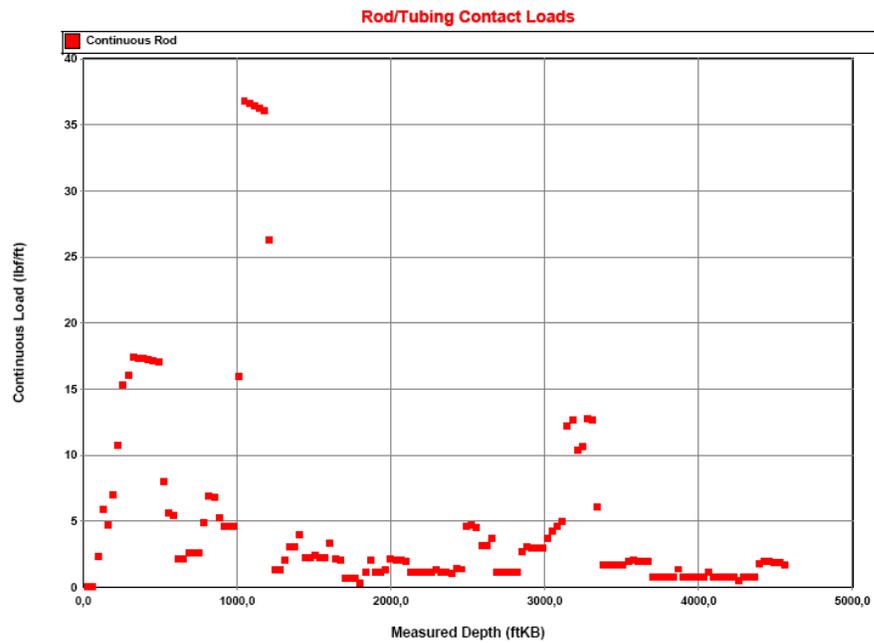


Figura 54. Comportamiento Cargas de Contacto con respecto a la profundidad en varilla continua SER 6 de 1”.

Como se pudo observar en las figuras anteriores la reducción de las cargas de contacto varilla – tubería con la utilización de la varilla continua SER 6 de 1” es bastante significativa (960 lb-f), con el fin de minimizar las cargas y así garantizar la integridad de la sarta de tubería por un periodo de tiempo prolongado, se recomienda el uso de varilla continua SER 6 de 1” que genera cargas de contacto menores en geometrías propias al pozo BR - 09 debido a que no se tienen puntos de concentración de esfuerzos como los couplings en las sarts de varilla convencional y por lo contrario, estos se destruyen a través de toda la sarta COROD

Finalmente en la *Tabla 25* se resume el equipo requerido para la implementación de dicho sistema.

Tabla 25. Equipo requerido para implementar sistema PCP en el pozo BR-09.

Ítem	Componente	Cantidad	Descripción
1	PCP	1	Estator 24.40 - 1500 NBRA
		1	Rotor 24.40 – 1500
		2	Coupling 4" UN
		1	Crossover 4" NU x 3 1/2" EUE
		1	Back Stop Pin 3 1/2" EUE x 4" NU
		1	Extensión 4" NU x 10'
		1	Extensión 4" NU x 1 1/2'
2	Ancla Antitorque	1	Weatherford model Torqstopper CSG 7" x 3 1/2"
3	Cabezal	1	BMW-Mini G Drive Head, Drive ratio 1:1, bearing box, vertical, hollow shaft, Max. Input Polish Rod Torque (2000 ft-lbs), Polished rod 1 1/4".
4	Motor	1	Motor Drive 50 HP
5	Variador	1	Variable Frequency Drive, 50 HP w/ Datalogger
6	BOP	1	Rod Lock Composite, 7 1/16" x 3000 R45 x 3 1/8" x 3000 R31. Rod Lock Composite BOP, Flow Tee, Polished Rod Clamp.
7	Barra Lisa	1	Polished Rod 1 1/4" x 40'
8	Varilla Continua	4530	CoRod 1" SER 6

2.7.3.6 Diseño del sistema PCP para el pozo BR-11

En la *Figura 55* se muestra el diseño del sistema PCP obtenido para el pozo BR-11 mediante el software PC-PUMP™. En la *Tabla 26* se resume el equipo requerido para la implementación de dicho sistema.

Wellbore Completion Diagram

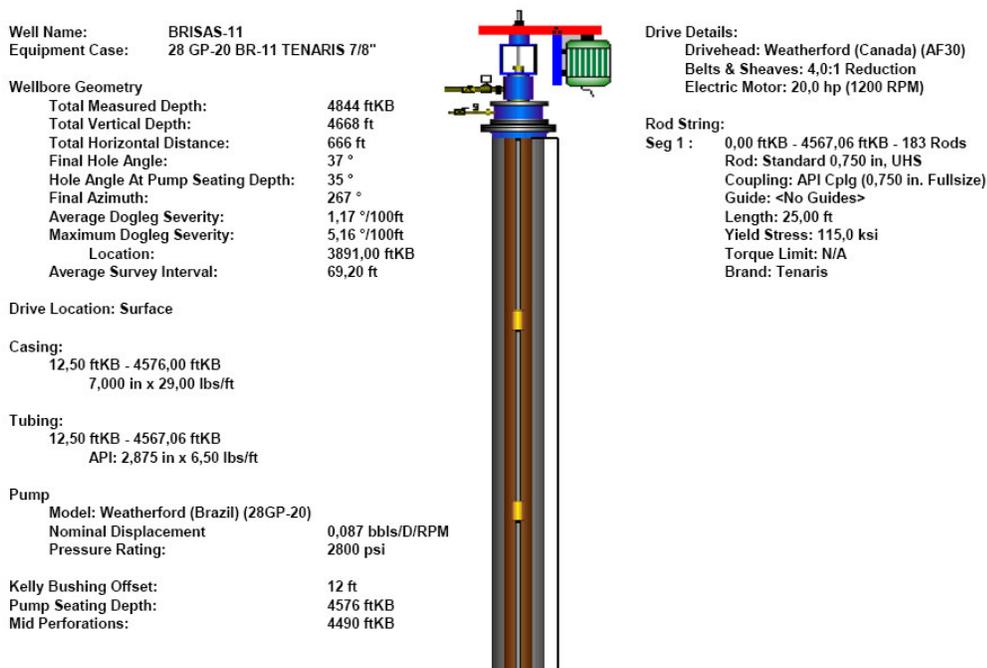


Figura 55. Diagrama de Completamiento Pozo BR-11 Bomba 28 GP-20 @ 4576'

Tabla 26. Equipo requerido para implementar sistema PCP en el pozo BR-11.

Ítem	Componente	Cantidad	Descripción
1	PCP	1	Estator 28 GP-20 NBRA
		1	Rotor 28 GP-20
		1	Coupling 2-3/8" UN
		1	Crossover 2-3/8" NU x 2 7/8" EUE
		1	Back Stop Pin 2 3/8" EUE x 2 3/8" NU
		1	Extensión 2 3/8" NU x 10'
2	Ancla Antitorque	1	Weatherford model Torqstopper CSG 7" x 2 7/8"

3	Cabezal	1	Weatherford Canada AF30 Drive Head, Drive ratio 1:1, bearing box, vertical, hollow shaft, Max. Input Polish Rod , Polished rod 1 1/4".
4	Motor	1	Motor Drive 20 HP
5	Variador	1	Variable Frequency Drive, 40 HP w/ Datalogger
6	BOP	1	Rod Lock Composite, 7 1/16" x 3000 R45 x 3 1/8" x 3000 R31. Rod Lock Composite BOP, Flow Tee, Polished Rod Clamp.
7	Barra Lisa	1	Polished Rod 1 1/4" x 40'

Finalmente luego de realizar la simulación del sistema PCP en los pozo del campo mediante el software PC-PUMP se pudo comprobara que la ganancia neta en cuanto a reducción de la Pwf seria de 83,4 BOPD, sin incluir el pozo BR-04 que por razones expuesta anteriormente se excluyo finalmente (*Tabla 27*), si se decidiera correr la bomba PCP en el pozo BR-04 se obtendría una ganancia adicional de 16 BOPD. La ganancia neta total con el cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico a bombeo por PCP seria de 87,58 BOPD como se puede observar en la *Tabla 28*.

Tabla 27. Oportunidad neta de aumento de producción de crudo a través de la disminución de la Pwf hasta 50 psi obtenida mediante el software PC-PUMP.

POZO	BSW (%)	BFPD @ Pwf: 50 psi PC-PUMP	RPM	BOPD @ Pwf: 50 psi PC-PUMP	BOPD ACTUAL	GANANCIA BOPD
BR-01	87,12	320,00	204,00	41,22	32,84	8,37
BR-02	92,00	1200,00	210,00	96,00	72,29	23,71
BR-04	92,12	0,00	0,00	0,00	78,64	0,00
BR-08	79,20	700,00	270,00	145,60	98,18	47,42
BR-09	85,47	465,00	172,00	67,56	65,39	2,18
BR-11	50,00	8,30	98,00	4,15	2,00	2,15
TOTAL						83,83

Tabla 28. Oportunidad de aumento de producción con la implementación de Bombas de Cavidades Progresivas, PCP

POZO	OPORTUNIDAD NETA POR DISMINUCION DE (BOPD)	OPORTUNIDAD NETA POR DISMINUCION DE FALLA S.L.A (BOPD)	OPORTUNIDAD NETA TOTAL DE AUMENTO DE PRODUCCION (BOPD)
BR-01	8,37	0,31	8,68
BR-02	23,71	0,57	24,28
BR-04	0	0	0
BR-08	47,42	1,03	48,45
BR-09	2,18	0,41	2,59
BR-11	2,15	0,02	2,17
TOTAL	83,83	3,75	86,09

3. ANÁLISIS ECONÓMICO

En el presente capítulo se pretende demostrar la viabilidad económica de la implementación de bombas de cavidades progresivas (PCP) en el campo Brisas, para determinar dicha rentabilidad es necesario evaluar el proyecto financieramente para confirmar si finalmente es rentable o no el proyecto.

Para la realización de análisis económico, se estudiarán los egresos que se generaran y los ingresos que se generarían como consecuencia de la implementación de un nuevo sistema de levantamiento artificial.

El primer paso es tener en cuenta para cuanto tiempo está destinado tener desarrollado completamente el proyecto, para ello se ha estipulado un periodo de evaluación del proyecto de dos (2) años, en el cual se ha distribuido la implementación del nuevo sistema de levantamiento así:

3.1 Primera Fase (I). Cambio de tres de los pozos que mostraron mejor respuesta con el nuevo sistema de levantamiento artificial por PCP.

En la primera fase se realizara el cambio de sistema de levantamiento artificial para los pozos BR-01, BR-02, BR-08 que fueron los que mostraron mejor resultado en cuanto a ganancia de producción con el cambio de sistema de levantamiento artificial según simulaciones hechas en el software PC-PUMP y por tal motivo en teoría serían los de mayor rentabilidad económica. En la *Tabla 29* se observa el costo de instalación y mantenimiento de la primera fase.

Tabla 29. Costos de Instalación y Mantenimiento para la primera Fase (I)

POZO	COSTOS INSTALACIÓN (US\$)	COSTOS OPERACIONALES (US\$)	WORKOVER (US\$)
BR-01	\$ 105.500,00	\$ 124,57	\$ 20.000,00
BR-02	\$ 102.000,00	\$ 289,72	\$ 20.000,00
BR-08	\$ 96.000,00	\$ 439,88	\$ 20.000,00
TOTAL	\$ 303.500,00	\$ 854,17	\$ 60.000,00

3.2 Segunda Fase (II). Cambio de los dos siguientes pozos restantes

En la segunda fase se realizara el cambio de sistema de levantamiento artificial para los pozos BR-09, BR-11, que son los pozos restantes que quedaron pendientes por realizarle el cambio de sistema de levantamiento artificial en la fase uno y son los que presentan menor potencial de producción para realizar el cambio, por tal motivo para reducir costos a la hora de realizar la instalación, se debe buscar que sea por oportunidad, ósea que se debe esperar hasta que el sistema que tienen actualmente los pozos falle para solventar los costos de Workover. El pozo BR-04 finalmente fue excluido por razones técnicas que fueron expuestas en el capítulo 2, por tal razón no esta incluido en el estudio económico. En la *Tabla 30* se observa el costo de instalación y mantenimiento de la segunda fase.

Tabla 30. Costos de Instalación y Mantenimiento para la segunda Fase (II).

POZO	COSTOS INSTALACIÓN (US\$)	COSTOS OPERACIONALES (US\$)	WORKOVER (US\$)
BR-09	\$ 96.000,00	\$ 203,93	\$ 0
BR-11	\$ 66.000,00	\$ 12,51	\$ 0
TOTAL	\$ 162.000,00	\$ 216,44	\$ 0

Para el presente estudio económico se ha tenido en cuenta como indicador principal el Valor Presente Neto (VPN) además de la Tasa Interna de Retorno

(TIR). También se deben tener en cuenta otros criterios importantes para realizar dicho estudio, tales como:

- Tasa Interna de Oportunidad (TIO) para ECOPETROL S.A. = 16%
- Precio de Referencia para ECOPETROL S.A. = 50 US\$/Bls
- Periodo de Evaluación = 2 Años
- Porcentaje de Declinación de Producción del Campo por Año = 22%
- Costo operacional por barril producido del campo = 3 US\$/bbl producido

Luego de haber determinado los criterios de referencia, se realiza el análisis de costo año a año, luego se llevan los ingresos y egresos futuros a valores presentes y posteriormente con esto se obtiene el Valor Presente Neto (VPN) que indicará la viabilidad del proyecto.

Las dos fases con las que cuenta este proyecto fueron distribuidas a través del periodo de evaluación que se ha dispuesto para el presente proyecto y las cuales se han representado en un diagrama de flujo como se muestra en la *Figura 55*.

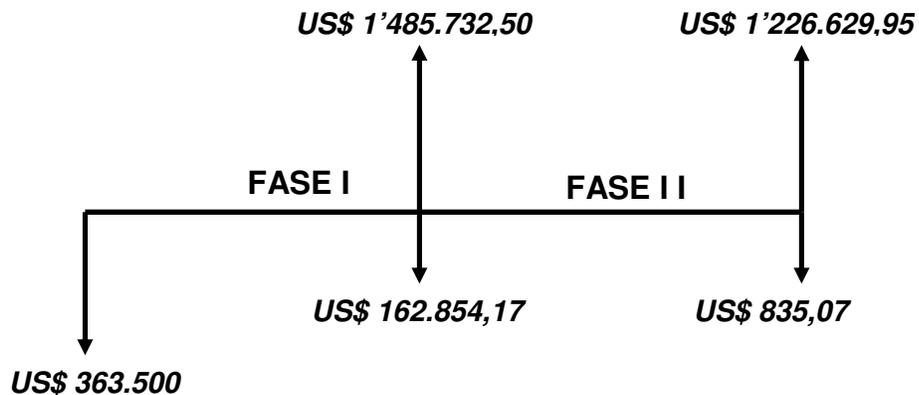


Figura 56. Diagrama de Flujo para el proyecto de Implementación de Bombas de cavidades progresivas PCP en el campo Brisas.

Para establecer la viabilidad de la implementación de bombas de cavidades progresivas PCP en el campo se deben tener en cuenta tanto los ingresos

generados y los egresos causados por cada la implementación del nuevo sistema de levantamiento. La *Tabla 31*. presenta los ingresos obtenidos al implementar el nuevo sistema de levantamiento por bombas de cavidades progresivas PCP, al incrementar la producción diaria de cada pozo mediante la disminución de la presión de fondo fluente (P_{wf}).y de los tiempos fuera por falla en el sistema de levantamiento actual.

Tabla 31. Ingresos anuales obtenidos a partir de la implementación de bombas de cavidades progresivas en el campo Brisas.

POZO	PRODUCCION NETA (BOPD)	INGRESOS DIARIOS (US\$/DÍA)	INGRESOS ANUALES (US\$/AÑO)
BR-01	41,52	\$ 434,00	\$ 158.410,00
BR-02	96,57	\$ 1.214,00	\$ 443.110,00
BR-08	146,63	\$ 2.422,50	\$ 884.212,50
BR-09	67,98	\$ 129,50	\$ 47.267,50
BR-11	4,17	\$ 108,50	\$ 39.602,50
TOTAL INGRESOS		\$ 4.308,50	\$ 1.572.602,50

Los egresos causados por la implementación del nuevo sistema de levantamiento en el campo Brisas se encuentran consignados en las *Tabla 32*., en esta tabla se tiene en cuenta los costos de instalación y mantenimiento del sistema en el campo, por políticas de confidencialidad Weatherford Colombia Limited prohíbe revelar el valor real del costo de instalación de los equipos propuestos en este proyecto, por tal motivo se ha trabajado con un valor estimado del valor real de los equipos a ser instalados, los valores reales de los equipos serán suministrados por Weatherford Colombia Limited directamente a ECOPETROL S.A. mediante una cotización formal en caso de que se requiera.

Tabla 32. Egresos promedio producto de la implementación del sistema de levantamiento artificial por bombeo PCP en el campo Brisas.

POZO	COSTOS INSTALACIÓN (US\$)	COSTOS OPERACIONALES (US\$)	WORKOVER (US\$)
BR-01	\$ 105.500,00	\$ 289,72	\$ 20.000,00
BR-02	\$ 102.000,00	\$ 439,88	\$ 20.000,00
BR-08	\$ 96.000,00	\$ 203,93	\$ 20.000,00
BR-09	\$ 96.000,00	\$ 240,16	\$ 0
BR-11	\$ 66.000,00	\$ 0,00	\$ 0
TOTAL	\$ 465.500,00	\$ 1.173,68	\$ 60.000,00

Luego de revisar los posibles ingresos producto de la implementación de bombas de cavidades progresivas se procede a determinar las utilidades netas obtenidas a partir de la producción del campo Brisas con el nuevo sistema de levantamiento objeto de estudio del presente análisis económico

De este modo se tiene el presente análisis económico periodo a periodo para un horizonte de tiempo de dos (2) años, para el de levantamiento artificial por Bombas de Cavidades Progresivas (PCP).

3.3 Análisis de costos para la implementación del sistema de levantamiento artificial por bombas de cavidades progresivas.

Para la implementación del nuevo sistema de levantamiento por PCP se debe realizar el análisis de costos año a año, en este caso para un periodo de prueba de dos (2) años, se debe iniciar con el periodo cero (0) como fecha inicial del diagrama de flujo e ir avanzando y teniendo al final de cada periodo la sumatoria de ingresos y egresos y así determinar la utilidad del proyecto. De este modo se tiene para cada año el siguiente análisis:

3.3.1 Periodo Cero.

El periodo cero (0) comprende la fase I del proyecto, en la cual se tienen en cuenta los costos de instalación de los tres pozos que mostraron mejor resultado con al implementación de PCP, dando esto como resultado un Valor Presente Neto (VPN) negativo como se observa en la *Tabla 33*.

Tabla 33. Flujo Neto para el periodo cero de la implementación del sistema PCP.

FASE	INGRESOS (US\$)	EGRESOS (US\$)
I	\$ 0,00	\$ 363.500,00
TOTAL	\$ 0,00	\$ 363.500,00
VP	\$ 0,00	\$ 363.500,00
VPN año cero	-\$ 363.500,00	

3.3.2 Primer Periodo.

Para el primer periodo de la implementación del proyecto se pretende cubrir la fase II la cual tiene en cuenta los costos de instalación de los dos pozos restantes del campo, teniendo de este modo tanto los ingresos obtenidos por la instalación del nuevo sistema de levantamiento en la fase I y los egresos generados en la fase II, como se puede observar en la *Tabla 34*.

Tabla 34. Flujo Neto para el primer periodo de la implementación del sistema PCP.

FASE	INGRESOS (US\$)	EGRESOS (US\$)
I	\$ 1.485.732,50	\$ 854,17
II		\$ 162.000,00
TOTAL	\$ 1.485.732,50	\$ 162.854,17
VP	\$ 1.303.274,12	\$ 177.942,25
VPN primer año	\$ 1.160.419,59	

3.3.3 Segundo Periodo.

Para el segundo periodo de implementación del proyecto se pretende cubrir el desarrollo de la fase I y II, la producción de los cinco pozos anteriormente convertidos a PCP, así como también los costos de operación de la fase I y II (Tabla 35).

Tabla 35. Flujo Neto para el segundo periodo de la implementación del sistema PCP.

FASE	INGRESOS (US\$)	EGRESOS (US\$)
I - II	\$ 1.226.629,95	\$ 835,07
TOTAL	\$ 1.226.629,95	\$ 835,07
VP	\$ 943.851,92	\$ 642,56
VPN segundo año	\$ 943.209,36	

Finalmente y luego de haber realizado el análisis de costos año a año, para la implementación del sistema de bombas de cavidades progresivas (PCP), se puede observar que el resultado del valor presente neto (VPN) y el de la tasa interna de retorno (TIR), muestran que el proyecto es viable económicamente, como se observa en la Tabla 36.

Tabla 36. Indicadores Económicos producto de la implementación del sistema de bombeo por PCP para el campo Santa Clara.

INDICADOR	VALOR	UNIDAD
CAPITAL INICIAL INVERTIDO	\$ 586.810,7	(US\$)
VALOR PRESENTE NETO (VPN)	\$ 1'740.128,95	(US\$)
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	143.58%	%

4. CONCLUSIONES

- Se demostró mediante el análisis técnico y económico que el sistema de levantamiento artificial por Bombas de Cavidades Progresivas (PCP) es viable desde el punto de vista operacional y económico para la implementación en el campo Brisas.
- Se pudo establecer mediante el análisis técnico que la mayoría de los pozos (BR-01, BR-02, BR-08, BR-09, BR-11) son aptos para la implementación de bombas de cavidades progresivas, dicho análisis demostró que operacionalmente este sistema funcionaria bien bajo las condiciones del campo Brisas, pero que seria mas rentable para los pozos BR-01, BR-02 y BR-08, desde el punto de vista económico.
- Mediante el análisis realizado al comportamiento del pozo BR-10, se pudo establecer que debido a las condiciones operacionales del campo Brisas, principalmente a los cortes de arena, es mucho mas rentable la instalación de bombas de cavidades progresivas PCP que la instalación de bombeo mecánico, debido al alto run life que a tenido la bomba PCP del pozo BR-10 y a los bajos costos de mantenimiento.
- Se demostró que mediante la implementación de bombas de cavidades progresivas (PCP) se obtendría una reducción de hasta el 50% de la perdida de producción, esto es gracias a la confiabilidad que ofrece este sistema, como se pudo demostrar en la reducción de las fallas del sistema de bombeo luego de la conversión del pozo BR-10 a PCP.

- Se pudo establecer mediante simulaciones en el software PC-PUMP que la ganancia neta de producción que se obtendría con la implementación del nuevo sistema de levantamiento artificial estaría por el orden de 86 BOPD aproximadamente, lo cual aumentaría la rentabilidad del campo.
- Se pudo establecer que el sistema PCP no sería el más apropiado para ser implementado en el pozo BR-04, debido a las exigencias de producción y profundidad de asentamiento de la bomba, que brinda este pozo. Por tal motivo si se desea ganar producción se puede realizar un estudio para implementar bombeo electrosumergible (ESP) que se adapta mejor a las exigencias del pozo.
- Se demostró que al realizarse la implementación del sistema de bombeo por PCP, no solo se tendrían mayores ingresos por el aumento de la producción y disminución de diferidas, sino que también se contará con la confianza, seguridad y responsabilidad de una compañía líder a nivel mundial en el sector petrolero, como Weatherford International.
- Los resultados reportados en este proyecto solo son un estimativo de los valores de producción incremental que se pueden llegar a obtener en la etapa de ejecución en las fases de implementación del nuevo sistema de levantamiento artificial por Bombas de Cavidades progresivas en el Campo Brisas.

5. RECOMENDACIONES

- Realizar el cambio de los pozos BR-02 y BR-08 que fueron los que mejor resultado presentaron con la implementación del nuevo sistema de levantamiento artificial.
- Utilizar estatores tipo NBRA que han demostrado buen comportamiento en el campo, según el pozo BR-10, pero siempre con rotores Under size para prever posibles inchamientos por la presencia de H₂S y aromáticos o empaquetamientos por el corte de arena característico en el campo.
- Utilizar motores eléctricos en todos los pozos que sean convertidos a PCP ya que todo el campo se encuentra electrificado.
- Instalar sensores de fondo y un sistema de monitoreo y control, el cual permitiría aumentar la eficiencia del sistema.
- Estudiar la posibilidad de instalar bombeo electrosumergible (ESP) en el pozo BR-04, pero teniendo en cuenta la tasa crítica de producción del pozo, ya que si se pone a producir el pozo por encima de su tasa crítica se corre el riesgo de afectar directamente la formación y cuasar arenamiento en el pozo, lo cual dificultaría seriamente la operación de este tipo de levantamiento.
- Realizar trabajos de limpieza y/o estimulación en los pozos a los cuales se les realice el cambio de sistema, esto con el fin de obtener un área de

flujo sin tantas restricciones y un mayor canal de drenaje, con lo cual se podría obtener un mayor recobro.

- Evaluar la posibilidad de instalar este tipo de sistema de levantamiento artificial en otros campos de la SOH de ECOPETROL S.A. debido a la eficiencia y confiabilidad que ofrece este sistema.

BIBLIOGRAFIA

- **CORTES, I., SAVEDRA, C. y ARDILA, J.** PROGNOSIS BR-10. Departamento de yacimientos y producción. Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima (SOH). ECOPETROL S.A. Neiva, Huila. Marzo, 2006
- **PAES, J., MUÑOZ, H., HERNANDEZ, J. y BARRIOS, W.** SCREENING EOR CAMPOS DE LA GERENCIA ALTO MAGDALENA (GAM-ECP) FASE II, SIMULACION ANALITICA DE LA INYECCION DE AGUA CAMPO BRISAS. Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta, Santander. Septiembre, 2003
- **DUNN, L. J., MATTHEWS, C. M. y ZAHACY, T. A.** PRINCIPIOS FUNDAMENTALES PARA DISEÑOS DE SISTEMAS CON BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP). Centre For Frontier Engineering Research (C-FER). Calgary, Alberta, Canada.
- **MATTHEWS, C., ZAHACY, T y SKOCZYLAS, P.** PROGRESSING CAVITY PUMPING SYSTEMS. DESIGN, OPERATION AND PERFORMANCE OPTIMIZATION. Edmonton, Alberta, Canada. 1999.
- Software Drilling Information Management System (DIMS), TWM, PROFILE,
- **CORREDOR CUELLAR, L. H.** “Estudio de factibilidad para la implementación de bombas de cavity progresiva (pcp) como método de levantamiento artificial único en el campo santa clara”. Proyecto de

Grado. Universidad Surcolombiana. Programa de Ingeniería de Petróleos. Neiva, Huila. 2007.

- **GARCÍA, J. A:** Matemáticas Financieras con Ecuaciones de Diferencia Finita. Universidad Externado de Colombia. Segunda edición. Santafé de Bogotá, 1994.
- **MICROSOFT OFFICE® EXCEL 2003** for Windows™. Copyright 1985-2003. Microsoft Corporation. Reservados todos los Derechos.
- **PC – PUMP™** for Windows™ Version 1.1. An Interactive Design and Evaluation Tool for progressing cavity pumping Systems – User’s Guide, 1993. Centre for Frontier Engineering Research (C-FER).
- **WELLFLO™** for Windows™ Version 3.8.2. User’s Guide, 2006. FLOSYSTEM 3.8.

ANEXO 1: INFORMACIÓN DEL CAMPO

ANEXO 2: ESTUDIO ECONÓMICO