

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL COMPLETAMIENTO DUAL PARA
UN POZO TIPO DEL BLOQUE CUBIRO

LAURA CRISTINA CABANA GRAJALES
JUAN CAMILO ZULUAGA LLANO

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

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL COMPLETAMIENTO DUAL PARA
UN POZO TIPO DEL BLOQUE CUBIRO.

LAURA CRISTINA CABANA GRAJALES
JUAN CAMILO ZULUAGA LLANO

Proyecto integral de grado para optar al título de:
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

Director:
ADRIÁN ENRIQUE PLATA MARTÍNEZ

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

Nota de aceptación

Carlos Julio Arrieta

Luis Guillermo Villa

Juan David Rengifo

Bogotá, 24 de Agosto, 2016

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano de Facultad de Ingenierías

Dr. JULIO C. FUENTES ARISMENDI

Director (E) Programa de Ingeniería de Petróleos

Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

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

DEDICATORIA

A toda mi familia, pero en especial a mis padres que me han brindado todo su apoyo incondicional sin importar las circunstancias, que siempre han confiado en mí y que por el esfuerzo de ellos es que hoy me encuentro aquí. A mi hermana María Paula para que se anime a seguir estos pasos. A Juan David por lograr ser un amigo y un maestro. Y a la Vida por ofrecerme suerte en todo su camino.....Camilo Zuluaga

A Dios por permitirme llegar hasta aquí y haberme dado tantas bendiciones para lograr mis objetivos. A mis papás, por haberme formado en valores y haberme acompañado en todos los momentos de mi vida, por su confianza en mí, pero sobre todo por su incondicional amor. A Nino, por sus palabras de aliento y sus buenos consejos. A mi hermanita, por haberme enseñado que, sin importar la edad, la entereza y disciplina son lo primordial. A mi abuelita, por estar siempre para mí, por su incondicionalidad y su amor infinito. A mi cielo, por acompañarme, y alentarme para continuar, cuando parecía que me iba a rendir. A Cecilia, gracias por confiar en mí y darme la oportunidad de continuar. A Juan Camilo, por su infinita paciencia y su comprensión.....Laura Cabana

AGRADECIMIENTOS

Todos los agradecimientos dirigidos al ingeniero Juan David que gracias a su gran apoyo en todo este proceso, es posible que hoy estemos culminando esta etapa de nuestra vidas. Al ingeniero Carlos Julio por toda su colaboración y al Dios que hace posible que hoy estemos aquí.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	26
1. GENERALIDADES DEL BLOQUE CUBIRO.	28
1.1 HISTORIA DEL BLOQUE CUBIRO	29
1.2 LOCALIZACIÓN DEL BLOQUE	29
1.3 MARCO GEOLÓGICO	31
1.3.1 Columna Estratigráfica.	31
1.3.2 Estratigrafía.	31
1.3.2.1 Formación Une.	31
1.3.2.2 Formación Gachetá.	31
1.3.2.3 Formación Guadalupe.	32
1.3.2.4 Formación Carbonera.	32
1.3.2.5 Formación León.	32
1.3.2.6 Formación Guayabo.	34
1.3.2.7 Formación Necesidad.	34
1.3.3 Geología Estructural.	34
1.3.4 Geología del petróleo.	35
1.3.4.1 Roca generadora.	35
1.3.4.2 Roca reservorio.	35
1.3.4.3 Migración.	35
1.3.4.4 Roca sello.	35
1.3.4.5 Trampa.	36
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	36
1.4.1 Método de producción.	36
1.4.2 Tiempo de producción.	36
1.4.3 Número de pozos.	36
1.4.4 Gráfica de producción acumulada.	36
2. DESCRIPCIÓN DE LOS COMPLETAMIENTOS DUALES	38
2.1 TÉCNICAS PARA COMPLETAR EL YACIMIENTO	38
2.2 CONTROL DE ARENAS	40
2.2.1 Métodos para el control de la producción de arena.	42
2.2.2 Empaquetamiento con grava.	43
2.2.3 Tecnología de conglomeración de arenas.	44
2.3 COMPLETAMIENTO INTERNO DEL POZO	44
2.3.1 Completamientos sencillos.	45
2.3.1.1 Componentes básicos de una sarta de completamiento.	47

2.3.2. Completamientos múltiples.	57
2.3.2.1 Completamientos duales.	59
3. SELECCIÓN DEL POZO Y DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	79
3.1 SELECCIÓN DEL POZO TIPO	79
3.1.1 Generalidades de los pozos del Bloque Cubiro.	79
3.1.2. Descripción del pozo tipo.	80
3.2. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	83
3.2.1. Criterios de selección.	84
3.2.2 Metodología de selección.	85
3.2.3. Selección del sistema de levantamiento artificial para c5.	95
3.2.4. Selección del sistema de levantamiento artificial para c7.	96
3.3.1. Componentes necesarios en superficie.	97
3.3.1.1 Transformador Reductor	97
3.3.1.2 Variador de Frecuencia	97
3.3.1.3 Transformador Elevador	97
3.3.1.4 Caja de Venteo	97
3.3.2 Componentes necesarios en subsuelo.	98
3.3.2.1 Sensor de Fondo	98
3.3.2.2 Motor Eléctrico	98
3.3.2.3 Protectores y/o Sellos	98
3.3.2.4 Sección de Admisión de los Fluidos (<i>Intake</i>)	98
3.3.2.5 El Separador de Gas	98
3.3.2.6 Bomba	99
3.3.2.7 Cable de Potencia.	99
4. EVALUACIÓN TÉCNICA DEL COMPLETAMIENTO DUAL Y SU DISEÑO PARA EL POZO SELECCIONADO	100
4.1 EVALUACIÓN TÉCNICA DEL COMPLETAMIENTO DUAL	100
4.1.1 Factores para la determinación del tipo de completamiento dual.	100
4.1.1.1 Diámetro del pozo.	101
4.1.1.2 Procedimiento de corrida.	101
4.1.1.3 Herramientas especiales.	102
4.2 DISEÑO DEL COMPLETAMIENTO DUAL	103
4.2.1 Diseño del sistema de bombeo electro sumergible.	103
4.2.1.1 Diseño del equipo de BES para C5.	104
4.2.1.2 Diseño del equipo de BES para C7.	121
4.3. COMPLETAMIENTO DUAL CONCÉNTRICO CON DOS BOMBAS ESP	134
4.4. SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN A TRAVÉS DEL COMPLETAMIENTO DUAL CONCÉNTRICO ENCAPSULADO	138
4.4.1 Simulación del completamiento superior para la unidad C5.	139

4.4.2 Simulación del completamiento superior para la unidad C7.	143
4.4.3 Análisis de sensibilidad de las variables que impactan la producción en el completamiento dual concéntrico.	147
4.4.3.1 Análisis de sensibilidad variando los diámetros de tubería de producción para las dos formaciones.	147
4.4.3.2 Análisis de sensibilidad con variaciones en las frecuencias de operación para los equipos de bombeo de las dos formaciones.	154
5. ANÁLISIS FINANCIERO	157
5.1 COSTOS DE INVERSIÓN, CAPEX	158
5.2 COSTOS DE OPERACION, OPEX	160
5.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	163
5.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	166
5.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	169
6. CONCLUSIONES	170
7. RECOMENDACIONES	172
BIBLIOGRAFÍA	173
ANEXOS	177

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de localización del Bloque Cubiro	30
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para el Bloque Cubiro	33
Figura 3. Gráfica de producción acumulada del Bloque Cubiro	37
Figura 4. Técnicas para completar el yacimiento	39
Figura 5. Efectos de la producción de arenas	41
Figura 6. Empaque con grava en pozo con revestimiento cementado y cañoneado	43
Figura 7. Caminos para conectar el reservorio con la superficie	46
Figura 8. Componentes básicos de un sistema de completamiento	47
Figura 9. Componentes del cabezal de pozo y el árbol de navidad	49
Figura 10. Conexiones de tuberías	51
Figura 11. Conexiones aceptadas por el API y Hy-Drill	51
Figura 12. Empaque permanente	53
Figura 13. Empaque permanente corte transversal	54
Figura 14. Válvula sub-superficial de seguridad	55
Figura 15. Camisa deslizante	56
Figura 16. Nipple de asiento	56
Figura 17. Formas de completar múltiples zonas	58
Figura 18. Flujo por la tubería y por el anular y flujo selectivo	59
Figura 19. Completamiento con sartas paralelas	61
Figura 20. Árbol de navidad para sartas paralelas	62
Figura 21. Empaque doble para sartas paralelas	62
Figura 22. Completamiento con sartas paralelas y bombas BES	63
Figura 23. Sartas paralelas con gas lift	65
Figura 24. Sartas paralelas con gas lift y BES	66
Figura 25. Completamiento con sarta concéntrica	67
Figura 26. Árbol de navidad/ cabezal dual concéntrico	68
Figura 27. Componentes de fondo para tuberías concéntricas con dos BES	70
Figura 28. Ensamblaje del empaque	71
Figura 29. Localizador con sellos	72
Figura 30. Capsula para BES	73
Figura 31. Sistema bypass	74
Figura 32. Soporte para BES	75
Figura 33. Ensamblaje Y tool	76
Figura 34. Bloque en Y	77
Figura 35. Completamiento concéntrico con Gas lift y BES	78
Figura 36. Pozo A.	81

Figura 37. Componentes de un sistema BES	98
Figura 38. Curva de rendimiento de la bomba escogida para operar en C5	112
Figura 39. Curvas tornado para la bomba seleccionada en C5	119
Figura 40. Curva tornado de la bomba seleccionada a un IP de 1.2	120
Figura 41. Curva tornado de la bomba seleccionada a un IP de 0.7	121
Figura 42. Curva de rendimiento de la bomba escogida para operar en C7	125
Figura 43. Curvas tornado para la bomba seleccionada en C7	131
Figura 44. Curva tornado de la bomba seleccionada a un IP de 4.5	132
Figura 45. Curva tornado de la bomba seleccionada a un IP de 3.0	133
Figura 46. Curva tornado de la bomba seleccionada a un IP de 0.8	134
Figura 47. Componentes del completamiento superior	136
Figura 48. Configuración para equipo inferior	137
Figura 49. Esquema de modelamiento para C5	140
Figura 50. Propiedades del yacimiento para el simulador en C5	140
Figura 51. Curva IP del pozo calculada por el simulador en C5	141
Figura 52. Modelo del fluido para el simulador C5	141
Figura 53. Modelamiento de la tubería concéntrica de producción para	142
Figura 54. Diseño del equipo electro sumergible para C5	143
Figura 55. Esquema de modelamiento para C7	144
Figura 56. Propiedades del yacimiento C7 para el simulador	144
Figura 57. Curva IP del pozo calculada con el simulador	145
Figura 58. Modelo de fluidos de C7 para el simulador	145
Figura 59. Modelamiento del espacio de producción para C7	146
Figura 60. Diseño del equipo electrosumergible para C7	147
Figura 61. Datos en la interface del simulador operaciones/análisis	148
Figura 62. Análisis nodal para los diferentes diámetros de tubería para C5	148
Figura 63. Análisis nodal para los diferentes diámetros de tubería para C5 (Ampliada)	149
Figura 64. Datos en la interface del simulador operaciones/análisis	151
Figura 65. Análisis nodal para los diferentes diámetros efectivos de flujo para C7	151
Figura 66. Análisis nodal para los diferentes diámetros efectivos de flujo para C7 (Ampliada)	152
Figura 67. Producción neta total	153
Figura 68. Análisis de sensibilidad para el sistema de bombeo de C5	154
Figura 69. Análisis de sensibilidad para el sistema de bombeo de C7	155
Figura 70. Flujo de efectivo para el escenario 1	167
Figura 71. Flujo de efectivo neto para el escenario 1	167
Figura 72. Flujo de efectivo para el escenario 2	168
Figura 73. Flujo de efectivo neto para el escenario 2	169

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Características del Pozo A	82
Tabla 2. Características de formación y fluidos del Pozo A	82
Tabla 3. Rangos de aplicabilidad de los diferentes criterios (Screening) para BES	85
Tabla 4. Valores cualitativos y cuantitativos para la evaluación	86
Tabla 5. Tabla de criterios para selección.	87
Tabla 6. Evaluación cuantitativa de los criterios para cada SLA para C5	88
Tabla 7. Evaluación cuantitativa de los criterios para cada SLA para C7	89
Tabla 8. Clasificación de los criterios en los niveles de impacto para cada SLA	90
Tabla 9. Porcentaje de influencia para cada criterio según los diferentes SLA	91
Tabla 10. Desempeño individual de cada criterio y total del SLA para C5	92
Tabla 11. Desempeño individual de cada criterio y total del SLA para C7	93
Tabla 12. Porcentaje de viabilidad de los diferentes SLA para C5	94
Tabla 13. Porcentaje de viabilidad de los diferentes SLA para C7	94
Tabla 14. Porcentaje de funcionamiento sin limitaciones en cada SLA para C5	94
Tabla 15. Porcentaje de funcionamiento sin limitaciones en cada SLA para C7	95
Tabla 16. Resultados finales para C5	95
Tabla 17. Resultados finales para C7	95
Tabla 18. Datos requeridos para el diseño del equipo de BES en C5	105
Tabla 19. Tabla de caudal y cabeza a	115
Tabla 20. Datos de caudal y cabeza para frecuencia de 30, 35, 40 Hz en C5	117
Tabla 21. Datos de caudal y cabeza para frecuencia de 45, 50 y 55 Hz en C5	118
Tabla 22. Tabla de producción a un IP de 1.2	119
Tabla 23. Tabla de producción a IP de 0.7	120
Tabla 24. Datos requeridos para el diseño del equipo de BES en C7	122
Tabla 25. Tabla de caudal y cabeza a 60	127
Tabla 26. Datos para caudal y cabeza a frecuencia de 30 Hz, 35 Hz y 40 Hz en C7	129
Tabla 27. Datos para caudal y cabeza a frecuencia de 45 Hz, 50 Hz y 55Hz en C7	130
Tabla 28. Tabla de producción a un IP de 4.5	131
Tabla 29. Tabla de producción a un IP de 3.0	132
Tabla 30. Tabla de producción a un IP de 0.8	133
Tabla 31. Datos requeridos para el análisis en C5	139
Tabla 32. Datos requeridos para el análisis en C7	143
Tabla 33. Resultados del análisis de sensibilidad para C5	149
Tabla 34. Diámetro efectivo de flujo para C7	150

Tabla 35. Resultados del análisis de sensibilidad para C7	152
Tabla 36. Producción de crudo en simultáneo	153
Tabla 37. Análisis nodal a las diferentes frecuencias	155
Tabla 38. Análisis nodal a las diferentes frecuencias	156
Tabla 39. Costos de inversión completamiento dual concéntrico	158
Tabla 40. Costos totales de inversión completamiento concéntrico	159
Tabla 41. Costos de inversión Completamiento sencillo selectivo	159
Tabla 42. Costos de inversión por periodos completamiento sencillo selectivo	159
Tabla 43. Total costos de operación Escenario 1	160
Tabla 44. Total costos de levantamiento Escenario 1	160
Tabla 45. Total de costos para el funcionamiento de las bombas en el escenario 1.	161
Tabla 46. Total de costos operacionales para el escenario 1.	161
Tabla 47. Producción anual para el escenario 2	161
Tabla 48. Total costos de operación para el escenario 2	162
Tabla 49. Total de costos para el funcionamiento de la bomba en el escenario 2.	162
Tabla 50. Total de costos operacionales para el escenario 2.	162
Tabla 51. Aumento del corte de agua en los diferentes periodos	163
Tabla 52. Producción neta total para cada periodo en escenario 1.	164
Tabla 53. Producción neta para el escenario 1.	164
Tabla 54. Ingresos Totales para el escenario 1	164
Tabla 55. Producción neta total para cada periodo en escenario 2.	165
Tabla 56. Producción neta para el escenario	165
Tabla 57. Ingresos totales para el escenario 2	165

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Rangos de aplicabilidad de los sistemas de levantamiento artificial convencionales.	178
Anexo B. Tabla para el cálculo de pérdidas por fricción en tuberías	186
Anexo C. Tabla para el cálculo de pérdidas de tensión en cables	187

ABREVIATURAS

#: libras por pie
ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos
API: American Petroleum Institute
BBL: barriles
BEP: best efficient point
BES: bombeo electrosumergible
BFPD: barriles de fluido por día
BGPD: barriles de gas por día
BH: bombeo hidráulico
BM: bombeo mecánico
Bo: factor volumétrico del petróleo
BOPD: barriles de aceite por día
BPD: barriles por día
BSW: contenido de agua libre
BWPD: barriles de agua por día
C5: carbonera 5
C7: carbonera 7
CP: centipoise
EUE: external Upset
FT: pies
GE: gravedad específica
GOR: relación gas-aceite
HP: horse power
ID: diámetro interno
IN: pulgadas
IP: índice de productividad
KVA: kilovoltios
MCF: millones de pies cúbicos
MD: measured Depth
mD: milidarcy
NUE: Not- Upset
OD: diámetro externo
PCP: bombeo por cavidades progresivas
PIP: presión a la entrada de la bomba
PPM: partes por millón
PSI: presión de la columna de fluidos por debajo de la bomba
Pwf: presión de fondo fluyente
Pyac: presión de yacimiento
Qd: caudal deseado

Rsi: solubilidad de gas inicial.
SCF: pie cúbico estándar
SLA: sistema de levantamiento artificial
STB: barril estándar
TOC: carbono Orgánico Total
TVD: true vertical depth
Tyac: temperatura de yacimiento
V: vatios
Z: factor de compresibilidad
 $\mu_{o@Pb}$: viscosidad del aceite al punto de burbuja

GLOSARIO

AMBIENTE DEPOSICIONAL: “un ambiente deposicional o ambiente sedimentario es simplemente un punto geográfico donde se acumulan los sedimentos”¹.

AMBIENTE TRANSICIONAL: son ambientes situados en la zona límite continente-mar, y los sedimentos se acumulan tanto por aportación continental como marina.

ANÁLISIS NODAL: es una herramienta de análisis utilizada para pronosticar el desempeño de los diversos elementos que integran el sistema petrolífero. El análisis nodal se utiliza para optimizar el diseño del completamiento con el fin de adecuar la capacidad de producción del yacimiento e identificar las restricciones o limitantes presentes en el sistema de producción.

ANULAR: espacio que se origina cuando se colocan dos tuberías, una dentro de otra, el espacio existente entre las dos tuberías es denominado anular.

ÁRBOL DE NAVIDAD: es un conjunto de válvulas y accesorios que se colocan en la parte superior de un pozo con el fin de dirigir y controlar los fluidos obtenidos allí.

ARCILLITA: es una roca sedimentaria que se origina comúnmente por la alteración de rocas magmáticas o metamórficas y después de que estas son transportadas, su textura es clástica debido a que predominan los silicatos, el tamaño de partícula presente es menor a 0.0039mm y se compone de cuarzo, feldespatos, sericita, calcita, illita, circón, pirita, magnetita y leucoxeno.²

ARENA: es una roca sedimentaria compuesta por partículas pequeñas que individualmente son llamadas granos de arena, su textura es clástica, el tamaño de las partículas varía entre 0.063mm y 2mm, se compone principalmente de sílice generalmente en forma de cuarzo y puede tener restos de caliza, hierro o feldespato.

BLAST JOINT: es un tramo de tubería de mayor diámetro de pared que sirve para controlar los efectos de la erosión causada en las zonas que se encuentran frente a los perforados o después de la descarga de fluidos de una bomba.

BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES: es una bomba que se encuentra sumergida dentro de un fluido y que convierte la energía eléctrica proporcionada a un motor por un cable de potencia en energía centrifuga que hace girar las etapas de una bomba.

¹ GEOLOGÍA VENEZOLANA. Ambientes Sedimentarios [en línea] 12 de Noviembre de 2010. [Citado 21 de mayo de 2016] Disponible En: <<http://geologiavenezolana.blogspot.com.co/2010/11/ambientes-sedimentarios.html>>

² DORRONSO, Carlos. Atlas de roca [En línea. Departamento de Edafología y Química Agrícola. Universidad de Granada. Última actualización: 16/09/2015. España. Disponible en: <<http://edafologia.ugr.es/rocas/arcill.htm>>

CABEZA DINÁMICA TOTAL: para el diseño de las bombas electrosumergibles es la presión hidráulica total que debe superar la bomba para llevar los fluidos a superficie.

CABEZAL DE POZO: el sistema de válvulas y adaptadores diversos que proporcionan el control de la presión de un pozo de producción, este se ubica por debajo del árbol de navidad.

COILED TUBING: es un tramo completo de tubería de diámetro pequeño que se encuentra enrollada en un carrete y que conecta una serie de equipos en superficie y asocia trabajos de perforación, reparación, completación y reacondicionamiento de pozo.

COLUMNA GEOLÓGICA: “es una representación gráfica de la historia de la tierra. También se denomina Escala Geológica, o Geograma o columna cronoestratigráfica. La columna geológica se prepara partiendo de la época más antigua, superponiendo las más modernas, hasta llegar en la parte superior a la época actual.”³

CONCORDANCIA ESTRATIGRÁFICA: “secuencia de rocas sedimentarias que muestran una continuidad en la sedimentación.”⁴

CONIFICACIÓN: se refiere a la invasión de fluidos sean agua o gas en la formación productora por diferenciales de presión no deseados.

CORRIDA: hace referencia a las operaciones de instalación y adecuamiento del completamiento y los componentes que se deben colocar en la parte interna del pozo.

CUENCA ANTEPAÍS: describe una depresión que se ubica entre una faja orogénica (un frente tectónico o cinturón plegado y corrido) y un cratón.⁵

CURVA INFLOW: dentro del análisis nodal es la curva de la energía que aporta el yacimiento para obtener la presión requerida en un punto.

CURVA DE RENDIMIENTO: para las bombas electrosumergibles es la curva que muestra la capacidad de levantamiento por etapa a los diferentes caudales.

CURVA MULTIFRECUENCIA O TORNADO: son las mismas curvas de rendimiento de las bombas electrosumergibles pero a diferentes frecuencias de operación.

CURVA OUTFLOW: dentro del análisis nodal es la curva de la energía que se requiere para obtener la presión requerida en un punto.

DOG LEG: es el grado de inclinación que tiene un pozo cada 100 pies de distancia.

³ DÁVILA BURGA, Jorge. Diccionario geológico. 3. ed. República del Perú, Sector Energía y Minas: Instituto Geológico Minero y Metalúrgico, Lima, Perú, 1999. p.193.

⁴ *Ibíd.*, p.198.

⁵ SPALLETTI, Luis A. NOCIONES SOBRE LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS EN EL MARCO DE LA TECTÓNICA GLOBAL [en línea] 2006. [Citado 21 de mayo de 2016] Disponible En: <<http://usuarios.geofisica.unam.mx/cecilia/CT-SeEs/65bcuencasSed.pdf>>, p.32.

DRIFT: es el espacio interno de una tubería el cual se encuentra disponible para el flujo o la instalación de componentes dentro de ella.

DROWNTHRUST: para las bombas electrosumergibles es el límite inferior del rango óptimo de operación de la curva de rendimiento.

EMPAQUE: componente utilizado en los pozos para aislar zonas, este se pega a las paredes de la tubería de revestimiento y no permite el flujo a través de él.

ESTRATIGRAFÍA: “es la ciencia que estudia la secuencia o sucesión de las capas o estratos que se han formado a través del tiempo geológico.”⁶

ESPESOR: “es el grosor de un estrato. Es la distancia medida entre los planos límites de la estructura.”⁷

FACTOR VOLUMÉTRICO: es la medida para los gases o líquidos de la cantidad de fluido que se necesita en yacimiento para obtener ya sea un barril de aceite/agua o un pie cubico gas en superficie.

FALLA: “desplazamiento de un bloque rocoso con respecto a otro colindante a éste o de ambos bloques, a través de un plano denominado "plano de falla". Una falla ocasiona discontinuidad de las estructuras geológicas.”⁸

FALLAS ANTITÉTICAS: una falla secundaria, que normalmente forma parte de un conjunto, cuyo sentido de desplazamiento es opuesto al de las fallas primarias y sintéticas asociadas.⁹

FALLA DE CRECIMIENTO: “un tipo de falla directa que se desarrolla y se sigue desplazando durante la sedimentación y que habitualmente posee estratos de mayor espesor en el bloque elevado deprimido que en el bloque hundido”¹⁰.

FALLAMIENTO NORMAL: “es cuando el techo baja con respecto al piso o el piso sube con respecto al techo, o ambos se desplazan en el sentido indicado. Generalmente son producto de los esfuerzos de tensión.”¹¹

FALLO PREMATURO: es un fallo que se ocasiona en un equipo o componente al inicio de su operación.

FLUJO CRUZADO: ocurre cuando existen dos formaciones productoras en un mismo pozo y los fluidos de la formación que más energía tiene entran dentro de la formación con menor energía.

FLUJO MULTIFÁSICO: es el movimiento simultáneo de varios fluidos ya sean agua, gas y/o aceite en un mismo pozo.

⁶ DÁVILA. Op. Cit., p.314.

⁷ Ibíd., p.665

⁸ Ibíd., p.328

⁹ SCHLUMBERGER. Falla Antitética [en línea]. [Citado 21 de mayo de 2016] Disponible En: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/antithetic_fault.aspx>

¹⁰ SCHLUMBERGER. Falla de crecimiento [en línea]. [Citado 21 de mayo de 2016] Disponible En: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/growth_fault.aspx>

¹¹ DÁVILA. Op. Cit., p.329.

FORMACIÓN: unidad litoestratigráfica formal fundamental de rango intermedio, que se encuentra constituida por estratos de rocas sedimentarias, ígneas intrusivas o extrusivas, o rocas metamórficas, o asociaciones de éstas.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: “ciencia que se ocupa del estudio de los yacimientos de petróleo. Estudia su origen, época de formación, rocas favorables, condiciones geológicas favorables para su entrapamiento, su evaluación (cubicación), etc.”¹²

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: es la rama de la Geología que se dedica a estudiar la corteza terrestre, sus estructuras y la relación de las rocas que las conforman.

GRAVA: conjunto de granos con diámetro mayor que el de arena.

GRAVEDAD ESPECÍFICA: es una medida de la densidad relativa en donde se compara la densidad de una sustancia con la densidad de otra que se tiene como referencia. Para los líquidos la densidad de referencia es la del agua y para los gases la densidad de referencia es el aire.

HANGER O TUBING HANGER: material de alta resistencia utilizado en los completamientos para ayudar a sostener la sarta.

HIDROCARBURO: es un compuesto químico que se forma de átomos de hidrogeno y carbono, usualmente se refiere a compuestos encontrados en los yacimientos de petróleo.

INFRAYACENTE: “estrato o roca que reposa por debajo de otro superior.”¹³

INHIBIDOR DE CORROSIÓN: es una sustancia química que evita o reduce la formación de corrosión en las tuberías y componentes del completamiento que se dan a causa de la presencia de fluidos corrosivos.

INTAKE: hace referencia a la entrada de los fluidos en la bomba para el equipo electrosumergible.

INTERVENCIÓN: son las operaciones que se realizan al pozo después de que este ya esté en producción, estas pueden ser para reparaciones, mantenimientos o para la adición de componentes o tratamientos.

KERÓGENO: sustancia insoluble precursora del petróleo, la cual constituye del 80 al 90% de la materia orgánica en las rocas sedimentarias.

KICK OFF: es la profundidad del pozo en la cual empieza la inclinación de este.

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: son métodos utilizados para proporcionar energía extra a un pozo con el fin de lograr transmitir la energía a los fluidos para llegar a superficie.

LIMOLITA: es una roca sedimentaria con textura clástica en donde el diámetro de las partículas oscila entre 1/16mm hasta 1/256mm encontrándose entre la arena y la arcillita. Estas rocas presentan una composición muy variada encontrándose

¹² Ibíd., p.369.

¹³ Ibíd., p.438

cuarzo, feldespatos, sericita, clorita, caolinita, circón, biotita, apatito, epidota y turmalina¹⁴.

LUTITA: es una roca sedimentaria de textura clástica, las partículas de estas rocas son tan pequeñas que no pueden identificarse con facilidad sin grandes aumentos y por esta razón resulta más difícil estudiar y analizar las lutitas que la mayoría de las otras rocas sedimentarias. El tamaño de la partícula se encuentra por debajo de la limolita, es decir, menor a 1/256mm y está compuesta por partículas de los de arcilla y de limolita¹⁵.

MARCO GEOLÓGICO: describe los rasgos generales de la zona en la cual se realiza el estudio geológico, permitiendo establecer el encuadro geológico de la zona dentro en un contexto geológico global.

MIGRACIÓN DEL PETRÓLEO: “movimiento del petróleo en el subsuelo por efectos tectónicos o de las condiciones físicas.”¹⁶

NIVEL ESTÁTICO: es la profundidad de la columna de fluidos que se alcanzan dentro de un pozo cuando este se encuentra estático.

NIVEL DINÁMICO: es la profundidad de la columna de fluidos que se alcanzan dentro de un pozo cuando este se encuentra en producción.

PLIEGUE: “deformación de las rocas estratificadas, debido a los esfuerzos de compresión, a las propiedades plásticas de éstas y a las condiciones de elevada presión reinantes, tomando formas onduladas.”¹⁷

POROSIDAD: “es la relación existente entre el volumen de los intersticios porosos y el volumen de la roca o suelo. La porosidad se expresa siempre en porcentaje.”¹⁸

POTENCIAL Z: describe la intensidad del campo eléctrico estático de la capa doble generada entre el límite entre del grano y el fluido. Es una medida de la estabilidad de la dispersión del grano.

PRONG: es un soporte que se encarga de estabilizar la bomba electrosumergible por su extremo inferior por encima del sensor.

PRUEBAS PVT: son las pruebas de laboratorio que se le realizan al fluido obtenido de un yacimiento con el fin de obtener el comportamiento de las variables que se afectan por los cambios de presión, volumen y temperatura.

PUNTO DE BURBUJA: es el punto en la presión en que la primera burbuja del gas disuelto dentro del petróleo se libera.

RELACIÓN GAS-ACEITE: hace referencia a la cantidad de pies cúbicos de gas que se encuentran en un barril de aceite.

¹⁴ DORRONSÓ, Carlos. Atlas de roca [En línea]. Departamento de Edafología y Química Agrícola. Universidad de Granada. Última actualización: 16/09/2015. España. Disponible en: <<http://edafologia.ugr.es/rocas/limolita.htm>>

¹⁵ MONTIJO, Alejandra. Petrología de rocas Detríticas. [En línea]. Última modificación: 20-Jul-2012. México. Disponible en: <<http://gaia.geologia.uson.mx/academicos/amontijo/detríticas/lutitas.htm>>

¹⁶ DÁVILA. Op. Cit., p.549.

¹⁷ Ibíd., p.654

¹⁸ Ibíd., p.664

ROCA GENERADORA: aquella roca rica en materia orgánica que es o ha sido capaz de generar hidrocarburos para formar yacimientos de petróleo económicamente explotables.

ROCA RESERVORIO: “tipo de roca porosa y permeable que permite el almacenamiento de agua, petróleo y/o gas natural.”¹⁹

ROCA SELLO: “una roca relativamente impermeable, normalmente lutita, anhidrita o sal, que forma una barrera o una cubierta sobre y alrededor de la roca yacimiento, de manera que los fluidos no pueden migrar más allá del yacimiento.”²⁰

SARTA: serie de tuberías colocadas una tras otra para formar una tubería larga.

SUPRAYACENTE: “material (estrato o roca) que reposa sobre otro material.”²¹

SURVEY: es la condición mecánica del pozo indicando pie tras pie los cambios de tubería y el grado de inclinación.

TRAMPA PETROLÍFERA: estructura geológica con condiciones favorables que permite la acumulación de petróleo mediante la formación de yacimientos petrolíferos.

TUBERÍA DE REVESTIMIENTO: es la tubería que se encuentra alrededor del pozo y permite estabilidad en él, estas se colocan después de perforado el pozo y se cementan inmediatamente.

UPTHRUST: para las bombas electrosumergibles es el límite superior del rango óptimo de operación de la curva de rendimiento.

VÁLVULA MASTER: válvula inferior ubicada en el árbol de navidad la cual controla todo el acceso mecánico e hidráulico al pozo. Esta puede ser accionada tanto manualmente como remotamente con presión hidráulica.

VÁLVULA PREVENTORA: es una válvula que previene los reventones en los pozos de manera que cuando es activada cierra el espacio para que los fluidos no pasen a superficie.

VÁLVULA SWAB: es la válvula superior extrema de un árbol de navidad que proporciona acceso vertical al pozo.

VÁLVULA WING: es una válvula localizada en uno de los lados del árbol de navidad. Un árbol de Navidad en general está provisto de dos válvulas laterales. La válvula lateral de flujo se utiliza para controlar y aislar la producción, y la válvula lateral de ahogo, fijada en el lado opuesto del árbol de Navidad, se encuentra disponible para la ejecución de tratamientos o con fines de control del pozo.

WIRELINE: hace referencia a las operaciones de intervención que se realizan en el pozo con el uso de un cable o alambre para dicho propósito.

¹⁹ DÁVILA. Op. Cit., p.698.

²⁰ SCHLUMBERGER. Roca Generadora [en línea]. [Citado 21 de mayo de 2016] Disponible En: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/seal.aspx>>

²¹ DÁVILA. Op. Cit., p.769.

YACIMIENTO: área ubicada en el subsuelo en donde se encuentra acumulación de hidrocarburos.

RESUMEN

En este trabajo se evalúa el diseño de un completamiento dual que permite producir dos formaciones simultáneamente sin que estas se mezclen, en un pozo tipo del Bloque Cubiro que tiene tubería de revestimiento en fondo de 9 5/8. Los completamientos duales manejan dos tuberías de producción que pueden estar colocadas en distintas configuraciones, ya sea en paralelo o concéntricamente, para manejar las formaciones de manera independiente, determinando que la apropiada para el pozo es la del completamiento concéntrico debido a las restricciones de espacio. Por medio de una matriz de selección que evalúa cualitativa y cuantitativamente los sistemas de levantamiento artificiales convencionales con las características presentes en el pozo del Bloque Cubiro, se determina que el levantamiento más óptimo es el de Bombeo Electrosumergible (BES). Como los completamientos duales concéntricos tienen varias maneras de adaptar dos BES se escoge hacerlo mediante el encapsulamiento del equipo inferior permitiendo mayor eficiencia en la refrigeración de este. Para el completamiento dual concéntrico se empieza diseñando teóricamente los equipos del sistema de BES, teniendo en cuenta una velocidad variable debido a que el despegue del equipo se debe realizar con la menor velocidad posible para después subir progresivamente a la máxima, y luego se agregan los datos correspondientes al yacimiento, los fluidos, las condiciones mecánicas del pozo y los requerimientos del equipo de BES dentro de un software llamado PIPESIM, esto con el fin de realizar un análisis nodal con diferentes dimensiones de las tuberías de producción y diferentes frecuencias del equipo de BES para determinar las dimensiones que mayores volúmenes de fluido aporten a superficie. Teniendo en cuenta los tamaños de tubería de producción comerciales se determinó que para la tubería externa se debe hacer uso de un diámetro de 5 1/2" y para la tubería interna un diámetro de 2 3/8" con el fin de reducir al máximo las pérdidas de presión por fricción y obtener los mayores volúmenes de producción. Una vez se determinó el diseño del completamiento dual, este se evaluó financieramente comparándolo con un completamiento sencillo para tener una perspectiva más clara de los costos de inversión frente a los beneficios obtenidos en cada uno, dejando claro que aunque la inversión en los completamientos duales es mayor que en los sencillos, la producción aumenta debido a que se producen de dos formaciones simultáneamente, disminuyendo los tiempos de recuperación de inversión.

Palabras Claves: Completamiento dual, Levantamiento Artificial, Sistema de Bombeo Electrosumergible, Análisis Nodal, Análisis de sensibilidad.

INTRODUCCIÓN

El uso de completamientos duales se da por la necesidad de producir dos formaciones en un pozo de manera simultánea y sin que los fluidos de estas se mezclen.

Debido a la poca regulación que hay en Colombia sobre la producción discriminada de crudo, la corrida de este tipo de completamientos es una operación no convencional, por este hecho la posibilidad de estudiar los parámetros de diseño de este tipo de sartas es muy reducido. Aunque los resultados de los completamientos de este tipo realizados en el país actualmente son buenos, hay una serie de fenómenos tales como las altas pérdidas de presión a través del completamiento atribuidas a la falta de estudio sobre el dimensionamiento de los equipos, la generación de precipitados orgánicos a través del completamiento debida a las abruptas variaciones de velocidad de flujo a través del completamiento, el sobrecalentamiento en los motores debido al trabajo forzado del equipo electrosumergible y los bajos volúmenes de producción atribuidos al uso de tubería de dimensiones no adecuadas.

En el primer capítulo se describen las generalidades del Bloque Cubiro, en donde se muestra la historia desde que se firmó el contrato Cubiro, luego se da la ruta de acceso a la zona de interés del Bloque y por último se dan las características geológicas de la zona mostrando la estratigrafía, geología estructural y del petróleo, y se termina con la historia de producción acumulada en el Bloque

El segundo capítulo empieza describiendo las técnicas que se deben tener en cuenta al momento de realizar el completamiento como lo son el tipo de revestimiento que se encuentra en fondo y las técnicas usadas para el control de arenas, seguido se nombran los componentes que se requieren en todos los completamientos mostrando una estructura sencilla y luego se describen las distintas configuraciones de los completamientos duales que son específicamente con sartas paralelas o concéntricas, allí se nombran las herramientas y componentes necesarios para la corrida de estas y se explica la funcionalidad de cada pieza, para mostrar por ultimo las diferentes adaptaciones de los sistemas de levantamiento artificial que se han dado en los completamientos duales.

En el tercer capítulo se hace la selección de un pozo tipo perteneciente al Bloque Cubiro que permita realizar en él la instalación de un completamiento dual en él, para esto se identifican unas limitantes que se deben cumplir para no afectar la instalación del completamiento dual. Una vez obtenidas las características del pozo se determina mediante una matriz de selección el tipo de levantamiento

artificial que mayor desempeño brinde en ese pozo, en la matriz se evalúa de manera cualitativa y cuantitativa los diferentes sistemas de levantamiento convencionales con las características del pozo definido.

En el capítulo cuarto se determina la configuración del completamiento dual que según las condiciones mecánicas del pozo sea posible de instalar, para realizar el diseño del completamiento se empieza especificando las características de los equipos del sistema de levantamiento artificial que cumplan con los requerimientos dados por la operadora, allí se manejan diferentes frecuencias de operación del equipo y diferentes índices de productividad para deducir con cual es mejor operar el equipo estando dentro de los rangos óptimos. Una vez diseñado los equipos del levantamiento artificial se definen los componentes y herramientas que van incluidas en la sarta y que permiten la adaptación de los equipos de fondo. Una vez obtenido el diseño de todo el completamiento se identifican las diferentes variables que impactan la producción para posteriormente realizar una simulación con la ayuda de un software que permite crear un esquema del pozo y el completamiento con el fin de realizar un análisis de sensibilidad cambiando las diferentes variables que impactan la producción y realizando el análisis nodal para obtener los caudales de producción que se obtienen en superficie, esto proporciona la información de las dimensiones de las tuberías de producción que mayores volúmenes de producción tengan.

El capítulo quinto muestra una evaluación financiera que permite comparar el uso de completamientos sencillos selectivos o de completamientos duales utilizando el indicador financiero valor presente neto, en donde se muestran los costos de inversión y operativos que se incurren en cada completamiento, y los beneficios obtenidos por cada uno para finalmente determinar con cual se tendrá un mayor incremento del capital.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y financieramente el completamiento dual para un pozo tipo del Bloque Cubiro.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades del Bloque Cubiro.
2. Describir las distintas configuraciones de los completamientos duales.
3. Seleccionar un pozo tipo perteneciente al polígono C del Bloque Cubiro que sea candidato para ser completado con una configuración dual.
4. Seleccionar el sistema de levantamiento artificial que se adecúe a las condiciones del pozo tipo mediante una matriz de selección.
5. Determinar técnicamente el sistema de completamiento dual que se adecúe a las condiciones mecánicas del pozo tipo y a los requerimientos del sistema de levantamiento artificial seleccionado.
6. Realizar el diseño del sistema de completamiento dual mediante Análisis Nodal.
7. Evaluar la viabilidad financiera del sistema de completamiento dual seleccionado mediante el indicador financiero Valor Presente Neto.

1. GENERALIDADES DEL BLOQUE CUBIRO

En este capítulo se presenta la historia, el marco geológico, la estratigrafía y la historia de producción asociada al Bloque Cubiro.

1.1 HISTORIA DEL BLOQUE CUBIRO

Con la firma del contrato Cubiro sobre un área de 38.772 hectáreas para exploración y explotación de hidrocarburos entre la empresa Montecz S.A. y la ANH el 8 de octubre de 2004 se inician las labores en el Bloque Cubiro. El contrato establece un período de exploración inicial de seis años, prorrogable bajo ciertas circunstancias, y un período de producción de 24 años.

En el año 2006 se perforó el primer pozo exploratorio Careto-1 y con las siguientes perforaciones de otros tres pozos exploratorios Arauco-1, Cubiro-1 y Cubiro central 1 se demostró comercialidad en diferentes áreas.

En el 2008 la empresa Alange Energy Corp se encargó de manejar en un 100% las operaciones del bloque hasta julio del 2012 cuando fue adquirida en su totalidad por Pacific Rubiales Energy pasando a manejar el contrato E&P por una de sus filiales Pacific Stratus. En el año 2009 el bloque fue seccionado en tres polígonos A, B, C para un mejor manejo de regalías debido a su ubicación geográfica, el cual está ubicado entre tres municipios.

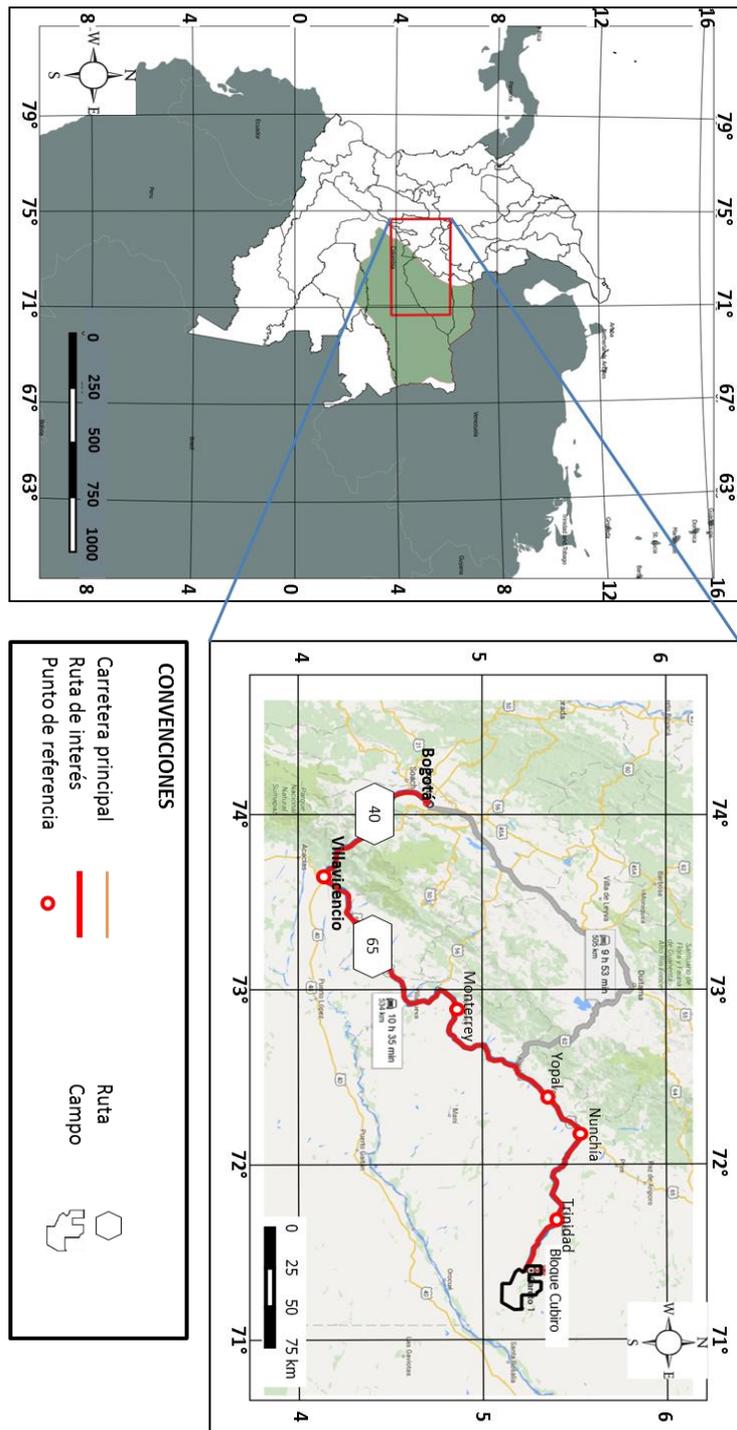
En Diciembre de 2015 El área del bloque es de 39.000 acres y sigue estando a cargo de la operación la compañía Pacific Stratus y se encuentra en actividades de Evaluación/Producción.

1.2 LOCALIZACIÓN DEL BLOQUE

El Bloque Cubiro se encuentra ubicado en la parte centro oriental de la Cuenca de los Llanos Orientales, departamento del Casanare, en jurisdicción de los municipios de Orocué, Trinidad y San Luis de Palenque.

Por vía terrestre, la ruta de acceso al área de interés es llegar a Villavicencio saliendo por el sur de Bogotá por la Carretera 40 hacia el sureste 100 km y allí tomar la Carretera 65, ubicada al noreste de Villavicencio, durante 294 km hasta el municipio de Nunchía pasando por los municipios de Monterrey y Yopal, a continuación se gira al este, tomando la carretera Orocué durante 76 km hasta llegar al municipio de Trinidad, allí se debe seguir hacia el este durante 39 km, para finalmente llegar al Bloque.

Figura 1. Mapa de localización del Bloque Cubiro



Fuente: INSTITUTO AGUSTÍN CODAZZI. Mapa de ruta Bogotá – Villavicencio [En línea]. [Citado 21 de Mayo de 2016]: Disponible en: <http://geoportal.igac.gov.co/ssig2.0/visor/galeria.req?mapal d=7>. Modificado por autores.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación se presenta la estratigrafía, geología estructural y del petróleo asociada al Bloque Cubiro el cual se localiza en la Cuenca de los Llanos Orientales.

1.3.1 Columna Estratigráfica. La **Figura 2** muestra la columna estratigráfica para el Bloque Cubiro, teniendo en cuenta que ésta difiere de la de los Llanos Orientales porque en el bloque no se atraviesan las formaciones Mirador, Los Cuervos, Barco y la Unidad C-8 de la Formación Carbonera.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación se realiza una breve descripción de las formaciones que constituyen la estratigrafía del Bloque Cubiro, de la más antigua a la más reciente.

1.3.2.1 Formación Une. Según Julivert²² se le asigna una edad Cretácica del Albiano al Cenomaniano inferior, es una sucesión clástica, constituida por una secuencia de arena cuarzosa, translúcida, de grano angular a subangular con algunas intercalaciones de limolitas. Su espesor está entre los 200 y 300 pies. La formación Une fue depositada en un ambiente fluvial de alta energía. Está en contacto concordante con la Formación Gachetá que la suprayace.

1.3.2.2 Formación Gachetá. Según Julivert se le asigna una edad cretácica del Turoniano a Coniaciano temprano, Está constituida principalmente por lutita de grano medio a grueso, con intercalaciones de arena cuarzosa, translúcida, con un tamaño de grano medio a grueso y limolitas carbonosas en la base, Su espesor promedio es de 130 pies a nivel del Bloque Cubiro. El ambiente de deposición es transicional o marino somero. Está en contacto concordante con la Formación Une que la infrayace y en contacto discordante con la formación Guadalupe que la infrayace.

²² JULIVERT, Lexique Stratigraphique International, Volume V. Amérique Latine. Fascicule 4a, 1968, p.460

1.3.2.3 Formación Guadalupe. Según De Porta²³ a la formación se le asigna una edad de Cretácico Superior, del Santoniano a Maastrichtiano. Está constituida por una sucesión de areniscas, aunque posee importantes intercalaciones de arcillas y porcelanitas. A nivel del Bloque Cubiro el espesor promedio de la formación es de 400 pies, su ambiente de depositación es de tipo transicional marino a marino somero, Está en contacto concordante con la Formación Guaduas que la suprayace y en contacto concordante con la formación Villeta que la infrayace.

1.3.2.4 Formación Carbonera. Según De Porta²⁴ a ésta formación se le asigna una edad del Eoceno medio-Oligoceno inferior. Consta de arcillitas grises a gris verdoso y pardas con areniscas y con algunos lechos de lignito en su parte inferior y superior. En la industria del petróleo la Formación Carbonera ha sido dividida en ocho unidades informales, numeradas de una a ocho respectivamente. Las unidades pares (C2, C4, C6 Y C8) se constituyen por niveles principalmente arcillosos y las impares, C3, C5 y C7 están constituidas predominantemente por areniscas. Su espesor es variable en superficie y oscila alrededor de los 500 m. Su ambiente de depositación es una llanura de inundación aluvial. Está en contacto concordante con la formación Guadalupe que la infrayace y en contacto concordante con la Formación León que la suprayace.

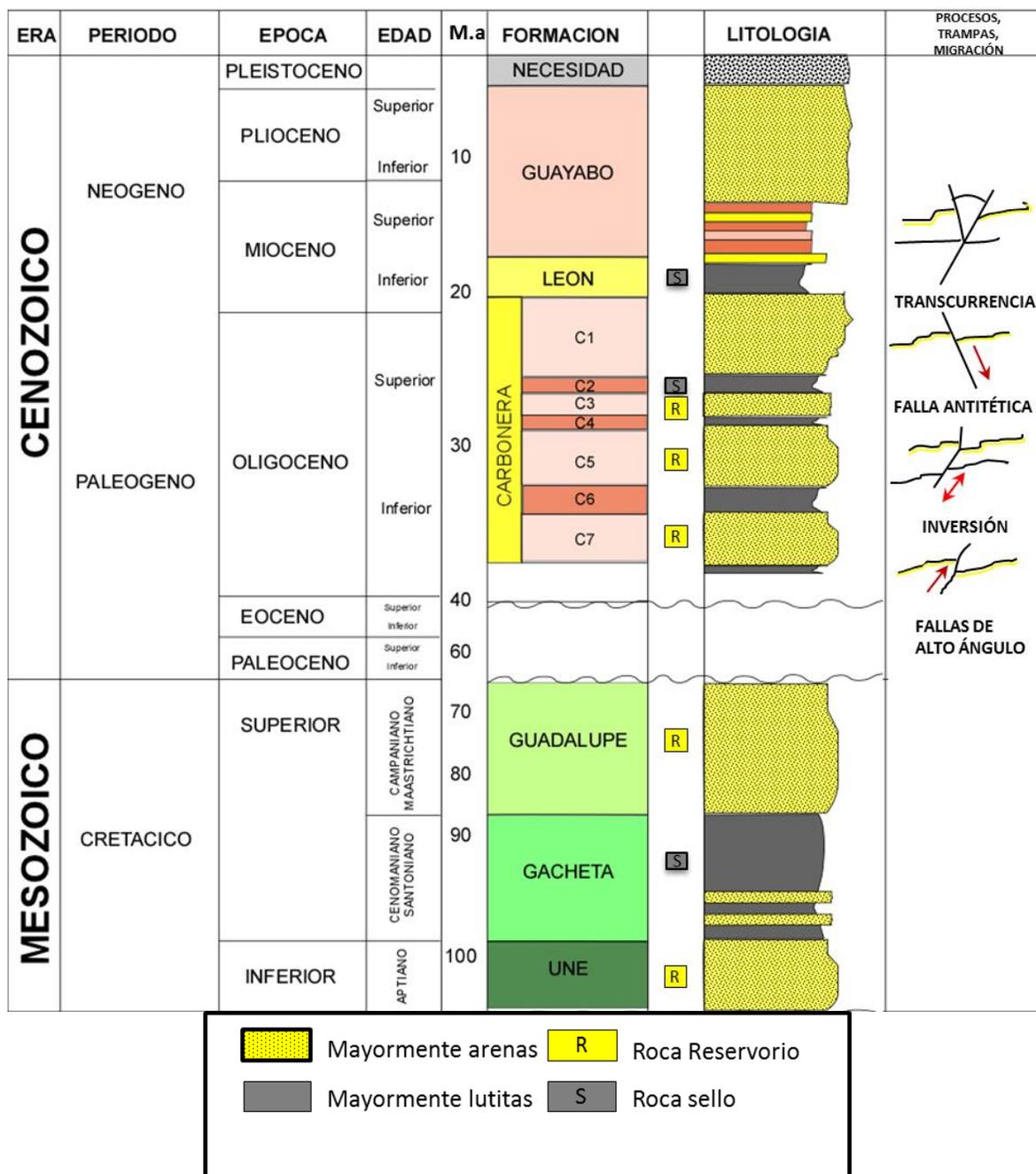
1.3.2.5 Formación León. Según De Porta²⁵ su edad es considerada del Oligoceno superior al Mioceno inferior, Consiste en una sucesión homogénea de arcillolitas de color gris a gris verdoso y pequeñas intercalaciones de capas de areniscas con láminas carbonáceas. Las arcillitas tienden a pasar a limolitas tanto en la base como en el tope de la formación; posee un espesor entre los 500 y 1600 pies. El espesor en el Bloque Cubiro es de aproximadamente 1200 pies. El ambiente de depositación es marino. Está en contacto discordante con la formación Carbonera que la infrayace y en contacto concordante con la Formación Guayabo que la suprayace.

²³ DE PORTA, Lexique Stratigraphique International, Volume V. Amérique Latine. Fascicule 4b, 1974, p. 266

²⁴ Ibid., p. 113

²⁵ Ibid., p. 324

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para el Bloque Cubiro



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca llanos Orientales: Integración Geológica de la digitalización y análisis de núcleo. Bogotá, D.C. 2012. p 46. Modificada por autores.

1.3.2.6 Formación Guayabo. Según De Porta²⁶ la formación es de edad Oligoceno superior – Mioceno. La sucesión consta de la base hacia la parte superior de: arcillas arenosas y grises con algunas areniscas, arcillas y areniscas. En el Bloque Cubiro el espesor de la formación es de aproximadamente 4200 pies. Su ambiente de depósito es de tipo continental. Está en contacto discordante con la formación León que la infrayace y en contacto concordante con la Formación Necesidad que la suprayace.

1.3.2.7 Formación Necesidad. Según De Porta²⁷ se le asigna una edad de Plioceno-Pleistoceno. Consta de arcillas de color rojo y azulado alternando con areniscas de grano grueso que pueden pasar a conglomerados, el espesor es desconocido pero en Playa Necesidad se observa un espesor de aproximadamente 50m. El ambiente de depositación es de tipo continental. Está en contacto concordante con la Formación Guayabo que la infrayace.

1.3.3 Geología Estructural. El Bloque Cubiro está ubicado en la cuenca antepaís de los Llanos Orientales, específicamente en la parte centro-oriental de la subcuenca del Casanare, está limitado al occidente por el cinturón plegado de los Andes y al Este por el Escudo Pre-cambriano de la Guyana. Los límites norte y sur de la cuenca se definen por los Arcos de Arauca y Vaupés respectivamente.

Según Bayona et. al²⁸ dos tipos de estructuras están definidas en los dos extremos de la parte superior de la Cuenca de los Llanos Orientales. En el extremo occidental, los estratos están doblados en una estructura anticlinal comprimida, y un estrato delgado ubicado en la cresta del pliegue, sugiere una falla de crecimiento. En la parte oriental se encuentra un estrato de fallas antitéticas de edad Oligoceno superior – Mioceno inferior que indica un fallamiento normal. Esto es interpretado como una deformación asociada a un levantamiento.

La deformación que se presencia en la Cuenca de los Llanos Orientales es menor yendo de oeste, las fallas de cabalgamiento originan largos anticlinales cerca al Piedemonte y a medida que se va hacia el este donde se encuentra ubicado el Bloque Cubiro los anticlinales disminuyen de tamaño, la estructura predominante del bloque corresponde a anticlinales y/o sinclinales angostos que son levantados por fallas de poco desplazamiento y adicional las fallas son el control en la

²⁶ Ibid., p. 259

²⁷ Ibid., p. 378

²⁸ BAYONA et. al, An integrated analysis of an orogen-sedimentary basin pair: Latest Cretaceous-Cenozoic evolution of the linked Eastern Cordillera orogeny and the Llanos foreland basin of Colombia, en Simposio Bolivariano de Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas: Cartagena Colombia, Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo, p. 1181

amplitud de los campos ya que todos están limitados por una falla normal antitética.

1.3.4 Geología del petróleo. A continuación se describen los principales elementos asociados al sistema petrolífero de la Cuenca de los Llanos Orientales de la cual hace parte el Bloque Cubiro, por tanto se hará énfasis en información del mismo.

1.3.4.1 Roca generadora. En la Cuenca de los Llanos Orientales la principal roca generadora es una mezcla de lutitas marino-continentales de la Formación Gachetá, con Kerógeno tipo II y III, un rango del Carbono Orgánico Total (TOC) variable entre 1-3% y 150 – 300 ft de espesor, y una Reflectancia a la vitrinita (%Ro) de 0,6 – 0,8%. Para el Bloque Cubiro, la Roca Generadora se encuentra igualmente en la formación Gachetá.

1.3.4.2 Roca reservorio. Las areniscas de la Formación Carbonera (C-3, C-5 y C-7) son las principales rocas reservorio de la cuenca, como roca reservorios secundarios se encuentran la Formación Une y la Formación Mirador, su gravedad API está en el rango de 120 a 40°. En el Bloque Cubiro las unidades de reservorio se encuentran en las unidades C-3, C-5 y C-7 de la Formación Carbonera, con porosidades de 25-28% y permeabilidades horizontales de 500 – 1600 mD. La gravedad API está entre 37 y 40° y su espesor neto petrolífero es variable alrededor de los 9 ft.

1.3.4.3 Migración. Se han documentado dos pulsos de migraciones de hidrocarburos en la cuenca. El primero de ellos durante el Eoceno superior – Oligoceno y el segundo empezó en el Mioceno y continúa hasta el presente.

1.3.4.4 Roca sello. En la cuenca, las arcillas C-8 de la formación carbonera han sido consideradas como sello regional, a nivel del Bloque Cubiro el principal sello corresponde a las arcillas de la unidad Carbonera C-2 y como sello secundario están las Formaciones Guadalupe y las rocas cretácicas de la Formación Gachetá.

1.3.4.5 Trampa. Debido a varias fallas de cabalgamiento hay presencia de anticlinales largos a lo largo de la Cuenca de los Llanos Orientales. Las trampas están formadas por fallas antitéticas reactivadas en el Mioceno y pequeños movimientos de rumbo, por la compresión Andina, además de trampas estratigráficas tipo barras y canales. La trampa predominante en el Bloque Cubiro es de tipo estructural por pequeños anticlinales y sinclinales que se forman por fallas de desplazamiento.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

La historia de producción del Bloque Cubiro data desde el año 2008 en el cual se demostró la comercialidad con una producción de 1299 BPD entre los campos Careto y Arauco.

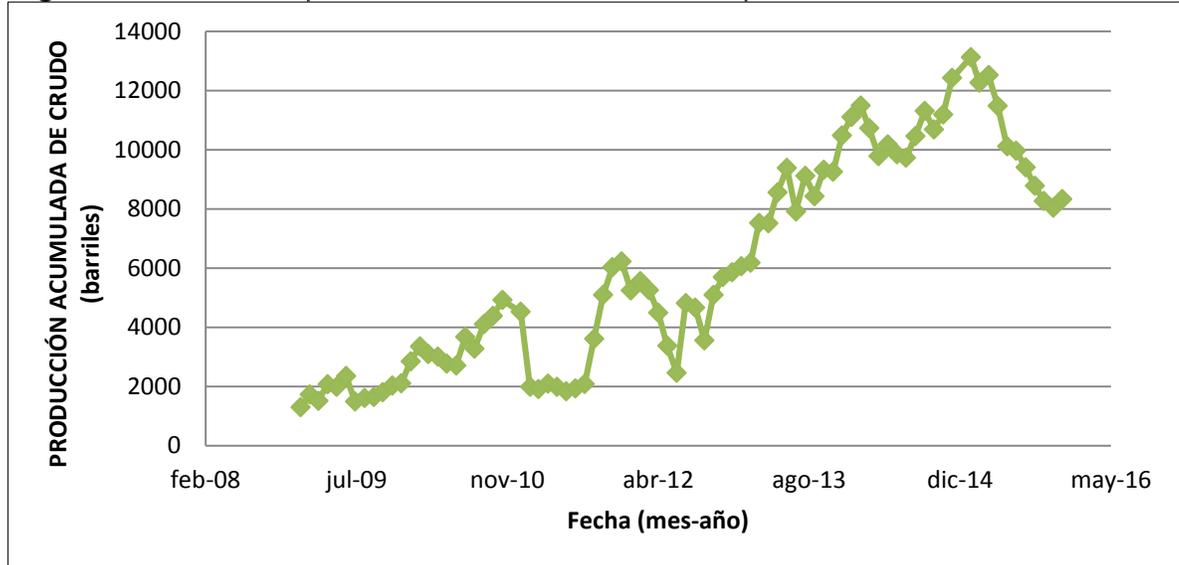
1.4.1 Método de producción. Los pozos del Bloque Cubiro inicialmente producían por flujo natural, no obstante a raíz de la declinación de la producción alrededor del 80%, se empezaron a utilizar equipos de levantamiento artificial con Bombeo Hidráulico en el año 2008. En la actualidad el mecanismo de producción de los pozos del Bloque Cubiro, es en su mayoría Bombeo Electro-sumergible, por lo que los pozos son completados con este sistema de levantamiento artificial después de su perforación.

1.4.2 Tiempo de producción. El Bloque Cubiro a diciembre del 2015 lleva 7 años en producción desde su comercialidad en el 2008.

1.4.3 Número de pozos. El Bloque Cubiro cuenta con un total de 75 pozos productores activos y 2 pozos inyectoros de agua a diciembre del 2015

1.4.4 Gráfica de producción acumulada. La **Figura 3** muestra la gráfica de producción acumulada de crudo en el Bloque Cubiro desde el año 2008 hasta el 2015

Figura 3. Gráfica de producción acumulada del Bloque Cubiro



Fuente: ACP. Informe estadístico petrolero: IEP [En línea] Bogotá, D.C.: 2015. [Citado el 21 de Mayo de 2015]. Disponible en: <<https://www.acp.com.co/index.php/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero-iep>>

La producción bruta promedio para este bloque durante el 2012 fue de 2,196 bbl/d, en el 2013 fue de 8,854 bbl/d, en el 2014 la producción bruta total en Cubiro aumentó a un promedio de 10.920 bbl/d, para Diciembre de 2015 la producción promedio fue de 10.226 bbl/d²⁹

²⁹ PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP., Formulario anual de información, 2015, p.40.

2. DESCRIPCIÓN DE LOS COMPLETAMIENTOS DUALES

Para extraer los hidrocarburos que se encuentran almacenados en subsuelo dentro de un yacimiento, se debe perforar un pozo desde la superficie para crear un camino de conexión con los fluidos y así obtener producción de éstos. La manera de conseguir dicha producción se hace mediante un completamiento el cual está conformado por las tuberías de revestimiento, tuberías de producción y todos los demás componentes que se encuentren dentro del pozo, y que permitan tener un control de los fluidos que se transportan allí.

Como lo muestra la universidad de Heriot Watt³⁰ las situaciones que presenta cada pozo son diferentes, es necesario realizar una evaluación rigurosa del completamiento que se debe utilizar en cada pozo para cumplir con la función de brindar integridad, seguridad y obtener un mayor rendimiento. Es por esta razón que para realizar un adecuado diseño del completamiento, se debe conocer los datos obtenidos en la perforación como información de roca y fluidos (presiones de formación, temperaturas, diámetros de hueco, etc.) para así realizar un diseño que pueda funcionar durante toda la vida útil pronosticada, que cumpla con sus funciones de mantener la integridad en todos los componentes del pozo, mantener un control de los fluidos transportados, minimizar los costos de levantamiento por unidad de fluido, contar con las técnicas necesarias para controlar la producción de arena y permitir la instalación de los componentes adicionales necesarios (Válvulas de seguridad, empaques, bombas para levantar fluido, etc.).

El diseño de un completamiento empieza determinando la técnica con la que se debe completar la fase más profunda del pozo, lugar donde se encuentra el yacimiento, seguido se detecta si hay migración de finos para aplicar las técnicas que existen en cuanto al control de estos, por último se eligen los componentes y tuberías que brinden el mejor rendimiento dentro del pozo permitiendo obtener un camino de los fluidos entre el yacimiento y la superficie con el menor gasto de presión posible.

A continuación se explican las diferentes técnicas para completar el yacimiento.

2.1 TÉCNICAS PARA COMPLETAR EL YACIMIENTO

Los pozos son perforados normalmente en varias fases las cuales deben ser completadas con tuberías de revestimiento que son cementadas para que se ajusten al diámetro de la broca con la que se perforo y mantenga la integridad del

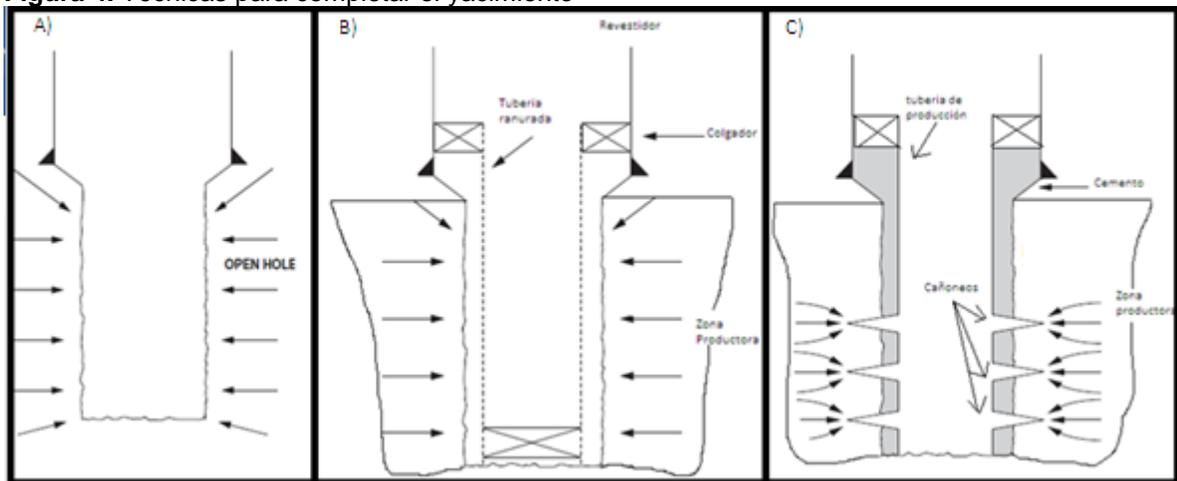
³⁰ HERIOT WATT INSTITUTE OF PETROLEUM ENGINEERING. *Convventional completions*. En: Production technology. HERIOT WATT UNIVERSITY, 2005. p. 3-56.

pozo, la fase más profunda donde se encuentra el yacimiento puede ser completada de maneras diferentes: dejándola sin ninguna tubería, colocando una tubería que tenga ranuras o colocando una tubería de revestimiento que este cementada y perforarla con cañones.

Cuando se decide dejar sin ninguna tubería la fase donde se encuentra el reservorio quedará descubierta y la formación puede colapsar con facilidad por lo que normalmente se utiliza en formaciones muy consolidadas, al no hacer uso de materiales y herramientas que brinden protección y control no se puede obtener una producción selectiva si el pozo tiene diferentes capas productoras lo que puede ocasionar flujos cruzados, tampoco se pueden aislar zonas en el reservorio para evitar producción de fluidos no deseados por lo que no es un buen candidato en el uso de completamientos duales. Ver **Figura 4A**.

El uso de tuberías ranuradas en el yacimiento brinda una mayor estabilidad y sirven para controlar la producción de arenas pero no se puede tener un control en las zonas de producción o inyección de fluidos porque toda la cara del yacimiento queda comunicada con el pozo presentando el mismo problema que la anterior técnica. Ver **Figura 4B**.

Figura 4. Técnicas para completar el yacimiento



Fuente: HERIOT WATT INSTITUTE OF PETROLEUM ENGINEERING. Production technology. Manual of Heriot Watt Universit., 2005. p. 6-8. Modificada por autores.

La última técnica consiste en bajar una tubería de revestimiento y posteriormente cementarla para crear un aislamiento completo del yacimiento con el pozo y así cañonear la tubería en las zonas deseadas para obtener la producción solo de los fluidos necesarios, para lograr esta técnica se necesita una buena adherencia del cemento con el pozo y la cara de las formaciones para lograr tener una mayor efectividad en el control de flujo de fluidos y no presentar conificaciones. Ver

Figura 4C. Esta técnica permite obtener un control de la producción o inyección en el pozo ya que los cañoneos se hacen en las zonas de interés para obtener producciones selectivas si se encuentran diferentes zonas productoras. Se pueden instalar mecanismos para el control de arenas como empaquetamientos con grava y componentes en el fondo del pozo que permitan producir por rutas diferentes varias zonas productoras, también se pueden instalar sistemas de levantamiento secundario o terciario.

2.2 CONTROL DE ARENAS

Según Bellarby³¹ el control de producción de arenas en un pozo es una parte esencial en las operaciones de completamiento debido a los problemas que esto representa y a la necesidad de solucionarlos de manera efectiva. La producción de arena afecta la productividad de un pozo por las obstrucciones que causa en este y por las disminuciones en la permeabilidad del yacimiento causando daño en la formación, también trae problemas en los componentes de fondo, tuberías de subsuelo y equipos de superficie por los efectos abrasivos y de obstrucción. Cuando suceden estos problemas las intervenciones que se deben realizar son muy costosas y repetitivas por lo que se han diseñado diferentes técnicas para controlar el flujo de arena a través del pozo, para saber que técnica es la apropiada para usar se deben tener en cuenta los aspectos operacionales que muestran las técnicas usadas en pozos cercanos con formaciones similares.

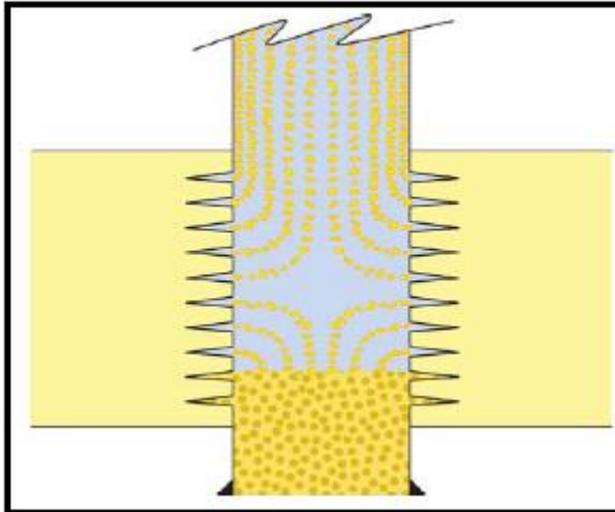
El arenamiento es la causa principal de una producción excesiva de arenas, este ocurre cuando la formación se descompacta por grandes caídas de presión y agotamiento que hacen que los granos de arenas que la componen se suelten y los fluidos que se mueven a través de la formación los arrastran. Los esfuerzos que se derivan del material geológico de sobrecarga, las diferentes presiones en la formación y las fuerzas de arrastre de los fluidos que circulan a través de la roca son los esfuerzos que causan la producción de arena, otra causa de un aumento en la producción de arena es debido al flujo multifásico debido a la producción de agua o gas ya que estos arrastran más cantidad de arena que el aceite. El agua tiene la capacidad de arrastrar mayor cantidad de granos de arena debido a que estos tienen preferencia a mojarse con agua por lo que en pozos con flujos multifásicos se deben implementar técnicas que minimicen la producción inevitable de arena.

Las arenas producidas también se pueden acumular en la parte interna del pozo y ocurre cuando el fluido no tiene la suficiente velocidad para transportarla por la tubería hacia arriba, esta arena va cayendo en el fondo del pozo y a medida que

³¹ Bellarby, Jhonatan. Sand Control. En: Well Completion Desing. Aberdeen, ELSEVIER, 2009. p. 129-233.

va aumentando taponando el pozo disminuyendo así el volumen de fluido que entra (ver **Figura 5**), si se usan bombas de levantamiento artificial estas se pueden ver muy afectadas ya que pueden quedar atascadas. Cuando las velocidades del fluido son lo suficientemente altas para transportar grandes cantidades de arena a superficie, los equipos responsables del tratamiento de los fluidos como los separadores o tratadores térmicos se ven afectados por la acumulación de arena en el fondo y se les deben hacer tratamientos continuos para extraer esa arena, por lo que se deben hacer paros seguidos en la producción.

Figura 5. Efectos de la producción de arenas



Fuente: BELLARBY, Jhonatan. "Well Completion Desing". Developments In Petroleum Science. EL SEVIER. 2009. p. 156. Modificada por autores.

El constante transporte de arena por las tuberías y equipos genera efectos erosivos que causan daños debido al desgaste del material que se encuentra en contacto con estas, esto implica que los equipos sufren desgaste a medida que se produce a través de ellos y llegan a un punto en donde presentan falla por lo que se deben hacer cambios en estos equipos lo que genera paros en la producción y frecuentes trabajos de limpieza.

Como se puede apreciar la producción de arenas se debe tener en cuenta en el momento de la planificación de un completamiento para que los componentes de este no se vean afectados y por esta razón en los pozos del Bloque Cubiro se han tomado medidas para minimizar la producción de arena haciendo uso de empaquetamientos con grava para así proteger los equipos de levantamiento que se implementen y los demás componentes y tuberías.

2.2.1 Métodos para el control de la producción de arena. Existen diversos métodos que se utilizan para tener controlada la producción de arena que van desde el mantenimiento regular, la ejecución de técnicas especiales o la implementación de completamientos como empaquetamientos con grava.

El mantenimiento en los pozos productores de arena consta de limpiezas constantes en los equipos de superficie para tener controlada dicha producción y así mantener la productividad en el pozo. Este método es para bajas cantidades de arena y para pozos con caudales bajos que económicamente no sean aplicables otros métodos más complejos y costosos. Modificando la tasa de flujo es otro método para mantener una producción de arenas que no sea excesiva dejando la tasa a niveles por debajo de la tasa de flujo crítica, este método consta de varios ensayos para determinar cuál es la tasa en que la producción de arenas es aceptable, pero por lo general esos valores suelen ser muy bajos lo que representaría pérdidas en la productividad si el pozo tiene un potencial de flujo mayor.

Como lo muestra Vargas³² el método con mejores resultados y de mayor uso en el mundo es el de empaquetamientos con grava el cual retiene la producción de arenas y finos de la formación y permite en paso del fluido a través de ella. La grava se bombea mediante un fluido transportador el cual los conduce hasta el yacimiento y esta queda bien apretada para que los granos de arena de mayor diámetro que la grava se acumulen y formen puentes que van de granos de arena de mayor tamaño a los de menor, al estar la grava apretada no permite que se reorganicen estos granos permitiendo tener una permeabilidad igual por un periodo de tiempo, algunos granos de menor tamaño que la grava podrán pasar libremente con el fluido.

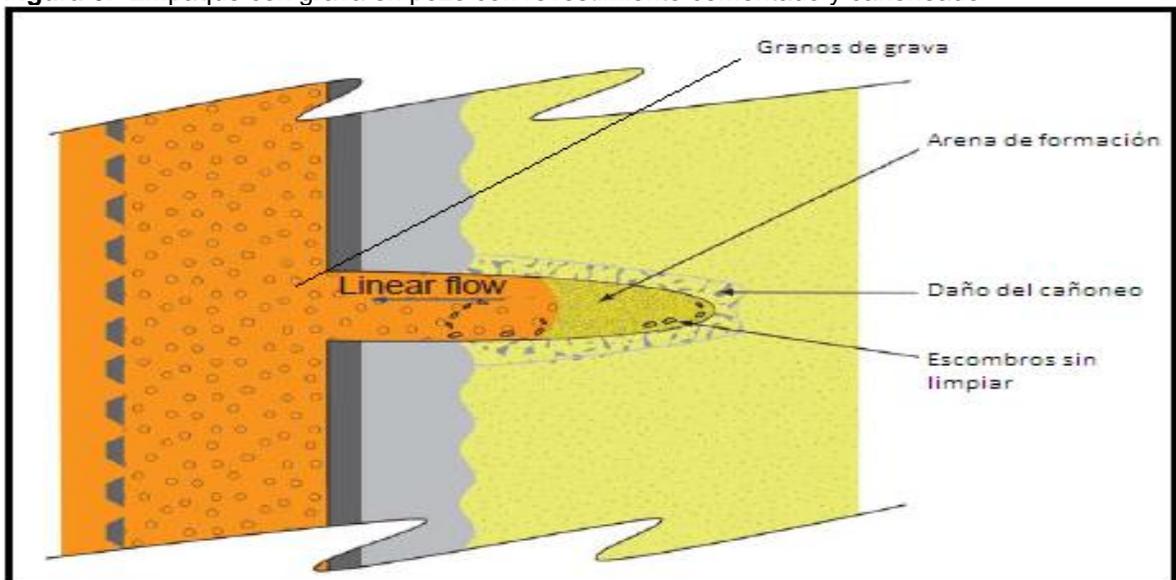
Actualmente las formaciones productoras del Bloque Cubiro presentan grandes problemas de arenamiento ya que son formaciones de areniscas que no suelen estar muy consolidadas y además existe una temprana producción de agua en los pozos lo que aumenta el problema. La empresa operadora ha decidido aplicar la técnica de empaquetamientos con grava y otras técnicas especiales para los pozos del Bloque ya que es una técnica fácil de implementar y proporciona un efectivo control.

³² VARGAS, Javier. Revisión de los parámetros del empaquetamiento con grava y planteamiento de las alternativas para mejorar su eficiencia en los pozos del campo jazmín. Proyecto de grado Ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas. 2006. 132 p.

2.2.2 Empaquetamiento con grava. El empaquetamiento con grava consiste en una de las técnicas más efectivas y por lo tanto mayormente utilizadas para la reducción de producción de arena en los pozos, se llena el espacio entre el revestimiento y la malla. Para determinar el mayor tamaño del grano de arena se realizan estudios a muestras de núcleos obtenidas de la formación productora, en donde se analiza una distribución de los granos y el tamaño que más se encuentre presente en la muestra indica el mayor tamaño de arena. Saucier³³ indica que los granos de grava de control son diseñados unas 5 a 6 veces mayores que el grano de arena que más se encuentra en la distribución. Los granos de grava son transportados al fondo mediante un fluido teniendo en cuenta que debe ser compatible tanto con la grava como con la formación.

Las operaciones de empaquetamiento con grava se hacen después de las de cañoneo, a manera de *cased hole gravel pack* colocando los granos de grava dentro de los túneles formados por el cañoneo y llenando el espacio anular entre el revestimiento y la malla. La limpieza de los ripios resultantes de la perforación, las operaciones de cementación y cañoneo debe ser efectuada con el mayor grado de efectividad para que la permeabilidad del empaquetamiento con grava no se vea afectada. Ver **Figura 6**.

Figura 6. Empaque con grava en pozo con revestimiento cementado y cañoneado



Fuente: Bellarby, Jhonatan. "Well Completion Design". Developments In Petroleum Science. ELSEVIER. 2009. p. 199. Modificada por autores.

³³ SAUCIER, R. J. February 1, 1974. Considerations in Gravel Pack Design. Society of Petroleum Engineers. SPE-4030-PA

2.2.3 Tecnología de conglomeración de arenas o Potencial Z. Una técnica especial para el control de arena y que ha sido implementada por la empresa operadora es la de Tecnología de conglomeración de arenas³⁴ es una solución química patentada que mejora drásticamente el control de arenas y la producción además de disminuir el corte de agua. Éste proceso único en su clase incrementa la atracción entre partículas sin causar mucho daño, atrapando las arenas y finos de la formación para maximizar la producción libre de arenas e incrementar la misma.

Se caracteriza por tener un rango de permeabilidad desde 1 hasta 10000 mD, capacidad de alterar el potencial zeta de la superficie de los sólidos para facilitar su conglomeración, posee muy baja viscosidad para una aplicación más fácil en largos intervalos, es bombeable a través de tubería de producción, *coiled tubing*, o línea de flujo, es posible mezclarlo con agua fresca, agua de mar y salmueras, sus costos son relativamente bajos y es fácil de aplicar.

Al agregar la solución acuosa, ésta atrapa rápidamente las partículas sólidas incluyendo óxidos de metales, arenas, y finos de la formación. Durante este proceso, la tecnología altera el potencial Z, o el potencial electrocinético entre la superficie de una partícula y la fase del líquido en suspensión.

Esta tecnología ha tratado satisfactoriamente más de 300 pozos. Después de la aplicación del tratamiento, la producción libre de arenas se ve incrementada sin daños en la cara del pozo o el reservorio.

Entre sus aplicaciones están los reservorios de arenas no consolidadas, el control de arena remedial, en todos los tipos de pozos ya sean de aceite, gas y/o agua. Como beneficios de esta tecnología encontramos que maximiza el valor incrementando la tasa de producción libre de arena, ofrece una atracción más fuerte entre las partículas sin dañar la permeabilidad de la formación, mejora el método de control de arena existente previniendo el taponamiento debido a pequeñas arenas y migración de finos.

2.3 COMPLETAMIENTO INTERNO DEL POZO

EL completamiento interno de un pozo son los componentes y las tuberías que se encargan de brindar un camino de flujo a superficie logrando mantener un control de los fluidos que circulan por allí. Existen diferentes maneras de crear estos

³⁴ SCHLUMBERGER. SandAid, Sand Conglomeration Technology [en línea]. <http://www.slb.com/~media/Files/sand_control/product_sheets/sandaid-ps.pdf> [Citado en 7 de mayo de 2016]

caminos de flujo dependiendo de las necesidades presentes en cada pozo y que han ido avanzando constantemente para cumplir satisfactoriamente la exigencia de cada pozo. Los completamientos constan de diferentes componentes que son las tuberías de producción, los equipos adicionales para el completamiento (nipples, camisas de circulación, juntas de erosión y seguridad.), equipos adicionales para la producción (tapones, válvulas) y los empaques de aislamiento.

Los completamientos se pueden clasificar de diferentes formas pero aquí se van a tratar en dos tipos, completamientos sencillos los cuales solo producen de una formación a la vez y completamientos múltiples los cuales producen de dos o más formaciones a la vez

2.3.1 Completamientos sencillos. Estos tipos de completamientos son los que no están adecuados para producir de varias zonas productoras sin que estas se mezclen, porque no cuentan con la configuración de tuberías que permita tener varios caminos aislados que conducen a superficie, pero cuentan con las herramientas básicas para cumplir con la función de transportar los fluidos a superficie.

Siguiendo el manual desarrollado por la Universidad de Heriot Watt³⁵ cuando se ha implementado la técnica de completamiento para la cara del reservorio se establece el camino de conexión de sus fluidos hasta la superficie, la manera más simple de hacerlo es dejar que los fluidos viajen a través del revestimiento (**Figura 7a**). Aunque sea simple y económica tiene varios problemas debido a que el diámetro del revestimiento es más grande lo que tiene una mayor capacidad para almacenar volumen y la velocidad de flujo será más lenta lo que ocasiona una separación de fases y a su vez una mayor caída de presión. Esta manera de conectar el reservorio con la superficie no es muy usada porque se necesita una suficiente energía por parte del reservorio para elevar los fluidos.

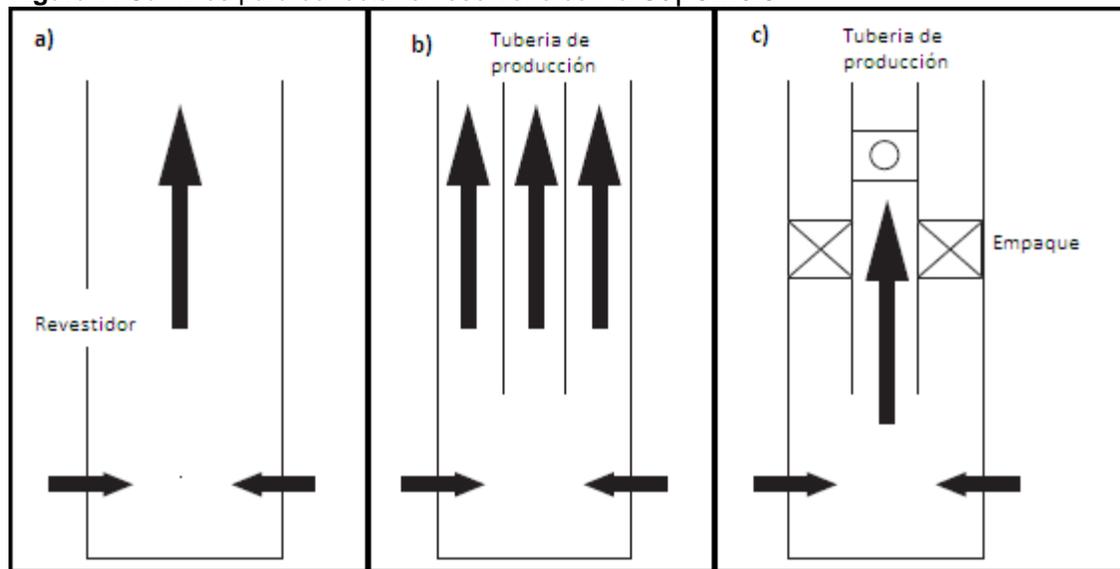
Otra forma de crear comunicación con superficie es poner una tubería de producción en el medio de la del revestimiento y así crear dos caminos uno anular por la tubería de revestimiento y uno por el centro del tubo de producción. El camino anular puede ser aislado con empaques o se puede dejar abierto para que pasen fluidos por allí. Cuando no se aísla el anular los fluidos producidos pueden viajar a través de los dos caminos o un camino se puede utilizar para inyectar agua o gas para ayudar a levantar el hidrocarburo del reservorio (**Figura 7b**). Este método es útil cuando se tiene una alta productividad en el pozo porque la caída de presión se eleva debido a la separación de fases que ocurre en el anular. En algunos pozos los sedimentos que aporta la formación se ubican en la parte

³⁵ HERIOT WATT UNIVERSITY. Op. Cit., p. 9-11.

superior del anular bloqueando el paso de fluido y aumentando la presión dentro del pozo para que los hidrocarburos viajen con mayor velocidad dentro de la tubería de producción, en otros casos se deposita el gas del reservorio en el anular e impide el paso del líquido por ese camino lo que aumenta la presión dentro del pozo. En este último caso el gas suele llenar todo el espacio anular y se empieza a producir en superficie.

El método más usado es el de aislar el espacio anular por medio de empaques, herramientas utilizadas para sellar el espacio anular por medio de la compresión o la expansión, usualmente se ubican en el tope del reservorio y crean un aislamiento total del anular por lo que aumenta la presión en el fondo del pozo y minimiza la caída de presión en el sistema (**Figura 7c**). Los empaques pueden ser removibles para abrir el anular cuando se desee o ser fijos (más adelante se explicaran en detalle). Para obtener un mayor aprovechamiento del potencial del pozo esta técnica es la que más beneficios trae y por ende la de uso en los pozos del Bloque Cubiro.

Figura 7. Caminos para conectar el reservorio con la superficie

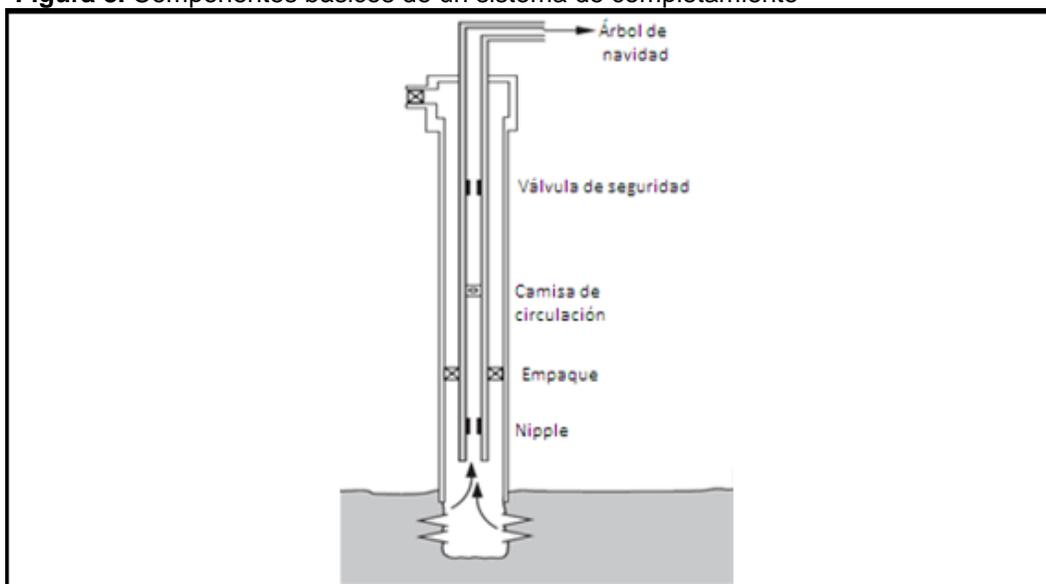


Fuente: HERIOT WATT INSTITUTE OF PETROLEUM ENGINEERING. Production technology. Manual of Heriot Watt University. 2005. p. 9. Modificada por autores.

2.3.1.1 Componentes básicos de una sarta de completamiento. Para definir los componentes que se van a usar en el sistema de completamiento se debe tener en cuenta que existen varios tipos que proporcionan diferentes funciones a la sarta, unos pueden proporcionar seguridad y protección y otros mejora en el rendimiento o en la flexibilidad. Hay que tener en cuenta que a medida que aumentan los componentes el nivel de complejidad de la sarta también aumenta por lo que para realizar un buen diseño se debe determinar la cantidad mínima de componentes que se requieren en un pozo y luego ir agregando componentes que brinden más beneficios a la sarta que lo que brindan en complejidad.

Los componentes más básicos en el sistema de completamiento son los empaques que permiten aislar el anular entre la tubería de revestimiento y de producción para que los fluidos del reservorio tengan el menor contacto con la tubería de revestimiento y así protegerla de la corrosión y de la presión hidráulica, las tuberías de producción encargadas de llevar el flujo a superficie, las válvulas de seguridad que permiten cerrar el pozo a una profundidad determinada, los nipples que permiten asentar dispositivos como válvulas de fondo o tapones que permiten parar la producción cuando sea necesario sin afectar el completamiento, Las válvulas superficiales del árbol de navidad que permiten cerrarlo en superficie. Todos estos componentes son importantes para la integridad del completamiento, teniendo en cuenta que se requieren de otros componentes adicionales. La **Figura 8** muestra una sarta de completamiento con los componentes que cumplen las funciones más básicas y más adelante se da la descripción de cada uno.

Figura 8. Componentes básicos de un sistema de completamiento



Fuente: HERIOT WATT INSTITUTE OF PETROLEUM ENGINEERING. Production technology. Manual of Heriot Watt University. 2005. p. 12. Modificada por autores.

Aparte de cumplir con las funciones más básicas existen diferentes componentes para realizar otras tareas también importantes y que brindan mayor seguridad y flexibilidad a la sarta de completamiento, como aislar tramos de la sarta de tuberías a una profundidad determinada para realizar operaciones necesarias de limpieza o reparaciones sin necesidad de sacar toda la sarta de completamiento.

Como se menciona en el manual de la universidad de Heriot Watt³⁶ Las elevadas presiones y temperaturas que se manejan dentro del pozo y los continuos cambios en estas variables hacen que el acero de las tuberías se expanda o se contraiga ocasionado daños en los empaques o en el cabezal del pozo así que se tienen componentes que ayudan a minimizar los efectos de ese fenómeno. Se utilizan diferentes componentes para conectar el espacio anular con la tubería y lograr la inyección de fluidos como por ejemplo inhibidores de corrosión o para levantamientos con inyección de gas que disminuyen la densidad del fluido dentro de la tubería, también se deben tener en cuenta las técnicas de levantamiento que se requieran usar ya que las bombas y demás herramientas deben estar incluidas en la sarta de completamiento. En el fondo del pozo se hacen constantemente mediciones de la temperatura la presión o el flujo por lo que se instalan sensores en la sarta que permiten cumplir esta función.

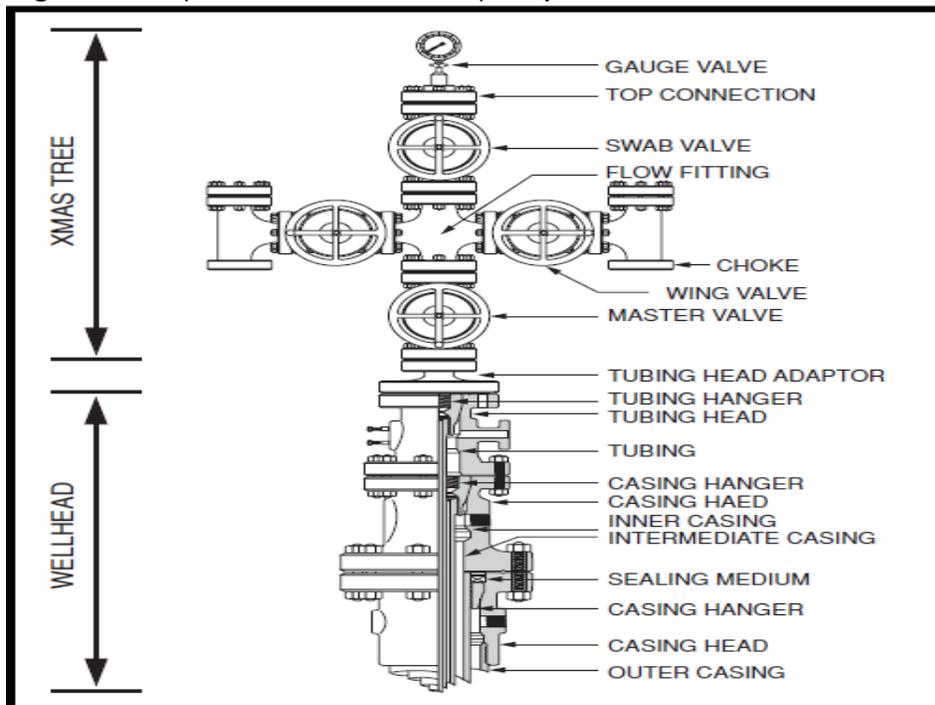
Todos los componentes que se utilicen en la sarta de completamiento deben ser estudiados rigurosamente debido a los diferentes diseños que existen y que cada uno proporciona distintos beneficios. Al incluir cada componente se debe tener en cuenta que este brinde mayores beneficios en flexibilidad, seguridad y control que lo que aporta en la complejidad de la sarta y que cumpla con el objetivo de mantener la tubería funcionando el mayor tiempo posible sin alguna reparación o servicio. A continuación se explicaran los diferentes componentes que tiene un sistema de completamiento sencillo:

- **Cabezal de pozo/árbol de navidad:** el cabezal de pozo proporciona suspensión a todas las tuberías y herramientas que se encuentran colgando en el pozo, allí se instala el árbol de navidad que permite para controlar la inyección y producción en el pozo. El cabezal tiene acceso hidráulico a los anulares formados por la tubería de revestimiento y la formación que es donde se encuentra el cemento y al espacio anular formado entre el revestimiento y la sarta de completamiento (tubería de producción).

³⁶ Ibid., p. 11-15.

El árbol de navidad permite controlar los fluidos que son inyectados o producidos dentro del pozo, este se instala cuando toda la sarta de tuberías ya ha sido instalada. Tiene diferentes válvulas una para los fluidos de inyección otra para los de producción, tiene válvulas para insertar herramientas de *wireline* o “*coil tubing*” y válvulas para controlar el acceso hidráulico y mecánico al pozo. Todas las válvulas pueden ser manejadas manual o automáticamente. La **Figura 9** muestra el diseño de un cabezal de pozo y un árbol de navidad.

Figura 9. Componentes del cabezal de pozo y el árbol de navidad



Fuente: HERIOT WATT INSTITUTE OF PETROLEUM ENGINEERING.
Production technology. Manual of Heriot Watt University. 2005. p. 17.

- **Tubería de producción:** el peso de los componentes de la sarta de tuberías causa grandes fuerzas de compresión que deben ser sostenidos por las tuberías y las uniones entre ellas para así brindar integridad, seguridad y confiabilidad en las operaciones de producción que se realizan a través del pozo. Al momento de elegir el diseño de las tuberías se debe tener en cuenta las condiciones mecánicas e hidráulicas a las que van a estar sometidos en la operación, el ambiente en el cual van a ser operados, el tipo de fluidos y las presiones a las que estarán sometidas.

Al diseñar la tubería esta debe cumplir con diferentes especificaciones como que el diámetro debe ser tal que proporcione una velocidad suficiente a los fluidos, que reduzca las pérdidas en presión que se originan cuando el diámetro

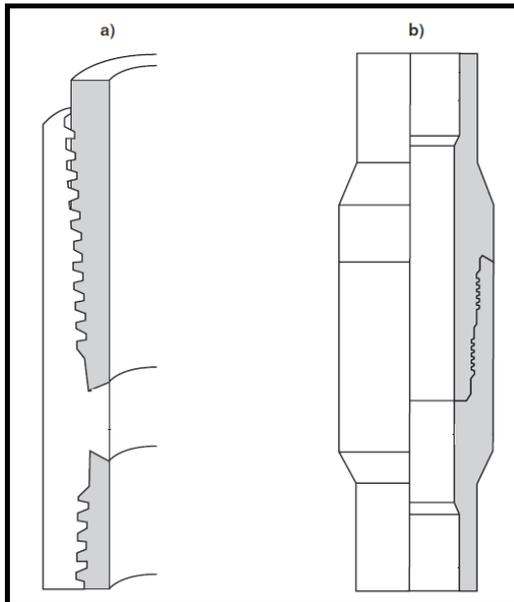
interno es muy grande y permite que ocurra una liberación del gas, el diámetro externo de la tubería se especifica según el espacio que se tenga en la tubería de revestimiento y el diámetro interno se obtiene de acuerdo al espesor de pared necesario para soportar las fuerzas de tensión que dan el peso por unidad de longitud (lb/ft) de la tubería, éste modifica la fuerza de tensión que pueda resistir y ayuda a soportar las presiones internas y externas a las que está sometida la tubería sin que sufran fallo. La tubería debe resistir las presiones internas y externas a las que va a estar sometido sin que la tubería sufra un estallido que ocurre cuando las presiones internas superan a las externas o un colapso que ocurre cuando las presiones externas superan a las internas.

Las uniones también deben ser especificadas en el diseño ya que estas cumplen la función de proporcionar un sello dentro de la tubería y a soportar las fuerzas de tensión en ella, estas uniones pueden ser integrales (**Figura 10b**) o externas (**Figura 10a**), para las conexiones externas se necesita que los extremos de las tuberías sean iguales “machos” y el interior de la pieza externa que permite unir las tuberías tiene dos compartimientos con el extremo “hembra” en donde encajan las tuberías, estos aumentan el tamaño del diámetro de la sarta y ayudan a sostener parte del esfuerzo, cuando las tuberías no necesitan de piezas externas para juntarse, tienen en un extremo una conexión “macho” y en el otro una “hembra” se encajan una con la otra. Las conexiones cumplen con la función de servir como sello y la de transmitir los esfuerzos presentes a la otra tubería para así formar un sistema integral.

“Existen dos tipos de conexiones aceptadas por el API, las NUE que poseen roscas de 10 hilos de acero por pie y tienen una resistencia menor que la del cuerpo del tubo y las EUE que tiene 8 hilos de acero por pie y tienen una resistencia mayor que la del cuerpo del tubo”³⁷. Cuando las conexiones son por hilos de acero en la rosca los espacios entre los hilos deben ser llenados con grasa para que transmitan la fricción generada de una rosca a la otra. Otros tipos de conexiones diferentes a los aceptados por el API son denominados conexiones Premium como la “Hy-Drill” (**Figura 11**) que son lisas y largas creando un sello metal-metal, estas tienen un espacio amplio que no permite crear sello con hilos de rosca. Para cada conexión utilizada en la sarta se deben conocer los torques mínimos y máximos y determinar el óptimo.

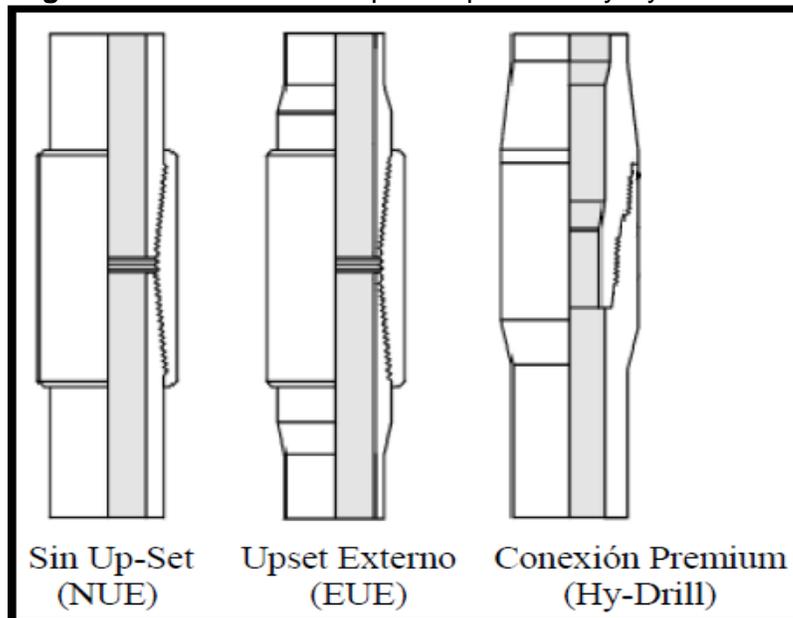
³⁷ LEAL BORRADOR, Tulio. Manual de completación. Schlumberger, 2003. p 3-6.

Figura 10. Conexiones de tuberías



Fuente: HERIOT WATT INSTITUTE OF PETROLEUM ENGINEERING. Production technology. Manual of Heriot Watt University. 2005. p. 20.

Figura 11. Conexiones aceptadas por el API y Hy-Drill



Fuente: Leal Borrador, Tulio. Manual de completación. Schlumberger, 2003. p 3-7.

Otro factor importante a tener en cuenta es que la tubería debe resistir los elementos corrosivos con los que se encuentre en contacto ya sea CO₂ o H₂S, cuando existe presencia de estos gases corrosivos se hacen uso de metalurgias costosas que resistan esos ambientes y otros elementos que aceleren el tiempo de fallo de la tubería por la reducción del espesor de la pared, los .tratamientos con inhibidores de corrosión ayudan a minimizar el daño por corrosión. Las tuberías recomendadas por la Norma 5CT del API³⁸ son las siguientes: J-55, C-75, C-95, L-80, N-80 y P-110 estos se identifican con un número el cual representa el mínimo fuerza del reservorio que debe resistir y con una letra que es el proceso de tratamiento del metal, los grados C reciben mayor tratamiento para aumentar su dureza.

Un diseño completo de la tubería tiene en cuenta los siguientes factores: longitud de la tubería, diámetro externo, peso, grado, y tipo de conexión.

➤ **Empaques:** la principal función de los empaques es la de proporcionar un sello entre el espacio anular y la tubería de producción, esta herramienta se coloca en la parte profunda de la sarta de tuberías por encima de la zona productora, los empaques protegen la tubería de revestimiento y el cabezal de las altas presiones y de los elementos corrosivos.

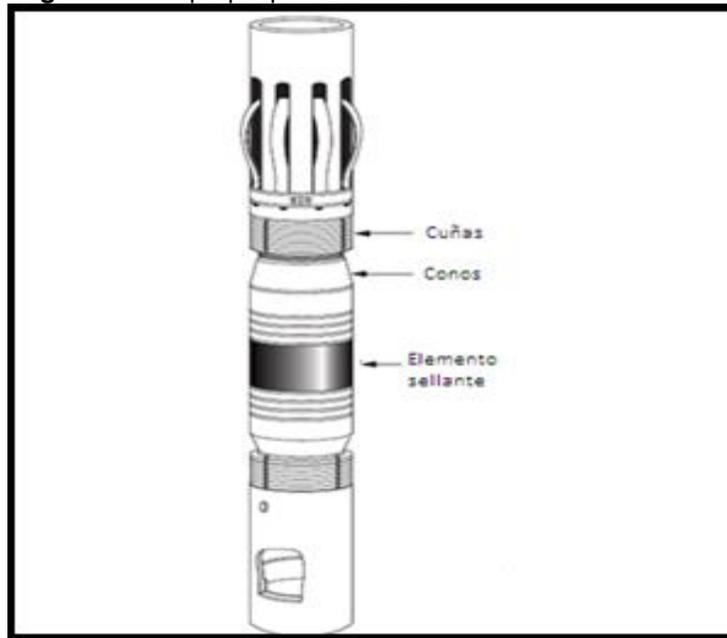
Los empaques se diseñan de acuerdo a las diferentes necesidades presentes en el pozo, pueden ser empaques permanentes, recuperables, hidráulicos o hidrostáticos, cuando hay completamientos de múltiples tuberías se diseñan empaques con dos espacios o más.

Los empaques constan de un elemento sellante que es el encargado de expandirse y bloquear el paso de fluidos a través de él, éste elemento debe ser compatible con los fluidos con los que va a estar en contacto, también consta de un cono y unas cuñas los cuales son los que permiten que el empaque quede incrustada en la tubería de revestimiento, gracias a esto el empaque sirve para soportar el peso de la sarta de tuberías, ver **Figura 12 y 13**.

Al aplicar una fuerza compresional las cuñas ruedan por los conos y expanden el elemento sellante que al estar sometido a condiciones de altas presiones y temperaturas es más maleable y crea un sello protector.

³⁸ Instituto Americano del Petróleo. Especificación para revestimiento y producción. 5CT. 6 ed. 1999. 93 p.

Figura 12. Empaque permanente



Fuente: HERIOT WATT INSTITUTE OF PETROLEUM ENGINEERING. Production technology. Manual of Heriot Watt University. 2005. p. 22.

Cuando se desea recuperar el empaque hay que aplicar fuerzas de tensión para desanclarla, existen empaques permanentes en los cuales no funciona porque el elemento sellante es difícil de despegar de las paredes de la tubería y se deben utilizar implementos para destruir el empaque, por eso en los empaques recuperables se utilizan resortes dentro del elemento sellante que ayudan a despegarlo y con las fuerzas de tensión hacerlos colapsar. Después de haber sido usada y retirada el empaque se debe cambiar por uno nuevo.

Existen diferentes mecanismos para accionar los empaques mediante la expansión del material sellante, éstos pueden ser mecánicos mediante el giro de la sarta de tuberías o mediante fuerzas de compresión o tensión por el cual un cono transfiere la energía del peso de la sarta para comprimir el material sellante.

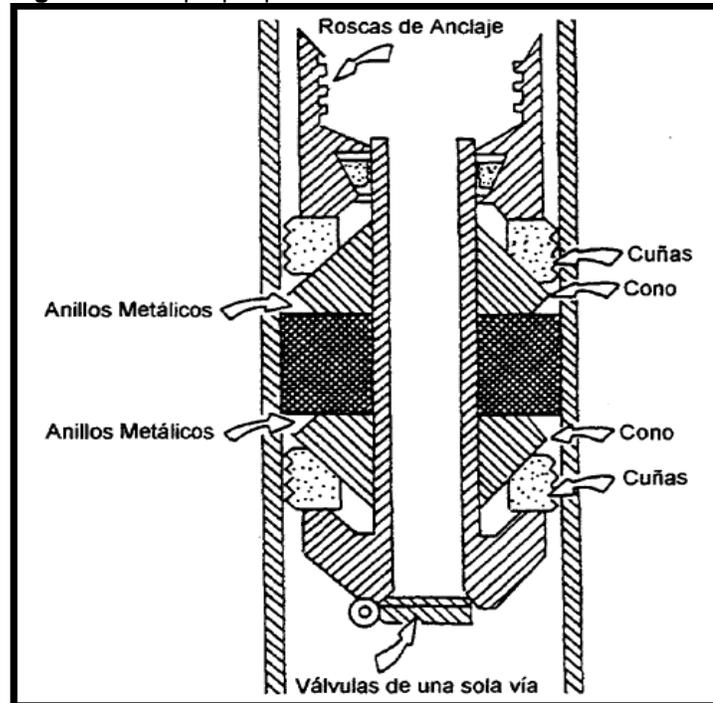
Otros mecanismos indicados por Tulio³⁹ son mediante presión hidráulica por el que se bombea agua por el interior de la sarta para que llegue al empaque y así este quede anclado, para asentar el empaque no se debe manipular mecánicamente la tubería y esta se debe cerrar en el fondo para no permitir

³⁹ LEAL BORRADOR, Tulio. Manual de completación. Schlumberger. 2003. p. 5-14.

paso del agua, cuando se desee desanclar el empaque solo se debe levantar la tubería.

También se pueden accionar eléctricamente mediante un cable que es bajado con el empaque y al pasar corriente por él acciona pequeños explosivos que detonan y expanden el material sellante.

Figura 13. Empaque permanente corte transversal

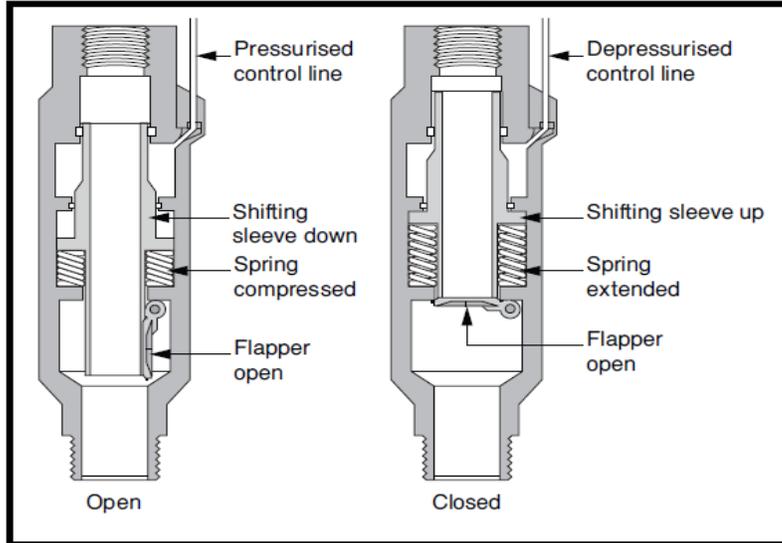


Fuente: CIED PDVSA. Completación y Reacondicionamiento de Pozos. 1997. p 4-13.

- **Válvulas sub-superficiales:** se hace uso de válvulas dentro del pozo para aislar el paso de fluidos por la tubería a profundidades deseadas, esta función sirve principalmente para cuando el árbol de navidad sufre alguna dificultad o necesita ser retirado o se le realice mantenimiento, estas válvulas proveen seguridad al pozo ya que se pueden cerrar y no permitir paso de fluidos a través de él. Según el manual de la universidad de Heriot Watt⁴⁰ las válvulas más usadas son las que funcionan por controladores en superficie que se encargan de enviar la señal por *wireline* o *coiled tubing* hacia la válvula para que esta se accione. La **Figura 14** muestra una válvula sub superficial que permite brindar seguridad al pozo.

⁴⁰ HERIOT WATT UNIVERSITY. Op. Cit., p. 26-27.

Figura 14. Válvula sub-superficial de seguridad

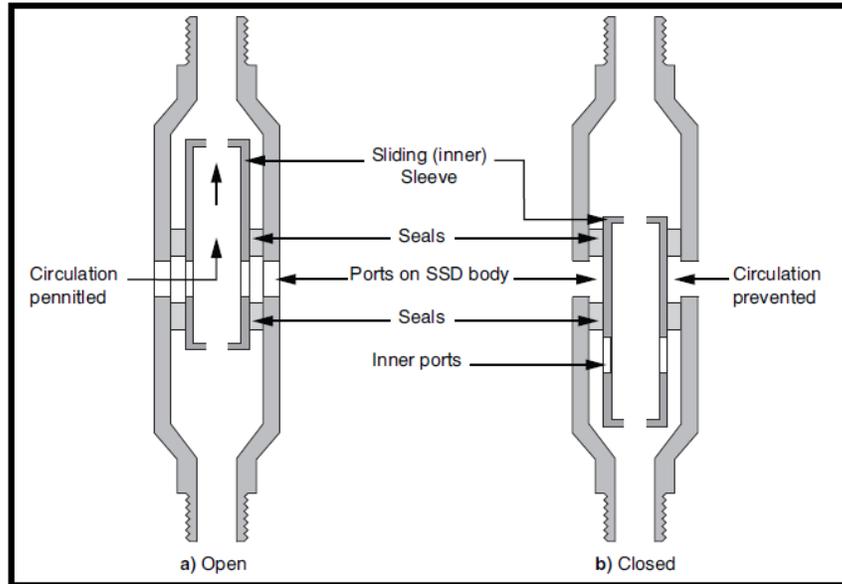


Fuente: HERIOT WATT INSTITUTE OF PETROLEUM ENGINEERING. Production technology. Manual of Heriot Watt University. 2005. p. 27.

- **Mangas o camisas deslizantes:** estos dispositivos permiten la comunicación entre el anular y la tubería de una manera más efectiva que los mandriles, estos constan de una sección que tiene un agujero y se mueve para arriba o para abajo para crear el camino de comunicación como se ve en la **Figura 15**. La sección deslizante consta de elementos sellantes que cuando se mueven no permiten el paso de fluidos. Estas se accionan desde la superficie cuando se desea cambiar la posición en la que se encuentran. Son utilizados en completaciones de múltiples zonas productoras para tener el control del flujo en ellas.
- **Nipple de asiento:** es un dispositivo que permite alojar dentro de él tapones o válvulas móviles (standing) éstos pueden tener integrado un perfil que no permita el paso de la válvula y por ende sellarse o el perfil de asentamiento lo puede tener la válvula y el nipple solo un camino para que se asiente y cree el sello, ver **Figura 16**. Estos se usan para aislar el pozo en situaciones de emergencia cerrando la comunicación entre el anular y la tubería, también para activar los empaques hidráulicos o que necesiten de presión para activarse, allí se pueden instalar sensores de temperatura y de presión.
- **Equipos para levantamiento artificial:** cuando se requiere implementar levantamiento artificial para que le brinde energía extra al pozo y así poder levantar los fluidos hasta superficie con la presión necesaria se deben utilizar

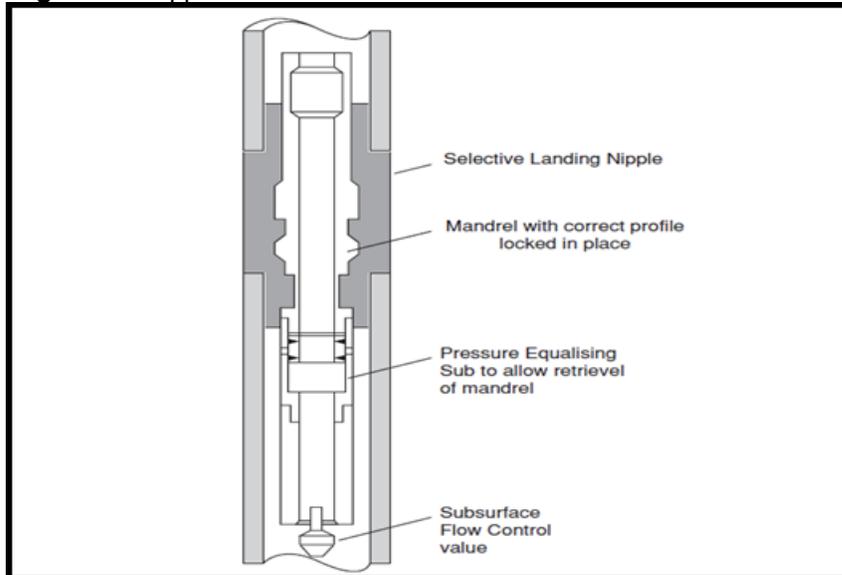
diferentes herramientas dentro del pozo que hacen parte de la sarta de completamiento, el uso de mandriles o válvulas para inyectar agua o gas, el uso de equipos de bombeo ya sea por el movimiento de varillas o de motores que funcionen con electricidad, se deben tener en cuenta en cualquier diseño del completamiento interior

Figura 15. Camisa deslizante



Fuente: HERIOT WATT INSTITUTE OF PETROLEUM ENGINEERING. Production technology. Manual of Heriot Watt University. 2005. p. 29.

Figura 16. Nipple de asiento



Fuente: HERIOT WATT INSTITUTE OF PETROLEUM ENGINEERING. Production technology. Manual of Heriot Watt University. 2005. p. 31.

2.3.2. Completamientos múltiples. Los completamientos múltiples son los que se instalan en pozos que atraviesan varias capas que almacenan hidrocarburos y que tienen diferencias en las características de los fluidos almacenados. Cuando la permeabilidad vertical de las capas es grande y similar se diría que es un yacimiento estratificado que depende de la extensión del flujo vertical pero con las diferentes condiciones presentes en las capas, la permeabilidad vertical cambia y se reduce a un valor que el flujo solo depende de la extensión en dirección horizontal. Cuando las capas tienen bajas permeabilidades verticales se tratan como reservorios separados.

Existen varias maneras de producir diferentes zonas de manera simultánea por un pozo, pueden ser produciendo las múltiples zonas por una misma sarta de tuberías en la cual se combinen o una misma sarta que tenga herramientas adicionales que permitan aislar las zonas y producirlas selectivamente sin que se combinen, o con diferentes caminos de tuberías aislados que permitan tener el control independiente de cada zona estos son combinaciones más complejas de dos completamientos sencillos.

A continuación se describen las maneras de producir múltiples zonas, basado en lo dicho por la universidad de Heriot Watt⁴¹ y CIED PDVSA⁴²:

Co-mingled: en esta se producen las diferentes zonas por una misma sarta de tuberías de manera mezclada lo cual aumenta la tasa de producción al recibir flujo de varias zonas y reduce la cantidad de pozos que deben ser perforados para cumplir con el drenaje del reservorio. En algunas ocasiones la mezcla de diferentes fluidos con distintas características es un problema debido a los componentes corrosivos y abrasivos que contengan, las diferentes propiedades que generan diferentes valores en los precios del mercado, cuando las presiones de las capas varían mucho una con la otra la que tiene mayor presión puede tapar a la que tiene menor presión, la inyección y estimulación de fluidos no es efectiva por lo que toca hacer uso de herramientas especiales para sellar de manera temporal una zona. Ver **Figura 17A**.

Selectivamente: aquí se producen las distintas zonas por una misma sarta de tuberías pero con dispositivos que no permiten la mezcla de los fluidos, se usan empaques que aíslan cada zona y por medio de camisas de circulación se pueden accionar para que se produzca la zona que se desea lo que permite tener un control independiente de cada zona y el diseño no tiene mucha complejidad. Esta forma de completar hace que se necesiten más pozos perforados para

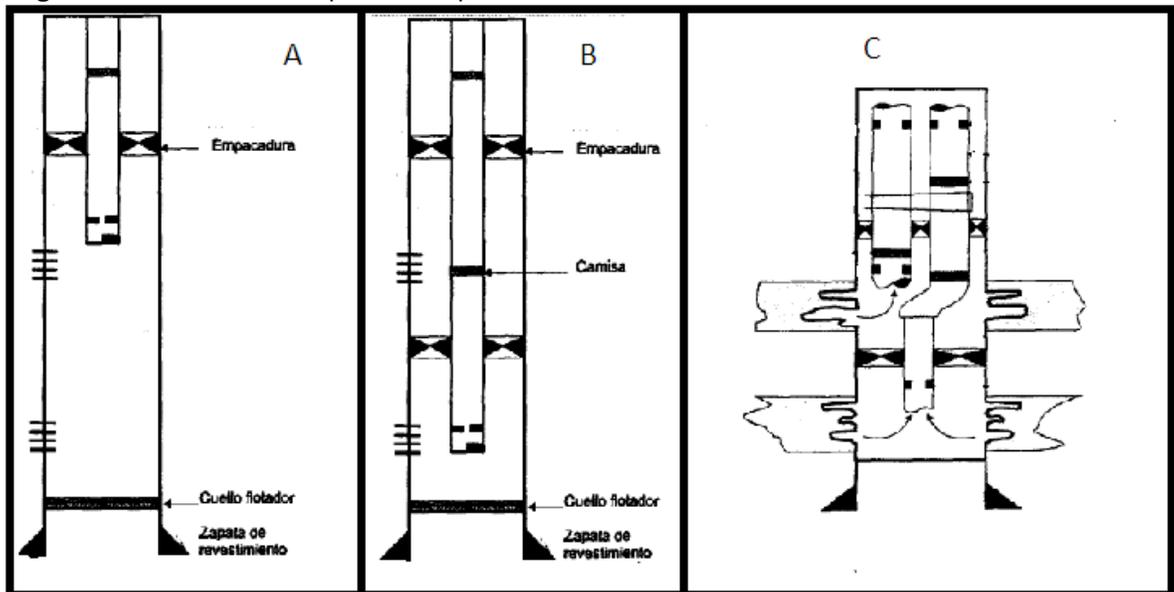
⁴¹ Ibid., p. 32-36.

⁴² CIED PDVSA. Op. Cit., p. 1-9 a 1-11.

cumplir con el drenaje efectivo del reservorio lo que aumenta considerablemente los costos de inversión. Ver **Figura 17B**.

Caminos aislados: de esta manera se pueden producir las múltiples zonas al mismo tiempo por caminos separados sin que interfieran unas con las otras lo que permite tener un control independiente de cada zona y realizar trabajos de inyección o estimulación a una sola zona sin que las otras se vean afectadas. Estas maneras de completar los pozos suelen ser más costosas debido a su aumento en la complejidad de la sarta de perforación, también se reduce el tamaño de los caminos lo que reduce la capacidad de flujo en el pozo. **Figura 17C**.

Figura 17. Formas de completar múltiples zonas

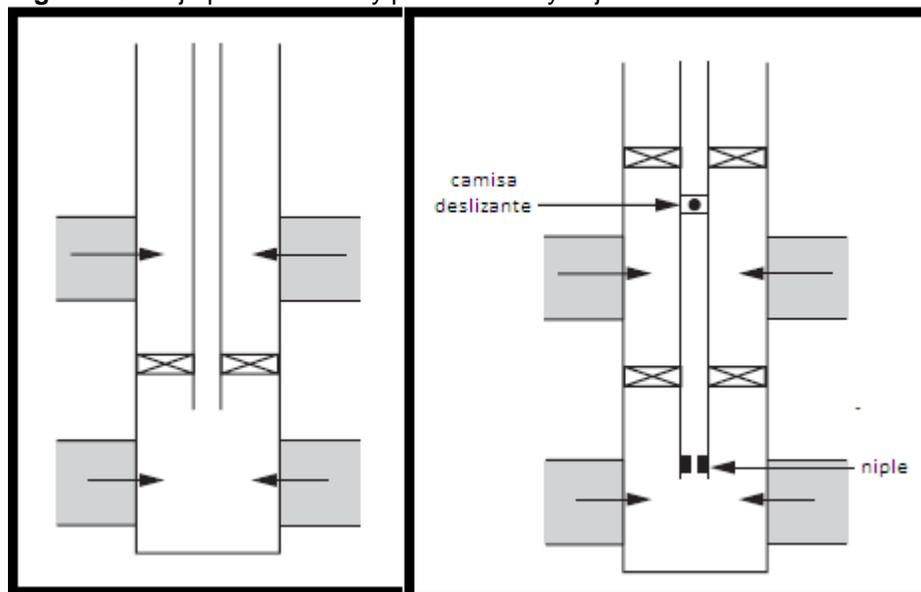


Fuente: CIED PDVSA. Completación y Reacondicionamiento de Pozos. 1997.p 1-10.

2.3.2.1 Completamientos duales. Existen diversas formas para completar específicamente dos zonas productoras diferentes en un mismo pozo, éstas pueden ser con el uso de una sola sarta de tuberías en donde una zona se produzca por dentro del tubo y la otra por el espacio anular entre el revestimiento y la tubería de producción, por dentro de la tubería las dos zonas aislándolas y produciéndolas selectivamente o creando dos caminos diferentes para cada zona. El completamiento aumenta su complejidad a medida que se le incorporan más herramientas a la sarta por lo que algunos componentes sufren fallos con el tiempo, pero gracias a esos componentes extras se puede tener un control por separado en cada una de las zonas productoras. El análisis de los beneficios que proporciona el completamiento versus el costo del mantenimiento periódico que se le debe hacer para evitar algún fallo son los que darán como resultado el tipo de completamiento dual adecuado para cada pozo.

La manera más sencilla de completar un pozo para que dos zonas productoras no se mezclen es utilizando una sola sarta de tuberías y aislando una zona para que fluya por dentro de la tuberías y la otra fluirá por el espacio anular (ver **Figura 18 izquierda**). Esta forma de completar no es muy usada porque el fluido que va por el anular ocasiona daños en el revestimiento y en el cabezal de pozo por lo que es mejor aislar las dos formaciones y producirlas por la misma tubería pero de manera selectiva (ver **Figura 18 derecha**), en éstos completamientos se utiliza una camisa deslizante en la zona de arriba para permitir o bloquear el flujo y una válvula en fondo que permite cerrar la zona más profunda.

Figura 18. Flujo por la tubería y por el anular y flujo selectivo



Fuente: HERIOT WATT INSTITUTE OF PETROLEUM ENGINEERING
Production technology. Manual of Heriot Watt University.2005. p. 31.

Otra manera de producir dos zonas diferentes es llevándolas a superficie por medio de dos sartas de tuberías diferentes lo que proporciona un mayor control de cada una de las zonas por separado y facilita los trabajos de inyección o estimulación en una zona sin que la otra se vea afectada. Completar un pozo con dos sartas de tuberías es muy complejo y se requiere del uso de herramientas especiales para cumplir con las funciones de integridad y seguridad en el pozo. La configuración de tuberías puede ser diferentes ya sea poniendo las tuberías una en paralela con la otra o una tubería de menor diámetro dentro de una de mayor diámetro (concéntrica). A continuación se muestran las configuraciones que pueden tener los completamientos con dos sartas de tubería.

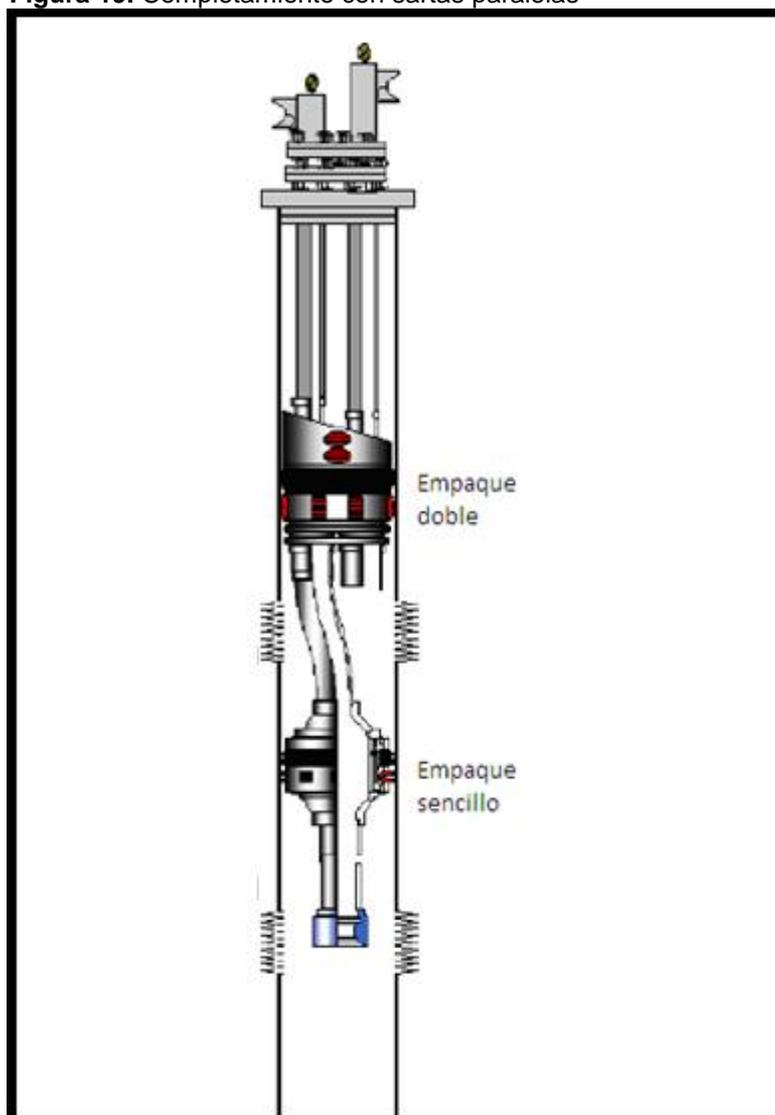
- **Completamiento con sartas paralelas:** como lo muestra CIED PDVSA⁴³ es un completamiento típico utilizado para producir dos zonas de manera aislada mediante dos tuberías de normalmente 2 7/8", estas tuberías se encuentran en paralelo dentro de un mismo pozo, hacen uso de un empaque sencillo que normalmente es permanente para aislar la zona más profunda que ira por la tubería más larga y un empaque doble normalmente hidráulico convencional o de asentamiento selectivo para aislar la zona superior. El cabezal de pozo para estos tipos de completamiento permite sostener las dos tuberías y crear líneas de producción totalmente independientes.

Cualquiera de las dos zonas puede ser adaptada para producir por levantamiento artificial y se pueden utilizar métodos para el control de arena. En la **Figura 19** se puede ver una configuración de sartas paralelas.

Este tipo de completamiento dual está limitado al tamaño de diámetro de la tubería de revestimiento debido a que se deben introducir dos tuberías y adicional debe permitir el ingreso de otras herramientas es por esto que para pozos con revestimientos menores a 9 5/8" y la fase de la cara de reservorio menor a 7" no sirve este tipo de completamiento, incluso con los tamaños antes mencionados las tuberías quedarían muy pegadas con un espacio muy reducido lo que ocasionaría problemas.

⁴³ Ibid., p 1-9 a 1-11.

Figura 19. Completamiento con sartas paralelas

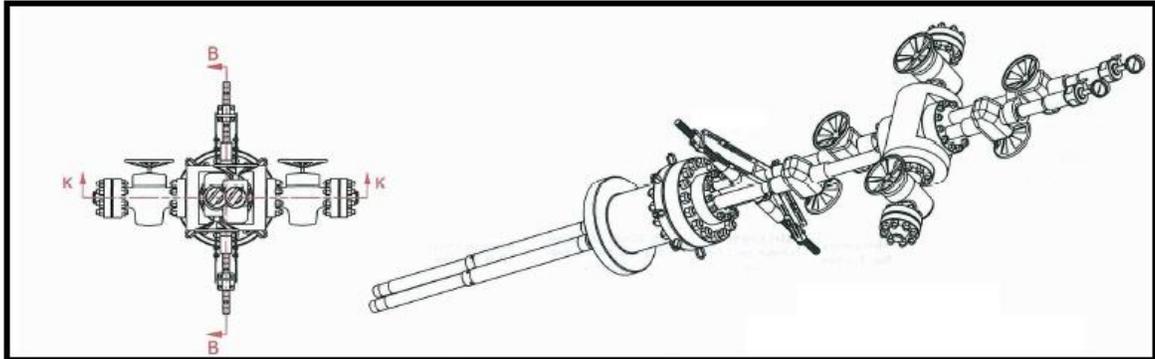


Fuente: LEAL BORRADOR, Tulio. Manual de completación. Schlumberger. 2003. p 4-8. Modificada por autores.

- **Árbol de navidad para sartas paralelas:** “el cabezal dual paralelo adaptado para las completaciones dual paralelas, fue diseñado para producir de dos arenas al mismo tiempo bajo especificaciones API norma 5CT, equipados con 2 válvulas master y dos válvulas *wing*, y dos válvulas *suaveo*, la presión de trabajo de estos cabezales es de máximo 3000 psi, con salidas independientes por cada línea de producción mismos que se conectan al *manifold* de producción”⁴⁴. Ver **Figura 20**.

⁴⁴ CASTRO, Roberto. Diseño del completamiento dual paralelo para pozos con dos areniscas de producción, verticales y desviados. Tesis de Grado. UIS. 2009. p 24.

Figura 20. Árbol de navidad para sartas paralelas



Fuente: GARCIA FRANCO, Lenin. Análisis técnico-económico de completaciones dobles y su aplicación en la cuenca amazónica del ecuador. Tesis de grado. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de ingeniería en geología y petróleo. 2009. p 44.

- **Empaque doble:** este empaque sella la formación superior y evita el paso de fluidos por el anular, es de acción hidráulica y tiene los dos accesos para las tuberías en paralelo. **Figura 21.**

Figura 21. Empaque doble para sartas paralelas



Fuente: LEAL BORRADOR, Tulio. Manual de completación. Schlumberger. 2003. p 5-13.

- **Empaque sencillo:** es el empaque que se coloca entre las dos formaciones por debajo de las ultimas perforaciones del intervalo superior a una distancia tal que permita instalar los otros componentes que van por debajo del empaque, este empaque tiene la función de evitar la mezcla de fluidos de las dos zonas y también permite la compactación del empaque con grava si es necesario.

Los completamientos duales con sartas paralelas han sido corridos con equipos para levantamiento artificial, en la actualidad hay pozos que producen con dos bombas electro-sumergibles (BES) una para cada tubería, mandriles que inyectan gas también se han utilizado en una de las tuberías. A continuación se muestran algunos ensamblajes que han sido utilizados en las sartas paralelas.

- **Completamiento dual con sartas paralelas y dos bombas de BES:** los completamientos duales con sartas paralelas pueden tener dos diferentes configuraciones para instalar las bombas BES en cada una de las tuberías de producción..

Figura 22. Completamiento con sartas paralelas y bombas BES

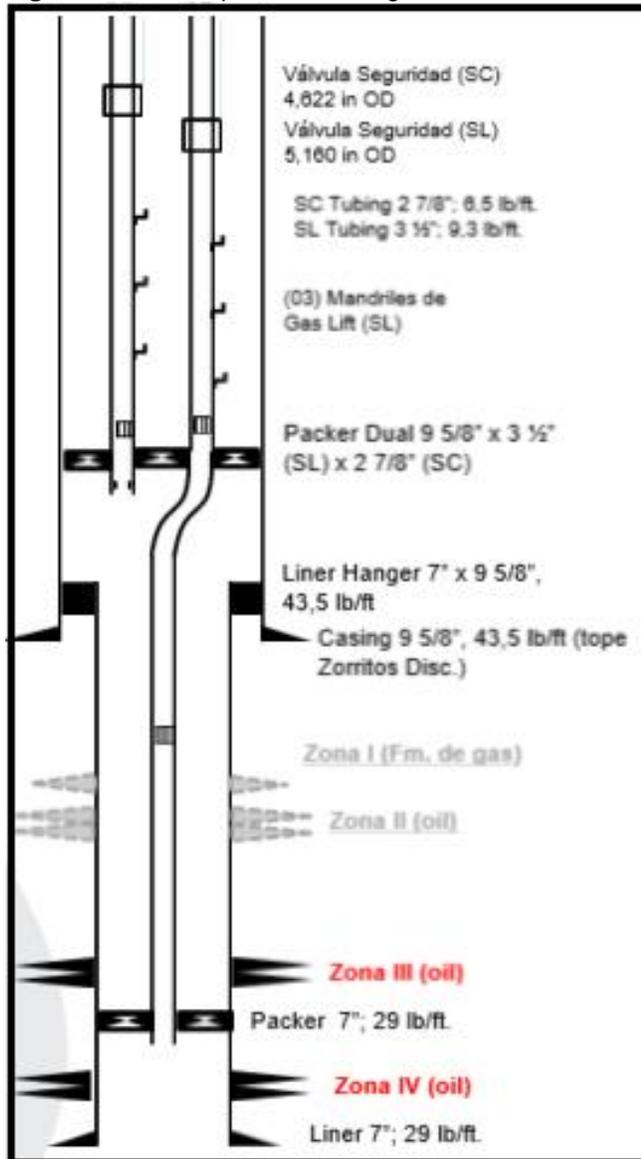


Fuente: GARCIA FRANCO, Lenin. Análisis técnico-económico de completaciones dobles y su aplicación en la cuenca amazónica del ecuador. Tesis de grado. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de ingeniería en geología y petróleo. 2009. p 70-71.

Si el volumen de fluidos producidos por la formación más profunda alcanza un nivel por encima de los perforados y del empaque la bomba electro-sumergible se coloca por encima del empaque sencillo y se cierra herméticamente por medio de una capsula para aislarla de los fluidos de la formación menos profunda (**Figura 22a**). Cuando el nivel de los fluidos no alcanza la suficiente altura, la bomba se debe poner frente a los perforados para garantizar la sumergencia en el fluido esta ira debajo del empaque (**Figura 22b**). La bomba para la zona superior ira en el extremo de la tubería de producción más corta. Esta configuración evita el uso del empaque doble debido a que los fluidos ya no tienen la suficiente fuerza para subir a superficie ni con ayuda del empaque por lo que garantizando que dicho nivel de fluidos cubra la bomba superior ya los fluidos seguirán el camino aguas arriba de la bomba.

- **Completamiento dual de sartas paralelas con mandriles Gas lift:** en este completamiento se colocan mandriles para la inyección de gas en el fluido para así ayudarlos a subir, es importante que el mismo pozo brinde el gas de inyección o que pasen gasoductos cercanos a la zona de los que se pueda adquirir el gas, como se ve en la **Figura 23** esta configuración sí utiliza el empaque dual para garantizar que el gas se incorpore en el aceite y no se escape por el anular hacia superficie.

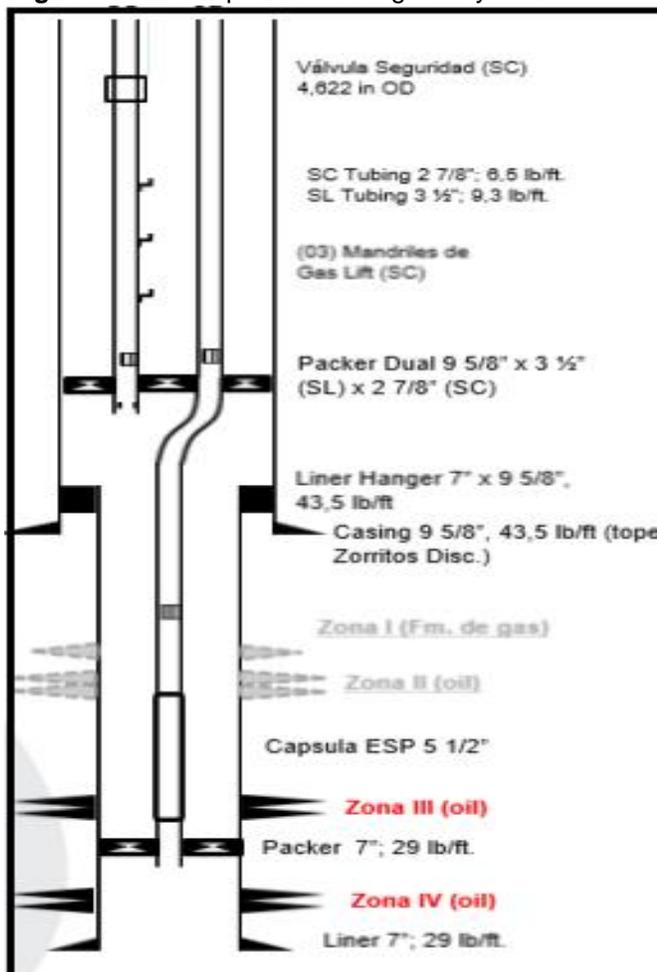
Figura 23. Sartas paralelas con gas lift



Fuente: DELRIO S.A.

- **Completamiento dual de sartas paralelas con Gas Lift y BES:** este completamiento consiste en utilizar una BES para la zona más profunda ubicándola y los mandriles de Gas Lift para inyectar en la zona menos profunda, el empaque dual es necesario como en la configuración anterior y la BES podrá estar ubicada debajo del empaque o encapsulada por encima. Ver **Figura 24.**

Figura 24. Sartas paralelas con gas lift y BES



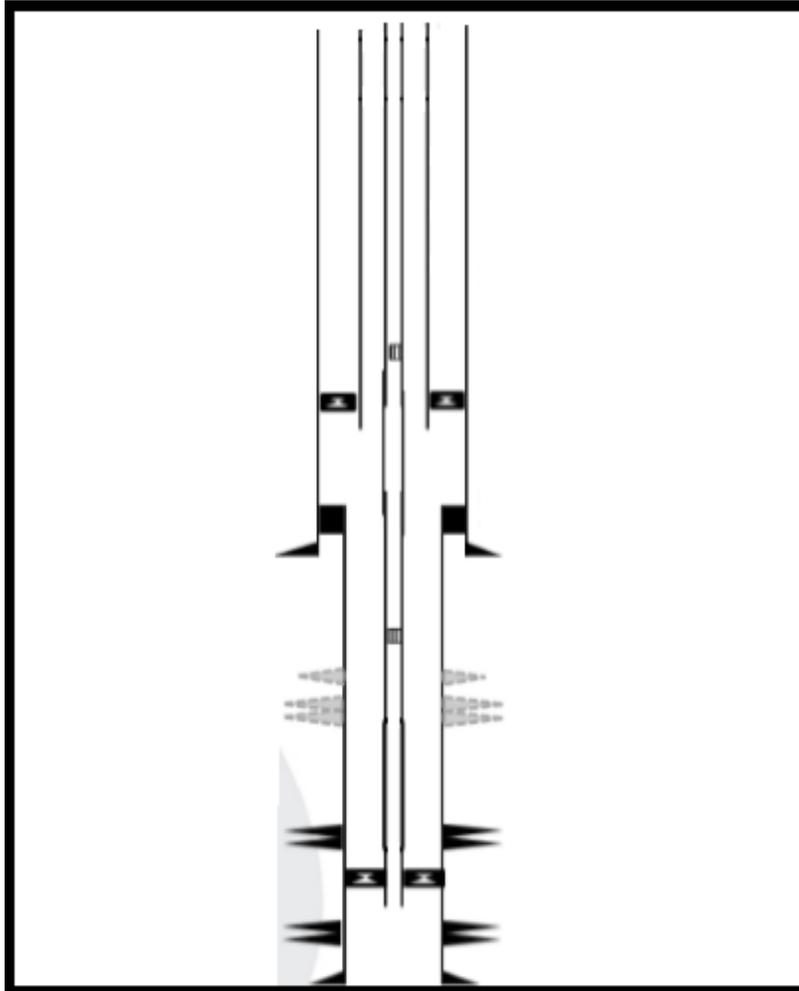
Fuente: DELRIO S.A.

Más adelante se explicarán con un poco más de detalle los componentes que se usan para la adaptación de las BES en los completamientos duales.

- **Completamiento dual con sarta concéntrica:** esta configuración consta de dos tuberías una de menor diámetro comúnmente 2 7/8" que pasa por el medio de la otra tubería que es normalmente de 5 1/2" creando un micro espacio anular entre ellas, hace uso de un empaque ubicado por debajo de las ultimas perforaciones de la zona superior el cual tiene por debajo la tubería de menor diámetro donde se conducirá el fluido de la zona más profunda, por encima del empaque se encuentra el camino que conduce por la tubería de mayor diámetro en donde se produce la zona menos profunda, ver **Figura 25**. Este completamiento se puede usar cómodamente en tuberías con revestimiento de 9 5/8" o 7". Aunque este tipo de completamiento presente mayor complejidad debido a los componentes que posee y a las operaciones de adecuamiento, ha

sido de gran aceptación para producir dos zonas independientemente en pozos donde las sartas paralelas no sirven porque proporcionan las formas más económicas de producir dos zonas separadamente.

Figura 25. Completamiento con sarta concéntrica

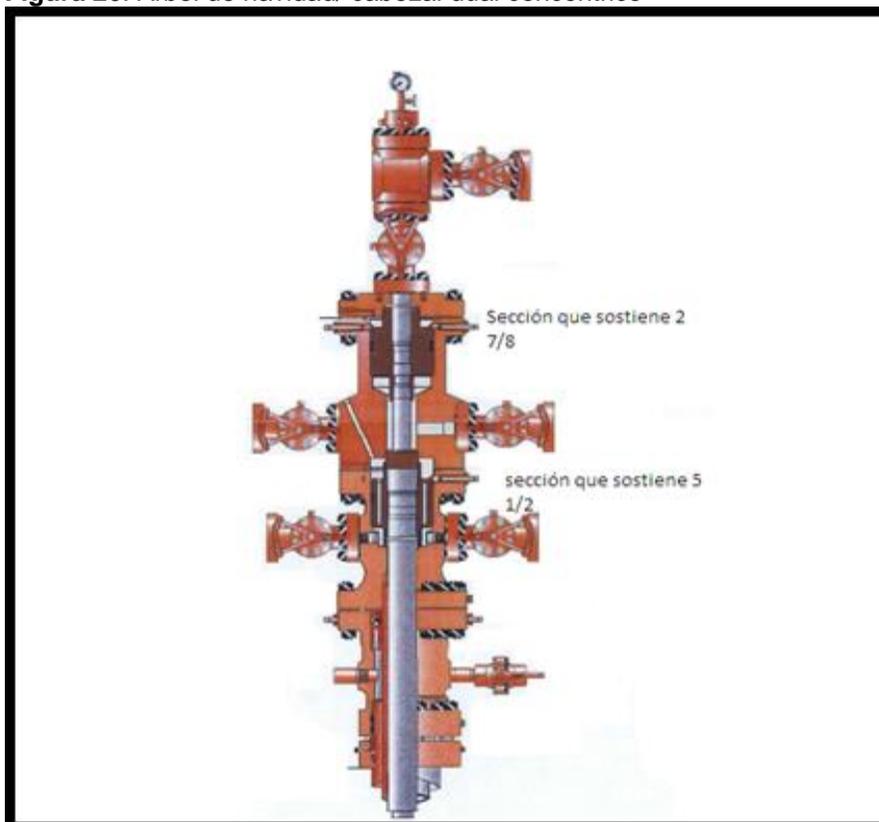


Fuente: DELRIO S.A.

Algunos de los componentes que se utilizan en los completamientos con tubería concéntrica son:

- **Árbol de navidad y cabezal dual:** el cabezal dual para la tubería concéntrica consta de dos secciones en donde la más baja sostiene la tubería de 5 1/2" y la sección más alta sostiene la tubería de 2 7/8" saliendo por líneas de flujo independientes. La **Figura 26** muestra un diseño del cabezal y árbol de navidad dual.

Figura 26. Árbol de navidad/ cabezal dual concéntrico



Fuente: GARCÍA, Lenin. Análisis técnico-económico de completaciones dobles y su aplicación en la cuenca amazónica del ecuador. Tesis de grado. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de ingeniería en geología y petróleo. 2009. p 43. Modificada por autores.

Con esta configuración de tuberías el uso de levantamientos artificiales se hace limitado por el poco espacio que hay para su instalación, en la tubería de mayor diámetro no se pueden instalar componentes dentro de ésta porque su espacio está ocupado por la otra tubería dejando solo un espacio microanular y en la tubería de menor diámetro como tiene un tamaño reducido limita el espacio disponible para implementar el levantamiento. Sistemas de levantamientos artificiales que utilicen varillas dentro de la tubería difícilmente se podrán integrar a las tuberías concéntricas.

Los sistemas de Bombeo Electro Sumergible han sido los mayormente utilizados en las sartas concéntricas debido a que sus necesidades de espacio en fondo son reducidas ya que solo se debe instalar la Bomba, el motor, los sellos y otros componentes haciendo que su tamaño no supere los 40 ft. Actualmente existen varios componentes disponibles para la adaptación de dichas bombas como capsulas para cubrir la bomba, sistemas de bypass que conectan las dos tuberías

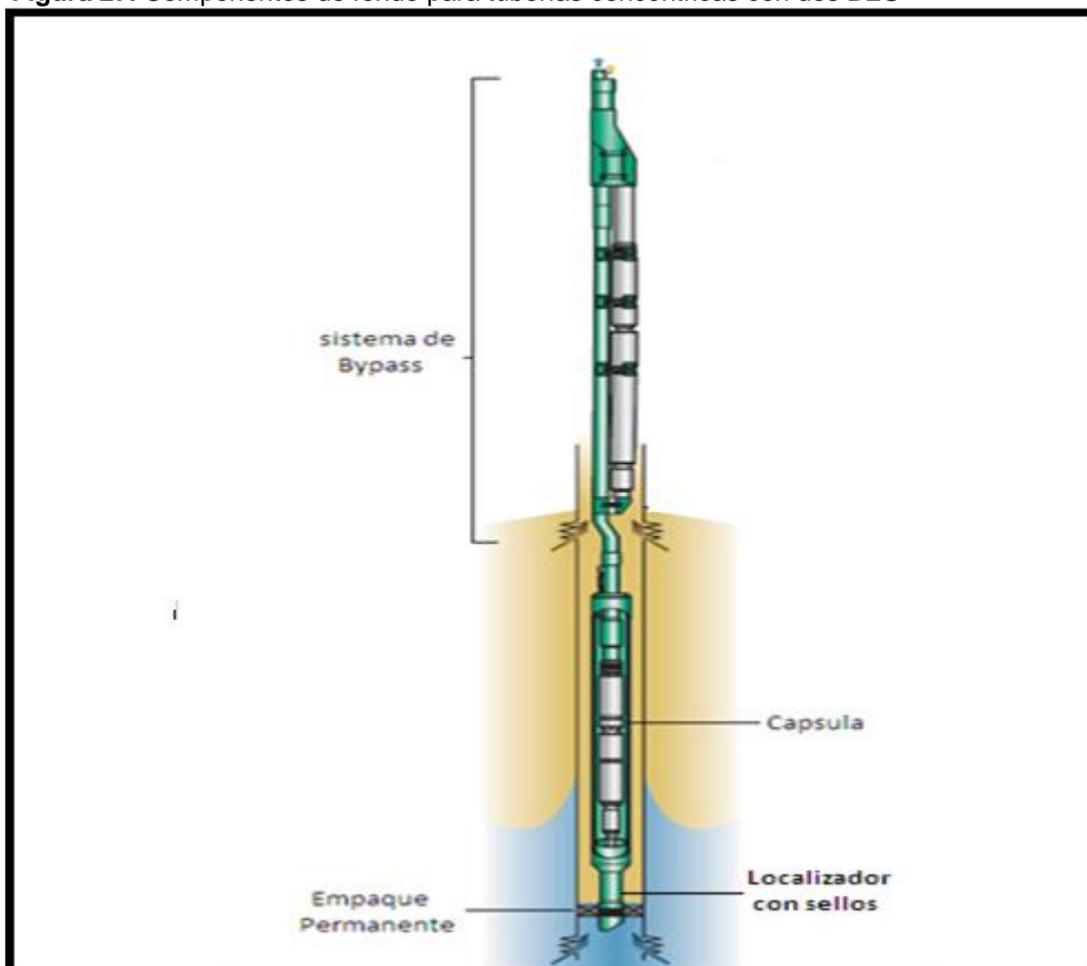
y la bomba. Además se han utilizado con éxito diferentes configuraciones en el ensamblaje de fondo donde al igual que en las sartas paralelas dependen del nivel que alcancen los fluidos.

Otros sistemas de levantamientos como el de inyección de gas han dado resultado cuando las condiciones son apropiadas para su instalación.

A continuación se muestran algunos ejemplos de las configuraciones del completamiento concéntrico junto a sistemas de levantamiento artificial.

➤ **Completamiento dual concéntrico con dos BES:** los completamientos duales concéntricos con sistemas de bombeo electro-sumergible han tenido un gran desarrollo en el diseño para adaptar los sistemas BES y así permitir que cada fluido de las diferentes formaciones sea tratado de manera independiente, como en la tubería de mayor diámetro no se pueden instalar por dentro, se necesita un sistema de bypass que permite conectar la salida de la bomba electro sumergible superior, con el espacio por el que circulará ese fluido, el sistema de *bypass* tiene piezas que ayudan a sostener el peso de la bombas y sostiene parte de la tubería de menor diámetro. Para la bomba inferior existen capsulas ubicadas por encima del empaque y no permitir que se mezclen los fluidos en la entrada de ésta. El completamiento con dos BES tiene dos diferentes configuraciones para la bomba inferior, ya sea dentro de una capsula o debajo del empaque permanente. Si el nivel de los fluidos permite poner la bomba por encima del empaque dentro de una capsula llenándola totalmente de fluidos para que la bomba siempre este en sumergencia, es el diseño que se prefiere debido a que cuando al momento de hacer mantenimiento al equipo inferior no se debe dañar el empaque permanente si no que se puede poner una junta de seguridad que permita separar el completamiento por encima del empaque. Por la anterior razón se explicará más a fondo la configuración de dos BES con encapsulamiento teniendo en cuenta que la otra configuración el completamiento del equipo superior es el mismo y el del equipo inferior se instala primera que el empaque permanente que separa las dos formaciones. La **Figura 27** muestra la configuración de fondo para un completamiento con dos BES.

Figura 27. Componentes de fondo para tuberías concéntricas con dos BES



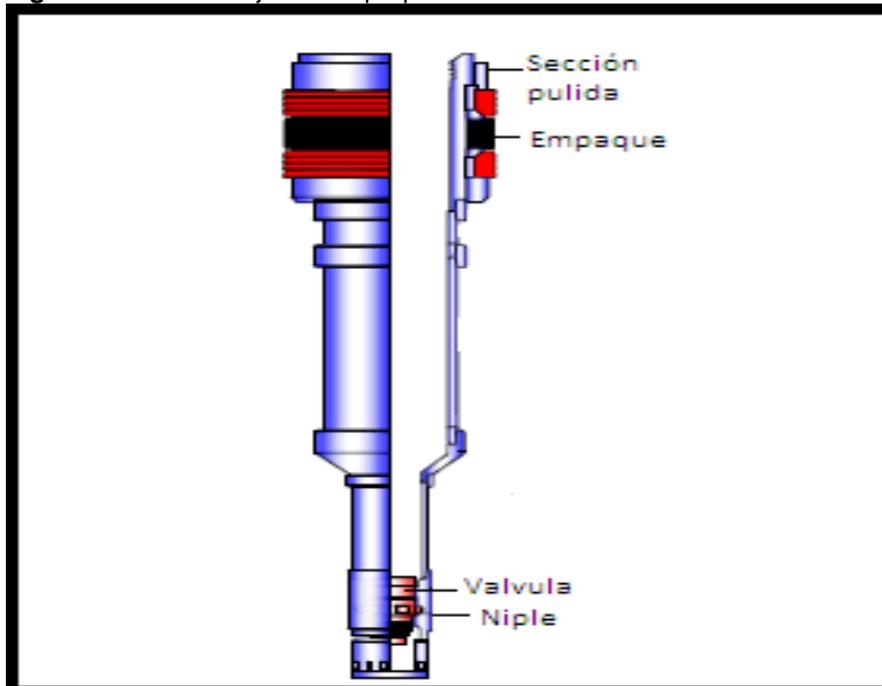
Fuente: RMSPUMPTOOLS. *Dual Concentric Multiple Zone*. [Citado el 12 de septiembre de 2015]. <http://www.rmsspumptools.com/productdownloads/Dual%20Concentric%20Multiple%20Zone.pdf>. Modificada por autores.

A continuación se muestran los componentes de una sarta concéntrica con capsula para la bomba en su orden de instalación según como lo muestra Ruiz⁴⁵.

- **Ensamblaje del empaque:** primero se asienta el empaque y unas cortas tuberías con un niple de asentamiento para poner una válvula allí, por encima del empaque hay una sección pulida para permitir el acople de un localizador con sellos. **Figura 28.**

⁴⁵RUIZ JUMBO, Carlos. Producción simultánea de petróleo de dos arenas diferentes mediante completaciones dobles concéntricas en el Bloque 15. Tesis de grado. Escuela Politécnica Nacional. Escuela de ingeniería en petróleo, 2007. P. 14-27.

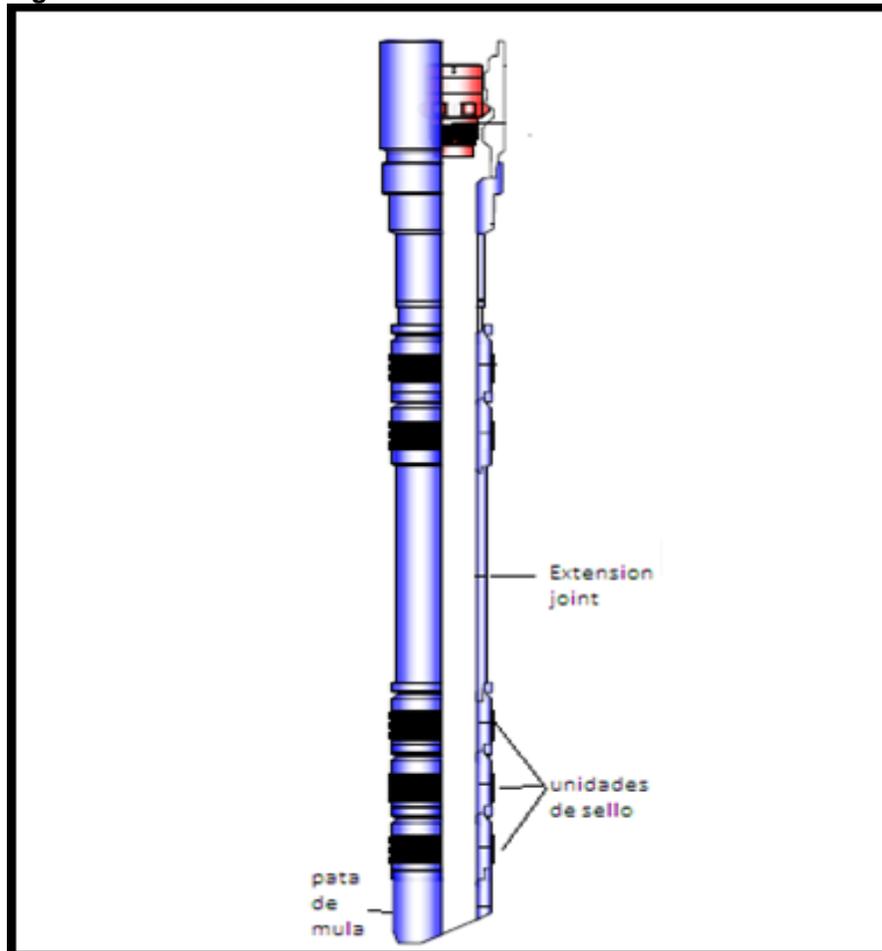
Figura 28. Ensamblaje del empaque



Fuente: RUIZ JUMBO, Carlos. Producción simultánea de petróleo de dos arenas diferentes mediante completaciones dobles concéntricas en el Bloque 15. Tesis de grado. Escuela Politécnica Nacional. Escuela de ingeniería en petróleo. 2007. p 16. Modificada por autores.

- **Ensamblaje de localizador con sellos:** este consta de unidades de sello y se aloja dentro del empaque para aislarlo de la tubería de producción esto con el fin de que los fluidos de la zona inferior se dirijan hacia la capsula. Este ensamblaje se compone de una pata de mula o guía de reentrada lo cual facilita la entrada a la sección pulida por encima del empaque, las unidades de sello y un pequeño tubo que ayuda a aliviar los cambios del tamaño de la tubería por los efectos de la temperatura. Un nipple de asentamiento que aloja una válvula también son ubicados allí. **Figura 29.**

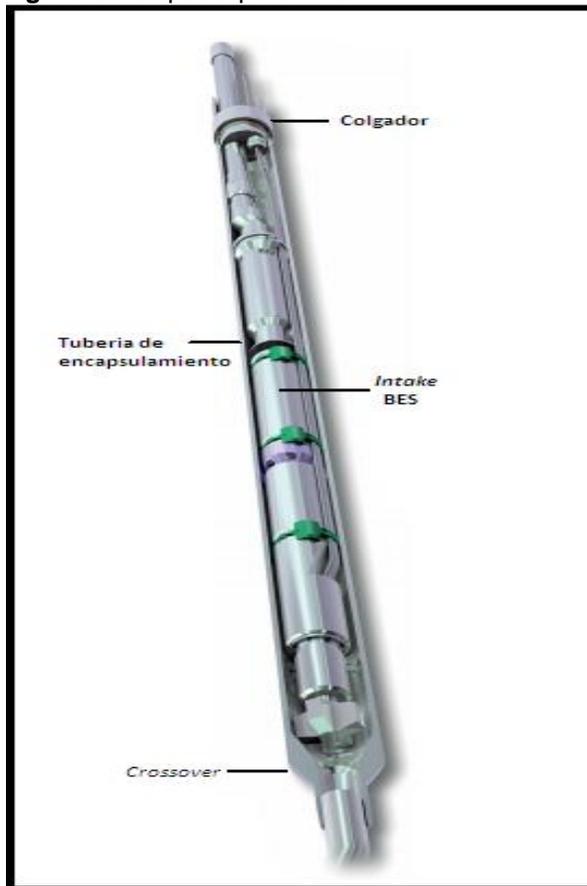
Figura 29. Localizador con sellos



Fuente: RUIZ JUMBO, Carlos. Producción simultánea de petróleo de dos arenas diferentes mediante completaciones dobles concéntricas en el Bloque 15. Tesis de grado. Escuela Politécnica Nacional. Escuela de ingeniería en petróleo. 2007. p 17. Modificada por autores.

- **Junta de Erosión o *Blass Joint* y Junta de Seguridad o *Shear Sub*:** las juntas de erosión son usadas frecuentemente en tramos donde la tubería debe estar expuesta al flujo directo de fluidos ya sea porque esta frente a los perforados o en la descarga de algún sistema de levantamiento artificial donde la velocidad allí aumenta y genera mayor desgaste, éstas juntas tienen un espesor de pared mayor que las tuberías convencionales por lo que resiste más ese desgaste. Las juntas de seguridad son componentes que se rompen cuando se aplica una fuerza de tensión mayor a un valor determinado lo que permite dejar libre ese extremo de la tubería y en las operaciones donde se necesite sacar la sarta para un reacondicionamiento o un cambio en el cual no sea necesario sacar el ensamblaje de fondo.

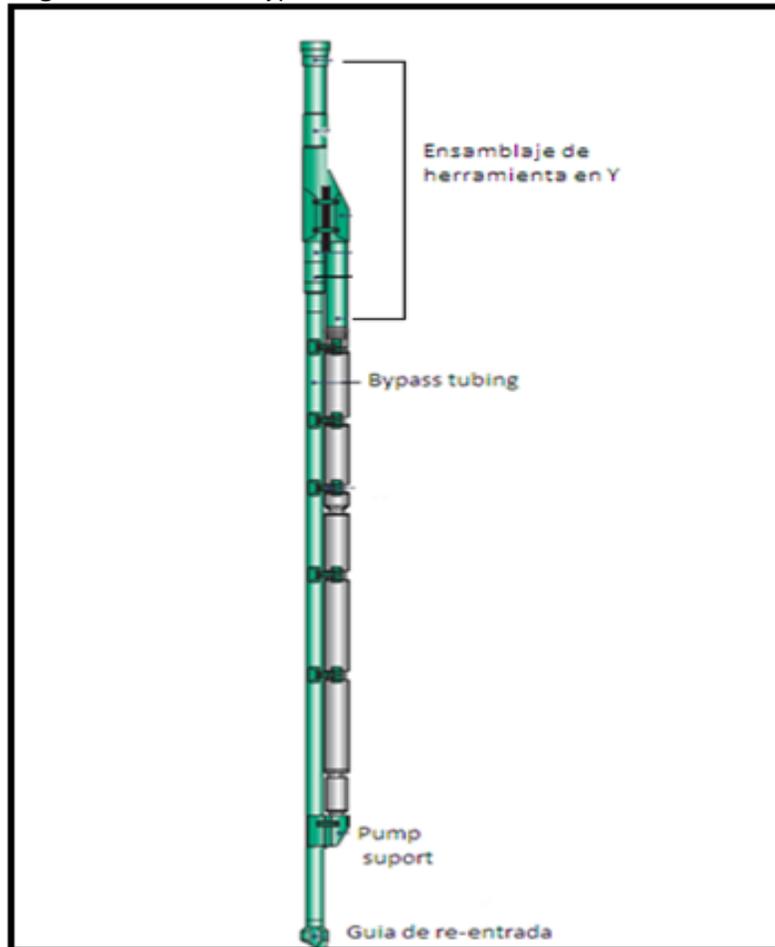
Figura 30. Capsula para BES



Fuente: RMSPUMPTOOLS. *Can Hanger*. [Citado el 12 de septiembre de 2015]. <http://www.rmstpump-tools.com/product-downloads/CAN%20Hanger%20N.pdf>. Modificada por autores.

- **Sistema de encapsulado:** este sistema contiene la bomba BES inferior y evita que los fluidos de la zona superior no entren a través de ésta, la capsula consta de la tubería donde se alojan los componentes de la bomba, las juntas de seguridad necesarias y un colgador que soporta el peso de ésta y de los demás componentes que se encuentran por debajo, este es fabricado con una aleación muy resistente y tiene elementos para asegurar la hermeticidad en el sistema evitando fugas. Ver **Figura 30**.
- **Sistema *bypass*:** este sistema está diseñado para poder acceder e intervenir la bomba electro sumergible superior sin necesidad de sacar el completamiento. En el sistema de *bypass* se encuentra el soporte de la bomba que ayuda a sostenerla, la tubería de *bypass* y el ensamblaje de la *Y-Tool*. Ver **Figura 31**.

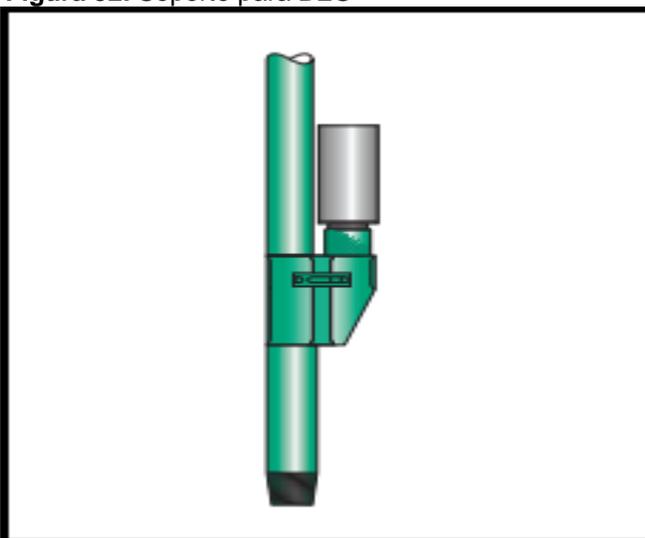
Figura 31. Sistema bypass



Fuente: RMSPUMPTOOLS. *ESP Bypass System Layout*. [Citado el 12 de septiembre de 2015]. <http://www.rmstpumptools.com/product-downloads/ESP%20Bypass%20Layout.pdf>. Modificada por autores.

- **Soporte de bomba o pump suport:** este soporte hace parte de la tubería del sistema de bypass y allí se conecta la base del motor de la bomba ESP (**Figura 32**). La función principal de este bloque es el de crear una plataforma para levantar la bomba mientras se instala este ensamblaje y así evitar que se generen daños en los equipos o en el cable debido al arrastre de la tubería. También sirve para transferir las fuerzas compresionales que se dan debido al peso y para que no afecten al BES. Para las fuerzas tensionales que se dan debido a los componentes pesados que cuelgan bajo ella o debido a alzar la tubería este soporte se encarga de que la tubería del bypass sea la encargada de recibir todo el esfuerzo sin que se afecte la bomba.

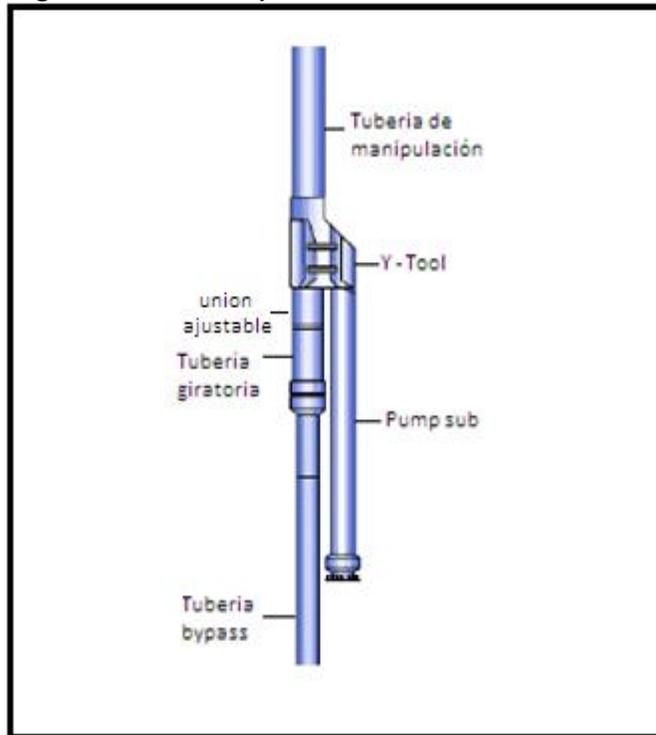
Figura 32. Soporte para BES



Fuente: RMSPUMPTOOLS. *ESP Bypass System Layout*. [Citado el 12 de septiembre de 2015].
<http://www.rmstpumptools.com/product-downloads/ESP%20Bypass%20Layout.pdf>.

- **Tubería de *by pass*:** aparte de que permite la intervención en la bomba sin sacar el ensamble de fondo ésta tubería también cumple con la función de permitir el paso de fluidos a través de ella y de la tubería de producción de menor diámetro. Esta tubería soporta las fuerzas tensionales del peso de la bomba inferior y la presión de la descarga de fluidos de ésta. Tiene un estándar de 2 7/8" para tuberías con revestimiento de 9 5/8" y de 2 3/8" para tuberías de revestimiento de 7".
- **Ensamblaje de la herramienta en Y (*Y-Tool*):** esta herramienta divide la sarta en dos brazos uno por el cual cuelga la bomba superior y el otro por el cual pasan los fluidos de la zona inferior y se dirigen aguas arriba por medio de la sarta de menor diámetro. Este ensamblaje consta de varios componentes que ayudan la instalación. Ver **Figura 33**.

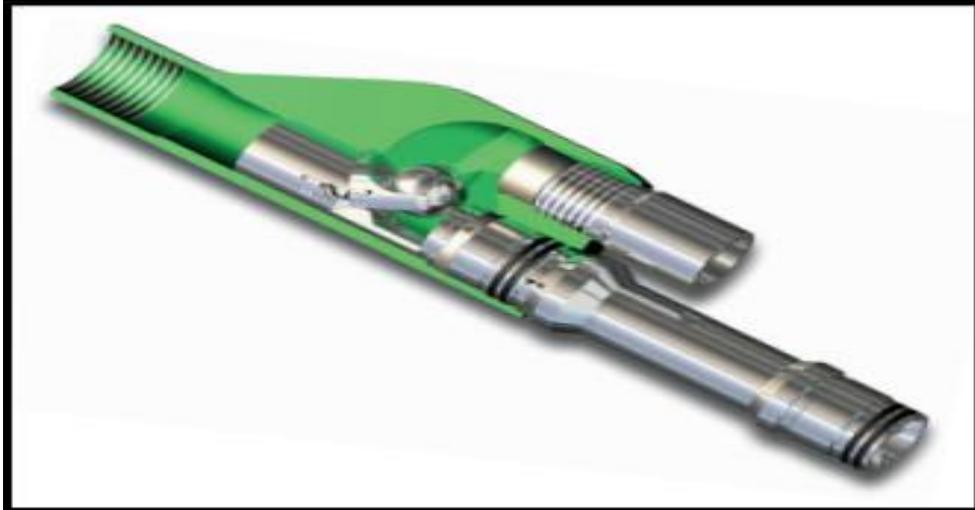
Figura 33. Ensamblaje Y tool



Fuente: RUIZ JUMBO, Carlos. Producción simultánea de petróleo de dos arenas diferentes mediante complectaciones dobles concéntricas en el Bloque 15. Tesis de grado. Escuela Politécnica Nacional. Escuela de ingeniería en petróleo. 2007. p 24.

- **Tubería de manipulación:** es una tubería entre 6 y 12 pies que ayuda a facilitar la manipulación del ensamblaje en Y, en la parte superior hay un niple de asentamiento con la válvula y la tubería de producción de mayor diámetro.
- **La Y-Tool o bloque en Y:** es la herramienta que divide la sarta en dos brazos, uno para entrada de la bomba superior y el otro brazo por el que se crea el camino que conduce los fluidos de la zona inferior, que vienen desde el ensamblaje de fondo a través de la tubería concéntrica. Ver **Figura 34**.
- **Tubería de bombeo (Pump Sub):** en esta tubería se conecta la bomba superior y sirve para aliviar la descarga de los fluidos de ésta al bloque Y.

Figura 34. Bloque en Y

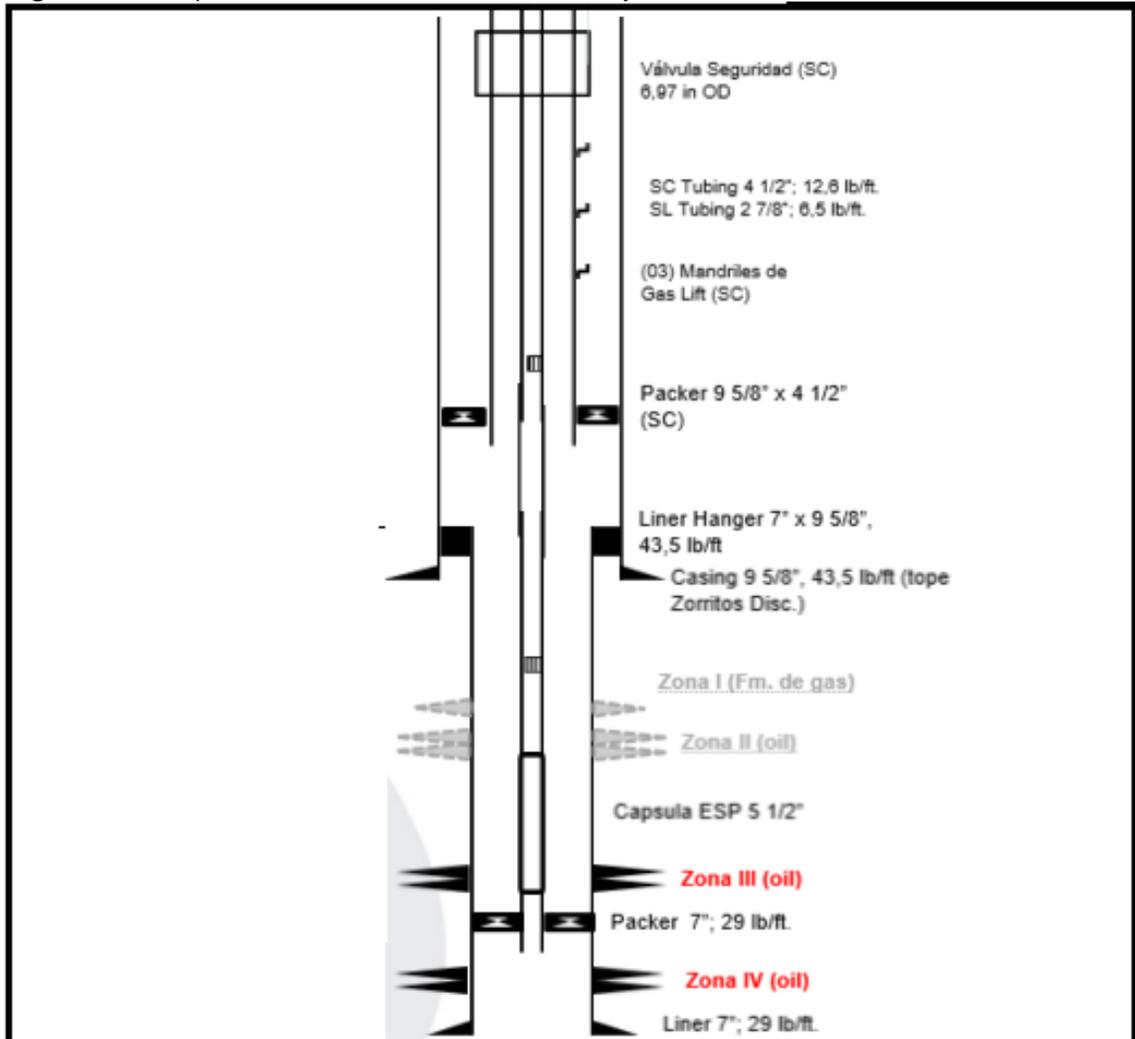


Fuente: RMSPUMPTOOLS. *Y-Chek*. [Citado el 12 de septiembre de 2015].

<http://www.rmstpumptools.com/product-downloads/Y-Check.pdf>

- **Unión Ajustable y Mecanismo Telescópico de Tubería Giratoria:** la unión ajustable permite hacer pequeños ajustes en la longitud de la sarta de tuberías mediante el accionamiento de un mandril que se mueve hacia adentro o hacia afuera para cambiar la longitud del ensamblaje, el mecanismo giratorio sirve para girar la tubería hasta 360°. Este mecanismo es utilizado para hacer el espaciado adecuado que permita conectar el ensamblaje de herramienta en 'Y' con la tubería *Bypass*.
- **Completamiento dual concéntrico con Gas lift y BES:** esta configuración hace uso de mandriles para inyectar gas los cuales se instalarán en la tubería de mayor diámetro por donde se producirá la formación menos profunda, esta configuración puede ser usada cuando hay presencia de gas en las formaciones productoras. Ver **Figura 35**.

Figura 35. Completamiento concéntrico con Gas lift y BES



Fuente: DELRIO S.A.

3. SELECCIÓN DEL POZO Y DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Los completamientos duales sirven para producir de dos formaciones simultáneamente sin que los fluidos de estas se mezclen, por lo anterior la característica principal de un pozo que sea candidato para utilizar en él un completamiento dual es porque se tiene presencia de dos intervalos con acumulación de hidrocarburos y con características diferentes por lo que se desean producir por separado. Debido a su complejidad estos completamientos tienen limitantes de espacio, inclinación, cantidad de producción y otros que determinan si el completamiento se puede instalar allí.

Como se dijo con anterioridad los pozos en el Bloque Cubiro experimentan una caída de presión alta en pocos meses por lo que se requiere tener en cuenta el sistema de levantamiento artificial óptimo para brindarle la energía al pozo para llevar los fluidos a superficie al caudal deseado. Los sistemas de levantamiento tienen varias limitantes ya sea por espacio, por profundidad, por caudal, por las necesidades en superficie y otras que se verán más adelante las cuales van a determinar cuál será el sistema de levantamiento ideal para el pozo tipo escogido en el Boque Cubiro.

3.1 SELECCIÓN DEL POZO TIPO

A continuación se determinarán los requisitos que debe tener el pozo para que en él se pueda instalar un completamiento dual.

3.1.1 Generalidades de los pozos del Bloque Cubiro. Los pozos del Bloque Cubiro tienen una profundidad aproximada de 5700 ft, los diámetros de éstos son en su mayoría de 7" y 9 5/8" en la tubería de revestimiento que va hasta el fondo, por lo que es posible implementar en éstos un sistema de completamiento dual, aunque hay que tener en cuenta que en los pozos de 7" el completamiento con sartas paralelas no se puede colocar porque la tubería de producción de menor diámetro disponible comercialmente es de 2 3/8" por lo que no es posible realizar una corrida con esta configuración allí, en cambio en un completamiento concéntrico si se puede instalar aunque solo con tuberías de 2 3/8" y 2 7/8". En los pozos de 9 5/8" cualquiera de los dos completamientos se puede instalar teniendo en cuenta las restricciones de tamaño.

Debido a la alta producción de arena en las dos formaciones productoras, la empresa operadora seleccionó un empaquetamiento con grava para controlarla, pero para C5 adicionalmente se decidió realizar un tratamiento químico a la matriz con el fin de evitar que los granos de arena más pequeños que no son atrapados

por el empaquetamiento llegue al equipo de levantamiento artificial que se seleccione.

El empuje en el Bloque se da por un acuífero activo por lo cual es necesario tener en cuenta la producción de agua debido a experiencias desfavorables que se han presentado anteriormente en donde los pozos terminan produciendo un 100% de agua, Este problema se mitiga con una buenas prácticas de cementación y cañoneo.

En el Bloque Cubiro se obtiene producción de los miembros impares de la Formación Carbonera, específicamente de C5 y C7, aunque también es posible extraer hidrocarburos de C3, ésta usualmente se deja cerrada para ser explotada posteriormente. Aquí solo se tendrán en cuenta los miembros C5 y C7 que se encuentran a una profundidad promedio de 5500 ft y 5600 ft respectivamente. El acuífero se ubica por debajo y muy cercano a la Unidad C7 de la Formación Carbonera, razón por la cual el corte de agua en ésta es mayor que en C5.

En cuanto la presión a la que se encuentra el yacimiento que en promedio esta entre 2100 psia y 2200 psia para C5 y C7 respectivamente, están por encima de la presión del punto de burbuja que con las pruebas PVT realizadas en otros pozos del Bloque no supera los 100 psig, en estas unidades de flujo no se ha encontrado presencia de gas por lo que el GOR (relación gas-aceite) tiene un valor de 80 scf/stb que cae rápidamente a valores más bajos después de un tiempo de producción, el factor volumétrico se encuentra cercano a 1 bbl/stb debido a que el fluido pierde poco volumen por el gas que se desprende. El aceite que se ha encontrado en estas unidades es uno liviano mayor a los 35°API. En las dos unidades se han encontrado cantidades considerables de agua debido a un acuífero activo que actúa como mecanismo de producción junto a la expansión de roca y fluidos.

3.1.2 Descripción del pozo tipo. El pozo tipo que se necesitará para implementar un completamiento dual se rige básicamente por las siguientes limitantes:

El tipo de pozo: es posible instalar un completamiento dual tanto en pozos verticales o ligeramente desviados, siempre y cuando la instalación del equipo no se vea afectada por el ángulo de desviación, el cual debe ser menor a 45°.

Dog leg: debe ser menor de 8°/100ft debido a que algunos componentes complejos del ensamblaje se podrían afectar por la desviación.

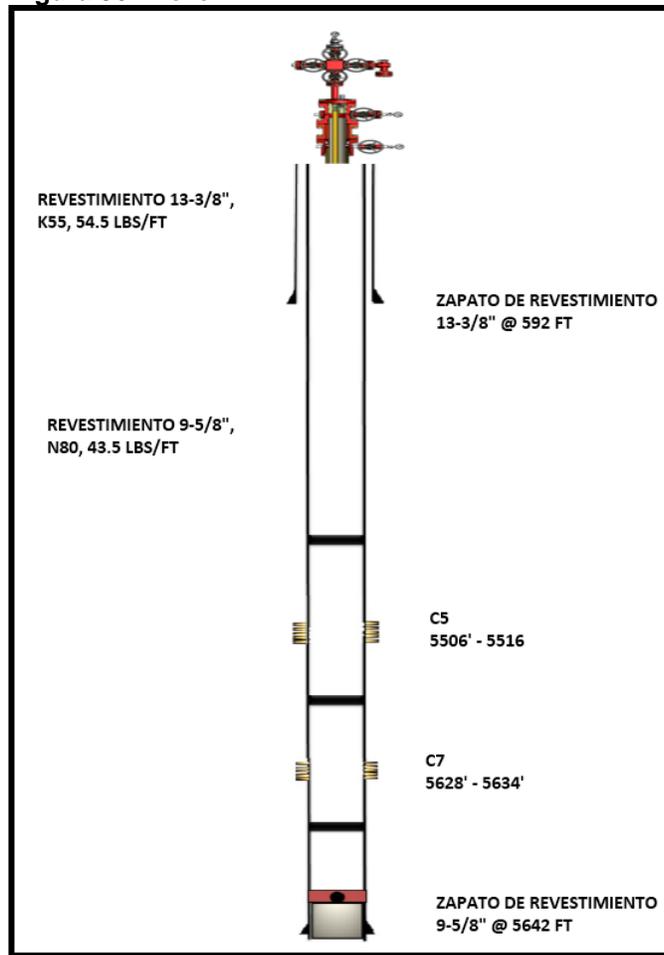
Diámetro de revestimiento: es necesario que tenga como mínimo 9 5/8" de diámetro, esto con el fin de tener la posibilidad de instalar cualquiera de los dos tipos de completamientos duales debido a que como se mencionó anteriormente en los pozos con revestimiento de 7" las sartas paralelas son más complicadas de instalar.

Separación entre arenas: la separación mínima que deben tener las arenas debe ser mayor a 100 pies esto con el fin de tener espacio para la instalación del ensamblaje del empaque que evite la mezcla de fluidos.

La producción de gas no será un problema debido a la baja presencia de éste en el Bloque.

Según estas limitantes y las condiciones descritas para poder implementar un completamiento dual la empresa de apoyo ha brindado el siguiente pozo ubicado en el polígono c del Bloque Cubiro y allí realizar el diseño del completamiento, Ver **Figura 36**.

Figura 36. Pozo A.



Fuente: DELRIO S.A.

En la **Tabla 1** se encuentran las características de la perforación del Pozo A y de las tuberías de revestimiento.

Tabla 1. Características del Pozo A

Características del Pozo A		Revestimiento superior		Revestimiento de fondo	
Tope	0 ft	Tope	0 ft	Tope	0 ft
MD	5650 ft	Base	592 ft	Base	5650 ft
TVD	5359 ft	Grado	K 55	Grado	N 80
KICK OFF	1196 ft	Peso	54.5 #/ft	Peso	43.5 #/ft
Inclinación	20.79°	OD	13 3/8"	OD	9 5/8"
Dog-Leg	0.3°/100 ft	ID	12.615"	ID	8.755"

Fuente: DELRIO S.A.

En la **Tabla 2** se muestran las características de los fluidos de las formaciones C5 y C7 atravesadas en el Pozo A

Tabla 2. Características de formación y fluidos del Pozo A

Características de formación y fluidos	C5	C7
Presión de yacimiento	2100 psi	2250 psi
Punto de Burbuja	92 psi	98 psi
Temperatura	185 °F	185 °F
Profundidad Media perforados	5511 ft	5631 ft
Espesor neto	17.5 ft	14 ft
Bo	1.062 by/stb	1.065 by/stb
Rsi	18 scf/stb	13 scf/stb
°API	37	39.5
μo@Pb	1 cp	1.008 cp
GOR	80 scf/stb	80 scf/stb
Corte de agua	15%	70%
Salinidad de agua	300 ppm	450 ppm

Fuente: DELRIO S.A.

Las pruebas de producción realizadas por la operadora indican que el pozo tiene un Índice de Productividad (IP) de 1.2 bbl/d/psia para C5 y de 4.5 bbl/d/psia para C7, obteniendo una tasa de producción estimada con valores de 790 BPD a 1000 BPD para C5 y una producción estimada de 1600 BPD a 2000 BPD para C7. En

vista de lo anterior es necesario determinar el SLA óptimo del Pozo A para lograr obtener producción a niveles rentables.

Una vez determinadas las características presentes en el pozo tipo, seleccionado para realizar en él la evaluación del completamiento apropiado, se debe empezar indicando cual sistema de levantamiento artificial es el que mejor se adecue a las condiciones y con el que se le brindará energía al pozo.

3.2 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Para la selección del sistema de levantamiento que más se adecue a las características del Pozo A se necesita evaluar todas las condiciones de instalación, operación y mantenimiento a las que va estar sujeto, debido a que los diferentes SLA se han diseñado para soportar ambientes de operación distintos. Muchas veces son varios los SLA que se pueden aplicar para un mismo pozo o grupo de pozos, por lo que determinar cuál es el sistema óptimo es de gran importancia para sacar el máximo provecho de éste, en algunas ocasiones un sistema se adapta perfectamente a las condiciones que se presentan en el pozo, pero el transporte de sus componentes al lugar es tan complicado que se deben llevar por vías aéreas, a veces resulta que la energía con la que funciona es difícil y/o costosa de conseguir, por lo que se busca otro sistema de levantamiento que sea más compatible tanto con las condiciones del pozo como las de superficie.

Lograr encontrar el sistema de levantamiento más compatible para una zona ha sido una tarea que ha venido avanzando a tal punto que se tienen metodologías o programas que sirven como apoyo. En general, como funcionan dichas metodologías y programas para poder determinar de manera óptima cual es el SLA para un pozo o grupo de pozos es evaluando cuantitativamente cada una de las características del pozo, del yacimiento, de los fluidos producidos y las condiciones en superficie con la compatibilidad de cada uno de los SLA.

Para lograr evaluar la compatibilidad de cada uno de los SLA se hace necesario contar con la información de los equipos donde especifique el tamaño y las condiciones críticas a las que pueda operar, además de las experiencias que se han tenido en la implementación.

Por lo anterior es útil contar con programas o fuentes que ayuden a determinar de la mejor manera el SLA apropiado. En este proyecto se usará como guía la metodología realizada en el proyecto que lleva por nombre “Evaluación técnica de

las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección”⁴⁶.

3.2.1 Criterios de selección. Los criterios que se utilizaron para la selección son aquellas características del pozo y el yacimiento que ya están establecidas naturalmente, por lo que no se pueden cambiar y que presentan limitantes para la aplicación de los diferentes SLA.

Los criterios que tienen mayor impacto y los que más afectan en la decisión de la selección son los propios del reservorio, los que no se pueden modificar y a los que debe adaptarse el SLA, como el caudal, la profundidad, el BSW, el GOR.

Otros criterios también importantes pero con un poco menos de impacto son los que afectan el desempeño del sistema como el diámetro del revestimiento, la presión en fondo, la temperatura, el tipo de recobro, la viscosidad del fluido, la producción de arena, los contaminantes presentes y la localización del pozo.

El último criterio es importante para tener confianza en que el sistema se pueda instalar correctamente y no se encuentren dificultades al momento de la adaptación, aunque presenten un menor impacto que los anteriores. La inclinación o el *dog-leg*, el tipo de completamiento, presencia de fluidos corrosivos, tratamientos que se apliquen, disponibilidad de energía para la operación y del espacio son los últimos criterios.

Los criterios pueden cambiar de nivel de impacto unos con otros dependiendo el tipo del SLA que se evalúe.

Es así como las características del yacimiento, del pozo, de los fluidos de producción y de la superficie se alojan en tres grupos de criterios que tendrán un porcentaje de influencia determinado en el proyecto guía antes referenciado. Estos porcentajes fueron determinados por el nivel de impacto con la que uno de los criterios era tomado en cuenta para la selección del sistema y la frecuencia con la que esto sucedía, para así obtener el valor de impacto y relevancia de cada criterio. Los criterios fueron llamados clase 1, clase 2 y clase 3 según el de más impacto al de menos y se determinaron valores de 42%, 40.5% y 17.5% consecuentemente.

⁴⁶ TORRES, Edgar y MUÑOZ, Álvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Trabajo de grado para Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. UIS, 2007. p. 94-145.

3.2.2 Metodología de selección. La metodología que se va a seguir para obtener el sistema de levantamiento más adecuado es la de evaluar los criterios con cada uno de los *screening** encontrados en el proyecto guía⁴⁷, los cuales son tablas que muestran el desempeño de operación del equipo según cada criterio para los diferentes SLA y así obtener un puntaje que permita compararlos.

A continuación se mostrará un ejemplo del *screening* obtenido del proyecto antes mencionado para el equipo de BES Ver **Tabla 3**, para ver los *screening* de otros sistemas de levantamiento convencionales (BM, BH, *Gas lift*, PCP) Ver **Anexo A**.

Tabla 3. Rangos de aplicabilidad de los diferentes criterios (Screening) para BES

Criterios	Rangos Bombeo Electrosumergible					
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Número de pozos					1	>1
Tasa de producción	<100 y >60000	100 a 200	201 a 300 y 50001 a 60000	301 a 1000 y 30001 a 50000	1001 a 10000 y 20001 a 30000	10001 a 20000
Profundidad del pozo	>15000	12501 a 15000	10001 a 12000	7501 a 10000	5001 a 7500	1 a 5000
Diámetro de revestimiento	2 3/8	4 1/2		5 1/2	7	>7
Inclinación del pozo	>80		71 a 80	41 a 70	11 a 40	0 a 10
Severidad del dogleg			>10		4 a 10	0 a 3
Temperatura	>450	351 a 450	326 a 350	251 a 325	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de fondo fluendo				14 a 300	301 a 500	>500
Tipo de completamiento	Múltiple					Simple
Tipo de recobro			Terciario		Secundario	Primario
Corte de agua				91 a 99.9	71 a 90	0.1 a 70

(*). La palabra *Screening* hace referencia a las tablas con los rangos de funcionamiento de cada sistema de levantamiento artificial que se encuentran en el proyecto guía.

⁴⁷Ibid., p. 94-116.

Tabla 3. (Continuación)

Criterios	Rangos Bombeo Electrosumergible					
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Viscosidad de fluido producido	>5000	201a a 5000	101 a 200	51 a 100	11 a 50	0.1 a10
Presencia de fluidos corrosivos			Si			No
Producción de arena	>200	101 a 200	51 a 100	16 a 50	6 a 15	0 a 5
GOR	>5000	4001 a 5000	1501 a 4000	501 a 1500	51 a 500	0 a 50
Presencia de contaminantes			Severa	Media	Leve	Nula
Tratamientos aplicados			Ácidos solventes inhibidores			Ninguno
Tipo de locación				Remotos	Offshore	Onshore
Energía eléctrica	Generada					Comprada
Espacio				Reducido	Amplio	Standard

Fuente: TORRES, Edgar y MUÑOZ, Álvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Trabajo de grado para Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. UIS, 2007. p. 94-145.

Los criterios para Pozo A se evaluarán ubicándolos en cada uno de los rangos que se observan en los screening, dándole a cada rango un valor numérico para poder hacer una comparación en términos matemáticos. El valor asignado para cada rango ira de 0 a 5 empezando con el menor valor (cero) para no aplicable y con el mayor valor (cinco) para óptimo. Ver **Tabla 4**.

Tabla 4. Valores cualitativos y cuantitativos para la evaluación

Valor cualitativo	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Valor cuantitativo	0	1	2	3	4	5

Como el Pozo A posee dos unidades productoras con diferentes propiedades se deberá utilizar esta metodología de selección para cada una por separado. Para el desarrollo de la metodología en este proyecto se utilizó la herramienta Excel para construir las tablas y realizar los cálculos requeridos.

A continuación se muestra en la **Tabla 5** las características del yacimiento, pozo, fluidos y superficie del Pozo A y los valores para cada formación, el caudal que se evalúa es el caudal máximo estimado.

Tabla 5. Tabla de criterios para selección.

Criterios	C5 Valor	C7 Valor
Número de pozos	1	1
Tasa de producción	1000 BPD	2000 BPD
Profundidad media perforados	5511 FT	5631 FT
Diámetro de revestimiento	9 5/8"	9 5/8"
Inclinación del pozo	22°	22°
Severidad del dogleg	0.3ft/ 100ft	0.3ft/ 100ft
Temperatura	185°F	185°F
Presión de fondo fluyendo	2100 psia	2250 psia
Tipo de completamiento	Dual	Dual
Tipo de recobro	primario	primario
Corte de agua	15%	70%
Viscosidad de fluido producido	1cP	1.008 cp
Presencia de fluidos corrosivos	no	no
Producción de arena	controlada	controlada
GOR	80 scf/STB	80scf/STB
Presencia de contaminantes	no	no
Tratamientos aplicados	no	iny quim
Tipo de locación	On shore	On shore
Energía eléctrica	comprada	comprada
Espacio	estándar	estándar

Como se observó en la **Tabla 5** las dos formaciones pertenecientes al mismo pozo se diferencian en algunos criterios y como se tratan de forma independiente se deben obtener resultados para cada una. Los criterios de las características del pozo y de las facilidades son iguales para las dos formaciones por que se encuentran en el mismo pozo, los que diferencian son las propias a cada reservorio y fluidos que tienen. El tipo de completamiento con el que se va a evaluar será uno dual sin tener en cuenta aun si es con sartas paralelas o concéntricas, el mecanismo de producción que presenta este pozo es por la compresión de roca y fluido y empuje hidráulico lo cual se trata como recobro primario, en la profundidad del pozo se utilizara la profundidad media de los perforados y los efectos por la desviación se tendrán en cuenta la inclinación o el

dog-leg según cada SLA, el diámetro de pozo es el del fondo, la producción de arena será controlada por lo que tendrá un valor mínimo y la energía que se consigue en ese sector del Bloque es comprando electricidad en líneas eléctricas cercanas.

A continuación se evaluarán los criterios con los *screening* para los siguientes sistemas de levantamiento convencionales: bombeo hidráulico, bombeo mecánico, bombeo electro sumergible y cavidades progresiva, los sistemas de levantamiento que funcionan con gas no serán tenidos en cuenta debido a que las formaciones tienen una poca cantidad de gas almacenada y además no se encuentran gasoductos cercanos a los que se puedan acceder, por lo que no hay disponibilidad de gas.

Las **Tablas 6 y 7** muestran la evaluación en términos cuantitativos que se le da a cada sistema de levantamiento frente al criterio de cada formación que se mide.

Tabla 6. Evaluación cuantitativa de los criterios para cada SLA para C5

Criterios	BM	BH jet	BH pistón	BES	PCP
Número de pozos	5	2	2	4	4
Tasa de producción	2	3	4	4	4
Profundidad del pozo	4	2	2	4	2
Diámetro de revestimiento	1	1	1	5	1
Inclinación del pozo	2	2	2	4	0
Severidad del dogleg	5	5	5	5	5
Temperatura	4	4	4	4	4
Presión de fondo fluyendo	1	4	4	5	4
Tipo de completamiento	2	3	3	0	2
Tipo de recobro	5	4	4	5	5
Corte de agua	5	4	4	5	4
Viscosidad de fluido producido	3	5	5	5	1
Presencia de fluidos corrosivos	5	5	5	5	5
Producción de arena	5	5	5	5	5
GOR	5	5	4	5	4
Presencia de contaminantes	5	5	5	5	5
Tratamientos aplicados	5	5	5	5	5
Tipo de locación	4	5	5	5	5
Energía eléctrica	4	3	3	5	4
Espacio	3	5	5	5	5

Tabla 7. Evaluación cuantitativa de los criterios para cada SLA para C7

Criterios	BH				
	BM	BH jet	pistón	BES	PCP
Número de pozos	4	2	3	4	4
Taza de producción	2	3	3	4	5
Profundidad del pozo	3	2	2	4	2
Diámetro de revestimiento	1	1	1	5	1
Inclinación del pozo	2	2	2	4	0
Severidad del dogleg	5	5	5	5	5
Temperatura	4	4	4	4	4
Presión de fondo fluyendo	1	4	4	5	4
Tipo de completamiento	2	3	3	0	3
Tipo de recobro	5	4	4	5	5
Corte de agua	1	1	1	5	1
Viscosidad de fluido producido	3	5	5	5	1
Presencia de fluidos corrosivos	5	5	5	5	5
Producción de arena	5	5	5	5	5
GOR	5	5	4	4	4
Presencia de contaminantes	5	5	5	5	5
Tratamientos aplicados	4	4	5	2	2
Tipo de locación	4	5	5	5	5
Energía eléctrica	4	3	3	5	4
Espacio	3	5	5	5	5

Luego de obtener esta evaluación numérica se procede a otorgarle el grado de influencia a cada criterio clasificándolos en los niveles de impacto hacia el SLA. En la **Tabla 8** se ve la clasificación de los criterios según el tipo de levantamiento artificial siendo la clase 1 el nivel que más causa impacto y el 3 el de menor impacto. Ésta clasificación se obtuvo con información del proyecto guía.

Tabla 8. Clasificación de los criterios en los niveles de impacto para cada SLA

Criterios	BM	BH jet	BH pistón	BES	PCP
Número de pozos	3	2	2	3	3
Tasa de producción	1	1	1	1	1
Profundidad del pozo	1	1	1	1	1
Diámetro de revestimiento	2	3	2	2	2
Inclinación del pozo	2	2	2	2	2
Severidad del dogleg	2	2	2	3	2
Temperatura	3	2	2	2	2
Presión de fondo fluyendo	2	2	2	2	3
Tipo de completamiento	3	3	3	2	3
Tipo de recobro	3	3	3	3	3
Corte de agua	1	1	1	1	1
Viscosidad de fluido producido	2	2	2	2	2
Presencia de fluidos corrosivos	2	3	3	3	2
Producción de arena	2	2	2	2	2
GOR	1	1	1	1	1
Presencia de contaminantes	3	3	3	3	3
Tratamientos aplicados	3	2	3	3	2
Tipo de locación	2	2	2	2	3
Energía eléctrica	3	3	3	2	2
Espacio	2	3	3	3	3

Fuente: TORRES, Edgar y MUÑOZ, Álvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Trabajo de grado para Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. UIS, 2007. p. 94-145.

Después de clasificar cada criterio dentro de los niveles de impacto se calcula el porcentaje de influencia con una breve operación; teniendo en cuenta el porcentaje en que influye cada clase de 42%, 40.5%, 17.5% este se divide entre la suma de la cantidad de criterios pertenecientes a cada nivel de impacto, lo que en todos los casos nos darán los siguientes resultados: 4 criterios pertenecen a la clase 1 entonces 42% dividido 4 es 10.5%, 9 criterios pertenecen a la clase 2 entonces 40.5% dividido 9 es 4.5% y 7 criterios pertenecen a la clase 3 entonces 17.5% dividido 7 es 2.5%. La **Tabla 9** muestra los resultados para cada sistema de levantamiento.

Tabla 9. Porcentaje de influencia para cada criterio según los diferentes SLA

Criterios	BM	BH jet	BH pistón	BES	PCP
Número de pozos	2.5	4.5	4.5	2.5	2.5
Tasa de producción	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
Profundidad del pozo	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
Diámetro de revestimiento	4.5	2.5	4.5	4.5	4.5
Inclinación del pozo	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Severidad del dogleg	4.5	4.5	4.5	2.5	4.5
Temperatura	2.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Presión de fondo fluyendo	4.5	4.5	4.5	4.5	2.5
Tipo de completamiento	2.5	2.5	2.5	4.5	2.5
Tipo de recobro	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Corte de agua	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
Viscosidad de fluido producido	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Presencia de fluidos corrosivos	4.5	2.5	2.5	2.5	4.5
Producción de arena	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
GOR	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
Presencia de contaminantes	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Tratamientos aplicados	2.5	4.5	2.5	2.5	4.5
Tipo de locación	4.5	4.5	4.5	4.5	2.5
Energía eléctrica	2.5	2.5	2.5	4.5	4.5
Espacio	4.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Total	100	100	100	100	100

Después se debe multiplicar el valor de la tabla de la evaluación cuantitativa y el de la tabla del porcentaje de influencia y dividirlo entre 5 (porque es el mayor valor dado cuando el equipo trabaja óptimamente), para así tener un valor representativo del desempeño individual de cada criterio, la suma de todos los desempeños individuales dará como resultado el porcentaje de desempeño total del sistema. Ver **Tablas 10 y 11**.

Tabla 10. Desempeño individual de cada criterio y total del SLA para C5

Criterio	BM	BH jet	BH pistón	BES	PCP
Número de pozos	2.5	1.8	1.8	2	2
Tasa de producción	4.2	6.3	8.4	8.4	8.4
Profundidad del pozo	8.4	4.2	4.2	8.4	4.2
Diámetro de revestimiento	0.9	0.5	0.9	4.5	0.9
Inclinación del pozo	1.8	1.8	1.8	3.6	0
Severidad del dogleg	4.5	4.5	4.5	2.5	4.5
Temperatura	2	3.6	3.6	3.6	3.6
Presión de fondo fluyendo	0.9	3.6	3.6	4.5	2
Tipo de completamiento	1	1.5	1.5	0	1
Tipo de recobro	2.5	2	2	2.5	2.5
Corte de agua	10.5	8.4	8.4	10.5	8.4
Viscosidad de fluido producido	2.7	4.5	4.5	4.5	0.9
Presencia de fluidos corrosivos	4.5	2.5	2.5	2.5	4.5
Producción de arena	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
GOR	10.5	10.5	8.4	10.5	8.4
Presencia de contaminantes	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Tratamientos aplicados	2.5	4.5	2.5	2.5	4.5
Tipo de locación	3.6	4.5	4.5	4.5	2.5
Energía eléctrica	2	1.5	1.5	4.5	3.6
Espacio	2.7	2.5	2.5	2.5	2.5
Desempeño total	74.7	75.7	74.1	89	71.4

Tabla 11. Desempeño individual de cada criterio y total del SLA para C7

Criterio	BM	BH jet	BH pistón	BES	PCP
Número de pozos	2	1.8	2.7	2	2
Tasa de producción	4.2	6.3	6.3	8.4	10.5
Profundidad del pozo	6.3	4.2	4.2	8.4	4.2
Diámetro de revestimiento	0.9	0.5	0.9	4.5	0.9
Inclinación del pozo	1.8	1.8	1.8	3.6	0
Severidad del dogleg	4.5	4.5	4.5	2.5	4.5
Temperatura	2	3.6	3.6	3.6	3.6
Presión de fondo fluyendo	0.9	3.6	3.6	4.5	2
Tipo de completamiento	1	1.5	1.5	0	1.5
Tipo de recobro	2.5	2	2	2.5	2.5
Corte de agua	2.1	2.1	2.1	10.5	2.1
Viscosidad de fluido producido	2.7	4.5	4.5	4.5	0.9
Presencia de fluidos corrosivos	4.5	2.5	2.5	2.5	4.5
Producción de arena GOR	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Presencia de contaminantes	10.5	10.5	8.4	8.4	8.4
Tratamientos aplicados	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Tipo de locación	2	3.6	2.5	1	1.8
Energía eléctrica	3.6	4.5	4.5	4.5	2.5
Espacio	2	1.5	1.5	4.5	3.6
Desempeño total	2.7	2.5	2.5	2.5	2.5
Desempeño total	63.2	68.5	66.6	85.4	65

Lo siguiente es contabilizar la cantidad de criterios con los que no es aplicable cada sistema y como según los *screening* el valor asignado en la evaluación cuantitativa es de cero para los rangos en que el equipo no es aplicable, se utilizan las **Tablas 6 y 7** para determinar la cantidad de ceros en cada SLA. Seguido a esto con la ayuda de la **Tabla 9** se realiza la suma del porcentaje de influencia de cada criterio contabilizado y así obtener qué porcentaje de no aplicabilidad tiene cada SLA. Para obtener el porcentaje de aplicabilidad se le resta al 100 % el valor obtenido.

Las Tablas 12 y 13 muestra la cantidad de criterios con la que los sistemas no son aplicables y los porcentajes de aplicabilidad de cada sistema para las dos formaciones.

Tabla 12. Porcentaje de viabilidad de los diferentes SLA para C5

C5	BM	BH jet	BH pistón	BES	PCP
# de ceros	0	0	0	1	1
% acumulado	0	0	0	4.5	4.5
% de viabilidad	100	100	100	95.5	95.5

Tabla 13. Porcentaje de viabilidad de los diferentes SLA para C7

C7	BM	BH jet	BH pistón	BES	PCP
# de ceros	0	0	0	1	1
% acumulado	0	0	0	4.5	4.5
% de viabilidad	100	100	100	95.5	95.5

Un último factor para la comparación es determinando cuando el equipo trabaja con limitaciones debido a que se puede incurrir en fallos prematuros del sistema, por lo que obtener el porcentaje de funcionamiento sin limitaciones en cada sistema es importante. Utilizando la misma forma de sacar el porcentaje de viabilidad, pero esta vez contabilizando la cantidad de criterios que en las **Tablas 6 y 7** se encuentran en uno, ya que es el rango de la evaluación cuantitativa en que el equipo trabaja limitadamente y con la suma total de los porcentajes de influencia de cada criterio contabilizado, se halla el porcentaje en que el equipo trabajaría con limitaciones. Para determinar el porcentaje de funcionamiento sin limitaciones se le quita al 100% el valor del porcentaje de no aplicabilidad y del porcentaje con limitaciones.

Las Tablas 14 y 15 muestran la cantidad de unos contabilizados en cada uno de los SLA, el porcentaje en que el equipo trabajaría con limitaciones y el porcentaje de funcionamiento sin limitaciones en cada formación.

Tabla 14. Porcentaje de funcionamiento sin limitaciones en cada SLA para C5

C5	BM	BH jet	BH pistón	BES	PCP
# de unos	2	1	1	0	2
% con limitación	9	2.5	4.5	0	9
% de funcionamiento	91	97.5	95.5	95.5	86.5

Tabla 15. Porcentaje de funcionamiento sin limitaciones en cada SLA para C7

C7	BM	BH jet	BH pistón	BES	PCP
# de unos	3	2	2	0	3
% con limitación	19.5	13	15	0	19.5
% de funcionamiento	80.5	87	85	95.5	76

Una vez obtenidos los tres valores representativos para la comparación se realizan las **Tablas 16 y 17** que permiten realizar una comparación más fácil involucrando allí los tres porcentajes para cada una de las formaciones.

Tabla 16. Resultados finales para C5

SLA	BM	BH jet	BH pistón	BES	PCP
% de desempeño total	74.2	74.8	74.1	87.5	68.7
% de viabilidad	100	100	100	95.5	95.5
% de funcionamiento sin limitaciones	91	97.5	95.5	95.5	86.5

Tabla 17. Resultados finales para C7

SLA	BM	BH jet	BH pistón	BES	PCP
% de desempeño total	52.22	56.72	54.26	79.6	52.62
% de viabilidad	100	100	100	95.5	95.5
% de funcionamiento sin limitaciones	80.5	87	85	95.5	76

3.2.3 Selección del sistema de levantamiento artificial para c5. Según la **Tabla 16** se aprecia que los 5 SLA tratados son viables para instalar debido a que tienen un porcentaje de viabilidad de casi el 100%, hay que tener en cuenta que para el BES el criterio que disminuye este porcentaje es el tipo de completamiento que para el Pozo A es un completamiento múltiple y en la metodología que se usó no tienen en cuenta que actualmente los equipos BES sí son aplicables en este tipo de completamientos, por lo que el porcentaje de viabilidad aumentaría al 100% teniendo en cuenta esto. Para PCP el porcentaje de viabilidad baja, debido a la inclinación que presenta el pozo ya que no es recomendable aplicarlo en pozos con desviaciones mayores a 10°.

Los 5 sistemas presentan altos porcentajes de funcionamiento sin limitaciones teniendo en cuenta que el BES podría obtener un porcentaje de funcionamiento del 100% si se tuviera en cuenta que estos sistemas son aplicables en

completamientos múltiples. El PCP es el que menor porcentaje de funcionamiento presenta por lo que de una vez queda descartado.

Para comparar cualitativamente el porcentaje de desempeño se asignan los rangos de aplicabilidad dados a continuación: para los valores entre 0% y 30% No aplicables, valores entre 31% y 50% Limitado, valores entre 51% y 65% Aceptable, valores entre 66% y 80% Bueno, valores entre 81% y 90% Excelente y valores entre 91 y 100% Óptimo.

Al comparar el porcentaje de desempeño de cada SLA se observa que el sistema de BES presenta los mayores valores, debido a que cumple casi excelente y óptimamente con todos los criterios presentes en el Pozo A, teniendo un valor aproximado al de desempeño Óptimo en el sistema. Los otros sistemas de levantamiento artificial se encuentran por debajo del 76 % de desempeño, indicando que no cumplen satisfactoriamente su operación debido a algunos criterios presentes en el Pozo A.

Sin un análisis más profundo se determina que el sistema de levantamiento artificial que más se adecua a las condiciones del Pozo A para la formación C5 es el sistema de Bombeo Electro-sumergible, respaldado por los datos presentados en este capítulo y porque este sistema es el que se ha implementado últimamente en los pozos del Bloque Cubiro.

3.2.4 Selección del sistema de levantamiento artificial para c7. Según la **Tabla 17** se aprecia que los 5 SLA tratados son viables para instalar debido a que tienen un porcentaje de viabilidad de casi el 100%, al igual que en C5 teniendo en cuenta que para el BES el criterio que disminuye este porcentaje es el tipo de completamiento, que para el Pozo A es un completamiento múltiple y en la metodología que se usó no tienen en cuenta que actualmente los equipos BES sí son aplicables en este tipo de completamientos, por lo que el porcentaje de viabilidad aumentaría al 100% teniendo en cuenta esto. Igual que en C5 para PCP el porcentaje de viabilidad baja debido a la inclinación que presenta el pozo ya que no es recomendable aplicarlo en pozos con desviaciones mayores a 10°.

Para C7 el SLA que presenta mayor porcentaje de funcionamiento sin limitaciones es el de BES pudiendo alcanzar valores de 100% si se tuviera en cuenta que sí son aplicables en completamientos múltiples. Los otros 4 SLA pueden presentar limitaciones más tempranas que el BES debido a algunos criterios presentes en el Pozo A.

Teniendo en cuenta la misma evaluación cualitativa a los rangos de los porcentajes que se dieron para C5 el sistema de BES presenta un nivel de desempeño Excelente. Los otros 4 SLA presentan valores menores en el porcentaje de desempeño, ubicándolos en niveles Aceptables.

Sin analizar profundamente los datos se determina que el sistema de Bombeo Electro-sumergible es el que mejor se adecua a las condiciones del Pozo A para C7 debido a que cumple satisfactoriamente su operación con cada uno de los criterios del Pozo A y no trabaja limitadamente.

3.3 COMPONENTES DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL SELECCIONADO

El sistema de bombeo electro sumergible emplea la energía eléctrica convertida en energía mecánica para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta la superficie, mediante la rotación de una bomba centrífuga, descargando a una determinada presión. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico, que se encuentra ubicado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie, y conducida a través del cable de potencia hasta el motor. Los componentes que se deben incluir en un sistema de BES son los que se muestran en la **Figura 37**.

3.3.1 Componentes necesarios en superficie. Los componentes ubicados en superficie que se requieren en todos los sistemas BES se describen a continuación:

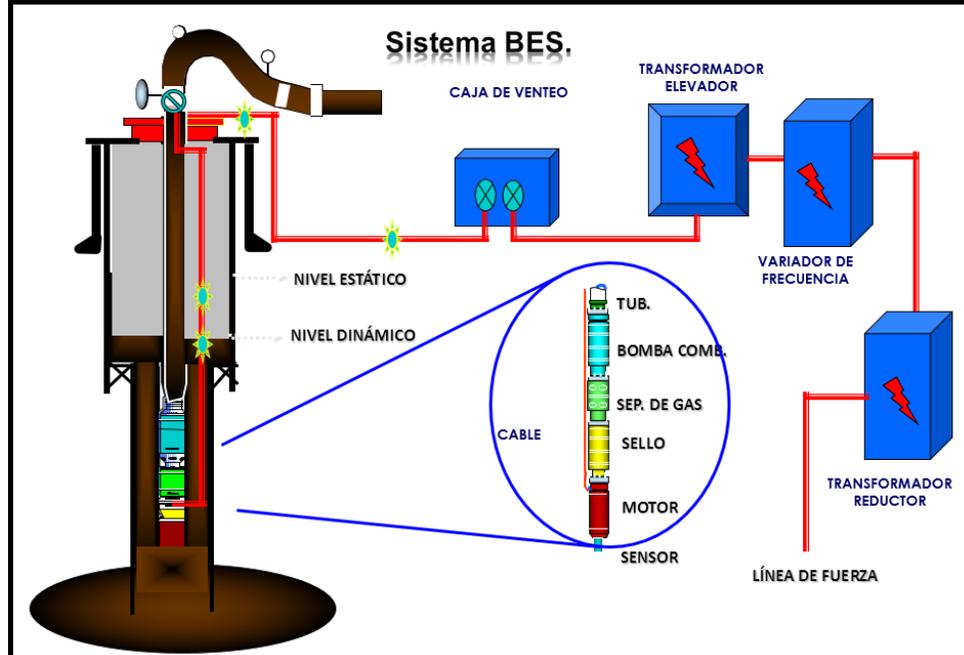
3.3.1.1 Transformador Reductor. Es el que reduce la energía del sistema general y las acondiciona al voltaje que requiere el Variador de Frecuencia.

3.3.1.2 Variador de Frecuencia. Un variador de velocidad ajusta el régimen de la bomba mediante la variación de velocidad del motor.

3.3.1.3 Transformador Elevador. Es el que aumenta la energía reducida por el transformador reductor y las acondiciona al voltaje que requiere el Motor de fondo

3.3.1.4 Caja de Venteo. Es la caja de conexiones del sistema. Permite conectar el cable de energía del equipo de superficie con el cable de conexión del motor. Funciona como punto de desconexión del equipo del cabezal desde el sistema eléctrico de superficie durante una intervención o reparación del pozo.

Figura 37. Componentes de un sistema BES



Fuente: ORDOÑES, Eder. Bombeo Electrosumergible (BES). [Diapositivas]. Bogota. Universidad América. 2014. 42 diapositivas

3.3.2 Componentes necesarios en subsuelo. Los componentes que se ubican en subsuelo y que requieren todos los sistemas BES se describen a continuación:

3.3.2.1 Sensor de Fondo. Es un instrumento electrónico unido al motor que recibe señales físicas de su entorno y luego son transformadas en señales electrónicas y enviadas a través del cable de potencia hasta el panel de control en superficie.

3.3.2.2 Motor Eléctrico. Recibe la energía desde una fuente superficial de corriente alterna creando un campo magnético que giran en el estator, estos inducen al rotor y al eje a girar en el estator.

3.3.2.3 Protectores y/o Sellos. Aíslan al motor de los fluidos del pozo y ecualizan la presión entre el pozo y el motor, permiten también la expansión o contracción del aceite para el motor. Se encuentra instalado entre el motor y la bomba.

3.3.2.4 Sección de Admisión de los Fluidos (Intake). Puede ser simplemente una sección ranurada convencional que sirva de filtro o un separador de gas.

3.3.2.5 El Separador de Gas. También provee entrada pero separa el gas antes que ingrese a la bomba.

3.3.2.6 Bomba. Es el componente encargado de impulsar el flujo desde las profundidades del yacimiento hasta la superficie. El número de etapas centrifugas determina la velocidad, la presión y la energía requerida.

3.3.2.7 Cable de Potencia. Conduce la energía necesaria para impulsar el motor desde superficie.

4. EVALUACIÓN TÉCNICA DEL COMPLETAMIENTO DUAL Y SU DISEÑO PARA EL POZO SELECCIONADO

En el presente capítulo se realizará una evaluación técnica de las diferentes configuraciones de completamiento dual para determinar la apropiada para el Pozo A, así como también el diseño del completamiento dual que se seleccione el cual consta del diseño del sistema de levantamiento artificial, la selección de los componentes del completamiento y el tamaño de las tuberías de producción.

4.1 EVALUACIÓN TÉCNICA DEL COMPLETAMIENTO DUAL

La evaluación técnica dará como resultado la configuración óptima de completamientos duales que mejor se adapta al pozo seleccionado haciendo una evaluación de cada una.

El completamiento debe comprender los equipos del sistema electro sumergible y como se mencionó en el capítulo dos tanto los completamientos de sartas paralelas como los completamientos de sartas concéntricas tienen dos distintas configuraciones con dos BES, las cuales dependen del nivel en que se encuentren los fluidos, como en el Pozo A se puede garantizar sumergencia de la bomba inferior esta es colocada dentro de una capsula por encima del empaque que separa las dos arenas, este diseño es mejor que el de poner la bomba inferior debajo del empaque debido a que el fluido que atraviesa la bomba vendrá de un área más pequeña.

La idea de un completamiento es que dure el mayor tiempo posible sin que sus componentes sufran alguna falla, por lo que garantizar la buena integridad de él permitirá que el pozo sea totalmente confiable.

4.1.1 Factores para la determinación del tipo de completamiento dual. Los factores que se usarán para evaluar las dos configuraciones serán el diámetro del pozo, los procedimientos de corrida y las herramientas especiales que requiere cada tipo de completamiento, esto con el fin de evaluar cuál es el más apropiado para el Pozo A.

4.1.1.1 Diámetro del pozo: el diámetro del revestimiento en fondo que se tiene en el Pozo A es de 9 5/8” por lo que hace limitado el uso de completamientos duales, para las sartas paralelas los tamaños de tubería que se podrían utilizar deben ser de 2 3/8” o máximo 2 7/8” pero hay que tener en cuenta el diámetro interno que está disponible para usar denominado “Drift” que para la tubería de revestimiento del Pozo A es de 8.559” no es suficiente para toda la instalación de los equipos de subsuelo requeridos. Con el tamaño de las dos tuberías y de los dos equipos de BES el completamiento quedaría demasiado estrecho y durante la corrida este podría sufrir arrastre por las paredes de la tubería de revestimiento, lo cual puede ocasionar daños en el cable de potencia y otros los componentes de fondo.

Para las sartas concéntricas el diámetro de 9 5/8” limita a utilizar equipos de BES con diámetros menores a 5” pero como cada tubería y equipo de BES se instala por separado los componentes no están expuestos a deslizamientos con la tubería de revestimiento, lo que hace de esta opción la más favorable evaluando este factor.

4.1.1.2 Procedimiento de corrida: el procedimiento de corrida de cada una de las configuraciones es diferente. Para instalar un completamiento de sartas paralelas, es necesario colocarlas al mismo tiempo, por lo que se debe hacer despacio y con mucho cuidado, para evitar que los componentes sufran arrastre con la tubería de revestimiento. En cuanto a la instalación de sartas concéntricas, se debe colocar primero la externa y después la interna asemejándola a la corrida de un completamiento sencillo.

El hecho de manejar dos tuberías al mismo tiempo, como en el caso del completamiento de sartas paralelas, hace que en superficie sean necesarias herramientas especiales como elevadores, cuñas y llaves para el manejo de estas, mientras que para las tuberías concéntricas se utilizan las mismas herramientas que se usan en los completamientos sencillos. Por la complejidad de instalar dos sartas conjuntamente hace que la corrida tarde alrededor de 7 días mientras que cuando se instalan las sartas concéntricamente la corrida es más parecida a una sencilla y la corrida tarde alrededor de 5 días.

La unión ajustable que permite cambios en la longitud de las tuberías se coloca a la altura del cabezal en las sartas paralelas haciendo cambios para todo el ensamblaje de las tuberías y a la altura del Bloque en Y para las concéntricas haciendo cambios de longitud solo en el ensamblaje de fondo. La instalación del cabezal doble es más complicada en las sartas paralelas debido al diseño especial de este y al manejo distinto que se da para adaptarlo, para la sarta concéntrica la

instalación del cabezal es muy similar a la de un completamiento sencillo por lo que el manejo no tendrá ninguna dificultad.

En cuanto a la instalación de las dos bombas electro-sumergibles en completamientos paralelos, el bloque soporte recibe el peso de la bomba y adicional el de la tubería que se corre conjuntamente, los protectores de cables serán los tradicionales de un completamiento con una bomba pero se tendrán que usar dos. Para los completamientos concéntricos, el bloque soporte resiste solamente el peso de la bomba durante la corrida y luego se cuelga en la *Y-Tool* para que esta ayude a soportar el peso, y se hace uso de un protector de cable dual que cubre los dos al mismo tiempo.

Por el procedimiento de corrida se refleja que la instalación de un completamiento concéntrico es más simple y segura debido a que no se requiere manipular demasiadas herramientas especiales ya que se asimila al manejo que se da en los completamientos sencillos, es así que la facilidad y la confiabilidad en las operaciones para la instalación se demuestran en el tiempo donde las sartas concéntricas son corridas más rápido que las sartas paralelas.

4.1.1.3 Herramientas especiales. Para las dos configuraciones de los duales se requieren herramientas especiales que no son usadas en los completamientos sencillos, las herramientas que se encuentran en el mercado suelen ser costosas debido a que se encuentran pocas empresas que se especialicen en su diseño. Es por esto que este factor es importante en la evaluación para identificar la cantidad y complejidad de las herramientas especiales en cada configuración.

Para las sartas paralelas se detectan 5 herramientas especiales que son: El cabezal del pozo / árbol de navidad que debe tener acceso a dos tuberías a lo largo de su diseño lo cual los hace más grandes que los convencionales, el *tubing hanger* que se encuentra ubicado en el cabezal y permite sostener las tuberías debe tener dos accesos haciéndola diferente de las convencionales, las *cuñas* manejadas en superficie para agarrar las tuberías deben tener dos espacios por lo que serán de mayor tamaño, las válvulas preventoras no se encuentran disponibles para poderse adaptar en dos tuberías paralelas y por último los *empaques dobles* también son diseñados especialmente para este completamiento ya que tienen dos entradas.

En las sartas concéntricas se detectan 2 herramientas especiales debido a que el resto se pueden manejar para una sola tubería como en los completamientos sencillos. El cabezal de producción y árbol de navidad tendrán dos accesos para las tuberías a lo alto de su diseño lo cual solo aumenta la altura del componente y

la *Y-Tool* que conecta la bomba superior con la tubería interna, es una herramienta que no solo se ha utilizado en sartas duales concéntricas sino también en otras sartas convencionales donde se desean hacer pruebas de flujo por diferentes caminos, así que aunque sea una herramienta especial su diseño ha ido mejorando considerablemente.

A través de los factores estudiados anteriormente y con ayuda de la opinión de expertos en la instalación y operación de completamientos duales se determinó que la configuración óptima para el Pozo A es la de un completamiento concéntrico ya que brinda mayor confiabilidad y seguridad en la corrida y en la integridad de los componentes por un largo tiempo, adicional el diámetro en que se deben manejar los componentes no permite la instalación segura de las sartas paralelas, el *tubing hanger* no brindaría bastante confiabilidad en las sartas paralelas debido a que debe tener cuatro aberturas dos para las tuberías y dos para los cables de potencia por lo que el material disminuiría su resistencia y podría romperse por la gran cantidad de peso que soporta.

4.2 DISEÑO DEL COMPLETAMIENTO DUAL

El diseño del completamiento dual consta en determinar las características del sistema de bombeo electro-sumergible que se va a usar para cada una de las formaciones y determinar el diámetro de las tuberías de producción con el que se puedan optimizar los volúmenes levantados, solo se tendrá en cuenta el diseño hasta el cabezal del pozo por lo que el análisis se realizará hasta allí. Se iniciará obteniendo un diseño de los equipos de BES que teóricamente se adecue a los requerimientos de la compañía operadora en el Pozo A, después se realizará una propuesta de los componentes que debe llevar el completamiento dual concéntrico y seguido se pasará a verificación a través de un software que mediante análisis nodal que va desde el yacimiento hasta el cabezal, mostrará si se cumplen los requerimientos en superficie con éste diseño y allí se cambiarán algunas variables de impacto para la producción y así encontrar si se pueden optimizar los volúmenes levantados por la reducción en pérdidas por fricción.

4.2.1 Diseño del sistema de bombeo electro sumergible. De acuerdo a las características del yacimiento, los fluidos y el pozo, dados en el **Capítulo 3**, se diseñará el equipo de BES para cada una de las formaciones, allí se tendrá en cuenta la energía que se requiere para llevar los fluidos hasta el cabezal. El equipo BES será diferente para cada formación debido a que manejan distintas variables de caudal, pero la metodología del diseño es la misma en las dos zonas.

Para el diseño de los equipos del BES se hará uso de la metodología denominada “*The 9 Step*” desarrollada por Baker Huges⁴⁸ de allí se sacaron las ecuaciones aplicadas.

Es muy importante tener en cuenta que en cualquier diseño de un equipo electrosumergible se debe hallar la profundidad de asentamiento de la entrada (intake) de la bomba correspondiente y que esta se puede variar para disminuir la entrada de gas, pero cuando se deben manejar dos equipos BES en un mismo pozo para dos formaciones diferentes que deben estar aisladas, la disponibilidad de poder variar las profundidades de asentamiento de las bombas se disminuye.

Las bombas se ajustan a la distancia requerida por los componentes que hacen parte de la tubería y las herramientas que se hacen cargo de sostener y adaptar las dos bombas y que distribuyen los fluidos de cada formación por caminos diferentes, el equipo electrosumergible para la formación inferior tendrá una distancia de 300 ft por encima de los perforados inferiores, con el fin de colocar el ensamblaje del empaque, ensamblaje del localizador con sellos, junta de erosión, junta de seguridad y el sistema de encapsulado, componentes mencionados en el **Capítulo 2**. La bomba superior se ubica 100 ft por encima de la bomba inferior, este es el espacio mínimo requerido para instalar el sistema de bypass entre ellas.

Como el tope de los perforados de la formación inferior C7 se encuentra a 5628 ft la profundidad del *intake* de la bomba inferior será de 5328 ft y la profundidad del *intake* de la bomba superior que manejará el fluido de C5 será de 5228 ft.

4.2.1.1 Diseño del equipo de BES para C5. La empresa operadora requiere cumplir con las siguientes consideraciones para el diseño del equipo:

- ✓ Caudal deseado: 1000 BFPD
- ✓ Índice de productividad del pozo: 1.2 stb/d/psia
- ✓ Presión en cabeza: 100 psia
- ✓ El equipo debe variar su frecuencia de 30 Hz a 60 Hz
- ✓ Índice de productividad a evaluar: 0.7 stb/d/psia, 850 BFPD. (Se debe evaluar a que índice de productividad es mejor operar la bomba).

El diseño deberá tener en cuenta una velocidad variable en el equipo y se debe determinar con cual IP es mejor operarlo. Para esto se seleccionará un equipo considerando el IP del pozo y después se analizará el rendimiento de la bomba frente a la disminución del IP que en realidad es una disminución en la presión de entrada a la bomba y por ende una disminución en caudal.

⁴⁸ BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. 31 p.

Los datos requeridos para el diseño se encuentran en la **Tabla 18** donde se encuentran las propiedades PVT de los fluidos y del reservorio.

Tabla 18. Datos requeridos para el diseño del equipo de BES en C5

C5			
Pyac	2100 psia	Rs @Pb	18 scf/stb
Tyac	185°F	Bo	1.062 by/stb
API	37	GOR	80 scf/stb
GE gas	0.64	Corte de agua	15%
GE agua	1.07	Tope perforados	5506 ft

Fuente: DELRIO S.A.

- **Capacidad de producción:** primero se debe calcular el nivel estático y dinámico de los fluidos en el pozo para determinar si la bomba se encuentra en total sumergencia a la profundidad de asentamiento determinada.

Ecuación 1. Nivel estático de fluidos.

$$\text{Nivel estatico: } \frac{P_{wf}}{\text{Gradiente de la mezcla}}$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centriflft. 1991. p 18.

Ecuación 2. Presión de fondo fluyente

$$P_{wf} = P_{yac} - \frac{Qd}{IP}$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centriflft. 1991. p 18.

Ecuación 3. Gradiente de presión de mezcla

$$\text{Gradiente mezcla: } 0.433 * (\%agua * GE_{agua} + \%oil * GE_{oil})$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centriflft. 1991. p 18.

Reemplazando las **Ecuaciones 1, 2 y 3** se calcula el nivel de la columna de fluidos cuando el pozo esta estático. El porcentaje de aceite en el gradiente de mezcla se halla restándole al 100% la fracción de agua y la gravedad específica del petróleo se obtiene de la gravedad API del mismo.

$$P_{wf} = 2100 - \frac{1000}{1.2} = 1266.66 \text{ psi}$$

$$\text{Gradiente de mezcla} = 0.433 * (15\% * 1.07 + 85\% * 0.84) = 0.378484078 \text{ psi/ft}$$

$$\text{Nivel estatico: } \frac{1266.66}{0.378484078} = 3346.68 \text{ Ft}$$

Ecuación 4. Nivel dinámico de fluidos

$$\text{Nivel dinamico: Profundidad tope perforados} - \text{nivel estatico}$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. p 18.

Reemplazando la **Ecuación 4** se obtiene el nivel de la columna de fluidos cuando se encuentra en producción.

$$\text{Nivel dinamico} = 5506 - 3346.68 = 2159.32 \text{ Ft}$$

Se observa con el resultado del nivel dinámico que para una profundidad de *intake* de 5228 ft la bomba se encuentra totalmente sumergida en el fluido.

Después se debe determinar la presión de la columna de fluidos por debajo de la bomba (PSI) con la **Ecuación 5** y luego determinar la presión en la entrada de la bomba (PIP) con la **Ecuación 6**.

Ecuación 5. Presión de fluidos por debajo de la entrada de la bomba

$$PSI = \text{Gradiente de mezcla} * (\text{tope perforados} - \text{Prof intake})$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. p 18.

Ecuación 6. Presión en la entrada de la bomba

$$PIP = P_{wf} - PSI \quad (\text{Ec. 6.})$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. p 18.

$$PSI = 0.378484078 * (5506 - 5228) = 105.22 \text{ psi}$$

$$PIP = 1266.66 - 105.22 = \mathbf{1161.45 \text{ psi}}$$

➤ **Cálculos de gas:** una vez determinados los aspectos anteriores se debe calcular el volumen de gas libre que recibe la bomba para saber si es necesario el uso de un separador, para ello se calcula el volumen total de gas para el caudal deseado con la **Ecuación 7** y el volumen de gas que permanece en solución con la **Ecuación 8**, la diferencia entre estos dos muestra la cantidad de gas que se libera durante la producción como se ve en la **Ecuación 9**.

Ecuación 7. Volumen total de gas

$$Vol\ total\ gas(mcf) = \frac{Qd * \%oil * GOR}{1000}$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. p 19.

$$Vol\ total\ gas = \frac{1000 * 85\% * 80}{1000} = 68mcf$$

Ecuación 8. Volumen del gas en solución

$$Vol\ gas\ en\ solución\ (mcf) = \frac{Qd * \%oil * Rsb}{1000}$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. p 19.

$$Vol\ gas\ en\ sol = \frac{1000 * 85\% * 18}{1000} = 15.3mcf$$

Ecuación 9. Volumen de gas libre

$$Vol\ gas\ libre = Vol\ total\ gas - Vol\ gas\ en\ sol$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. p 19.

$$Vol\ gas\ libre = 68 - 15.3 = 52.7\ mcf$$

Una vez determinado el valor del gas liberado se debe calcular el volumen total de fluidos a la entrada de la bomba (**Ecuación 14**), que se halla con la suma del volumen de cada fluido producido (petróleo agua y gas) a condiciones de yacimiento usando el factor volumétrico con las **Ecuaciones 10, 11 y 13**. Para el cálculo del factor volumétrico del gas en la **Ecuación 12** se asume el valor de Z por 0.85 y para el agua se asume que el volumen no cambia de yacimiento a superficie.

Ecuación 10. Volumen de aceite

$$Vol\ oil = Qd * \%oil * Bo$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. p 20.

$$Vol\ oil = 1000 * 85\% * 1.062 = 902.7\ bopd$$

Ecuación 11. Volumen de agua

$$Vol\ agua = Qd * \%agua$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. p 20.

$$Vol\ agua = 1000 * 15\% = 150bwpd$$

Ecuación 12. Volumen de gas

$$Vol\ gas = Vol\ gas\ libre * Bg$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. p 20.

Ecuación 13. Factor volumétrico del gas

$$Bg = 5.04 \frac{zT}{P}$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. p 19.

$$Bg = 5.04 \frac{0.85 * (460 + 185)^{\circ}R}{(1161.45 + 14.7)psia} = 2.349347\ bbl/mcf$$

$$Vol\ gas = 57.7 * 2.349347 = 123.81\ bgpd$$

Ecuación 14. Volumen total de fluidos a la entrada de la bomba

$$Vol\ total\ al\ intake = Vol\ oil + Vol\ agua + Vol\ gas$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. p 20.

$$Vol\ total\ al\ intake = 902.7 + 150 + 123.81 = 1176.51\ BFPD$$

El porcentaje de gas libre en la entrada de la bomba indica si se requiere un separador y se calcula reemplazando la **Ecuación 15**, cuando el porcentaje es mayor al 10 % es importante usar un separador para que no se afecte el desempeño de la bomba.

Ecuación 15. Porcentaje de gas libre

$$\%gas\ libre = \frac{Vol\ gas}{Vol\ total} * 100$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. p 20.

$$\%gas\ libre = \frac{123.81}{1176.51} * 100 = 10.52\%$$

Para el diseño del equipo que manejará la producción de C5 se debe utilizar un separador de gas.

Por último se determina la gravedad específica de la mezcla de fluidos agua, aceite y gas que se encuentra en la entrada de la bomba con las **Ecuaciones 16 y 17** para hallar el gradiente de presión de la mezcla con la **Ecuación 18**:

Ecuación 16. Gravedad específica de la mezcla de fluidos

$$G_{mezcla} = \frac{Masa\ total\ de\ fluidos}{Vol\ total * 5.6146 * 62.4}$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. p 20.

Ecuación 17. Masa total de fluidos

$$Masa\ total\ de\ fluidos = (bopd * G_{oil} + Bwpd * G_{agua}) * (5.6146 * 62.4) + (GOR * bopd * G_{gas} * 0.0752)$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. p 20.

$$\begin{aligned} Masa\ total\ de\ fluidos \\ &= (850 * 0.8398 + 150 * 1.07) * (5.6146 * 62.4) \\ &+ (80 * 850 * 0.64 * 0.0752) = 309584\ lbs/dia \end{aligned}$$

$$G_{mezcla\ intake} = \frac{309584}{1176.51 * 5.6146 * 62.4} = 0.7511$$

Ecuación 18. Gradiente de presión de la mezcla a la entrada de la bomba

$$Gradiente\ de\ mezcla\ al\ intake = 0.433 * G_{mezcla\ intake}$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. p 20.

$$Gradiente\ de\ mezcla\ al\ intake = 0.433 * 0.7511 = 0.325212\ psi/ft$$

- **Cálculos de la cabeza dinámica total del pozo (TDH):** se debe calcular la cabeza dinámica generada por la bomba a un caudal dado la cual indica la distancia de la columna de fluido que debe ser levantada para superar la distancia por encima del nivel dinámico del pozo, la fricción generada por la tubería de producción y cumplir con el requerimiento de presión en cabeza.

La distancia de la columna de fluido desde el nivel dinámico hasta superficie se denomina Hd y se halla con la **Ecuación 19**:

Ecuación 19. Distancia desde la columna de fluidos hasta superficie

$$Hd (ft) = Prof intake - \frac{PIP}{0.433 * G_{mezcla}}$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. p 21.

$$Hd = 5237 - \frac{1161.45}{0.433 * 07689} = 1656.65ft$$

Para calcular las pérdidas por fricción en la tubería se tiene tablas que determinan según el tamaño del diámetro interno las pérdidas cada 1000 ft o el factor de fricción (FF), (Ver **Anexo B**). El resultado de las pérdidas por fricción en toda la tubería será denominado Ft y se halla con la **Ecuación 20**.

Para C5 que es la formación con menor aporte la producción se realizará por la tubería concéntrica y se tendrá en cuenta una medida estándar de 2 7/8" para obtener el valor de pérdidas por fricción. Según la tabla se observa un valor de pérdidas de fricción de 20 pies cada 1000 pies.

Ecuación 20. Pérdidas por fricción

$$Ft = Prof intake * Factor de friccion (FF)$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. p 21.

$$Ft = 5228ft * \frac{20 ft}{1000ft} = 104.56 ft$$

Para cumplir con los requerimientos de 100 psi en cabeza, esto con el fin de llevar los fluidos hasta el tanque de almacenamiento, se debe elevar una carga extra representada por Pd y calculada con la **Ecuación 21**.

Ecuación 21. Requerimientos de presión en superficie

$$Pd = Presion en cabeza / Gradiente de mezcla al intake$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. p 21.

$$Pd = \frac{100 \text{ psi}}{0.325212 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}} = 307.49 \text{ ft}$$

Por último se realiza la suma de las distancias halladas anteriormente para determinar la cabeza dinámica de la bomba (**Ecuación 22**):

Ecuación 22. Cabeza dinámica de la bomba

$$TDH = Hd + Ft + Pd$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. p 21.

$$TDH = 1656.65 + 104.56 + 307.49 = \mathbf{2068.7 \text{ ft}}$$

➤ **Selección del tipo de bomba:** para seleccionar la bomba adecuada se debe escoger por 2 factores primordiales, el caudal que debe manejar y el diámetro disponible para el equipo.

Para C5 el caudal a manejar es de 1000 BFPD y el diámetro de asentamiento del equipo es dentro de un revestimiento de 9 5/8" con drift de 8.599", teniendo en cuenta que se instala en paralelo con una tubería de bypass de 2 7/8" el espacio disponible para el equipo de BES es menor a 6".

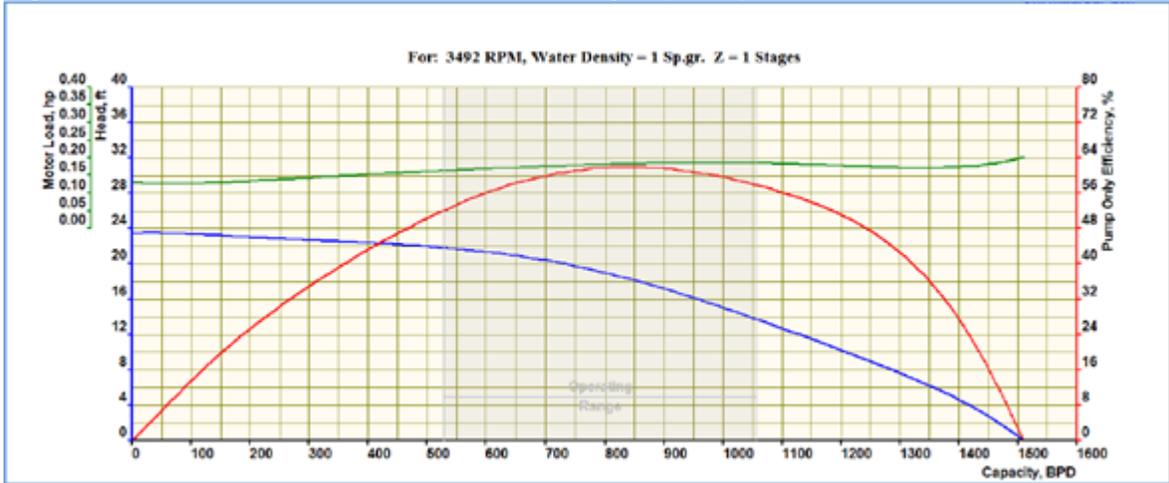
Los equipos que se pueden instalar en ese espacio son los de las series 400 o 500 (4 o 5 pulgadas de diámetro respectivamente) y con el caudal que se debe manejar de 1000 BPD los dos equipos cumplirían eficientemente con este objetivo funcionando dentro de sus rangos óptimos. Como los equipos de la serie 500 tiene mayor capacidad de levantamiento que los de la serie 400 el requerimiento de energía también será mayor, por lo que se decide escoger un equipo de la serie 400 ya que se cumple el objetivo de levantar 1000 BFPD con el menor gasto energético posible.

Con las anteriores consideraciones la empresa operadora brindó la información de rendimiento de una bomba de la serie 400 que cumple con el diseño predeterminado. Ver **Figura 38**.

De la **Figura 38** se obtienen los valores de cabeza por etapa y potencia por etapa para una producción de 1000 BPD esto con el fin de hallar el número total de etapas y los requerimientos de potencia.

La intersección con la curva de color azul muestra que la bomba tiene un levantamiento de 15 ft por etapa a un caudal de 1000 BPD y la intersección con la curva verde muestra un requerimiento de potencia de 0.19 HP por etapa.

Figura 38. Curva de rendimiento de la bomba escogida para operar en C5



Fuente: DELRIO S.A.

El número de etapas que va a requerir la bomba se calcula a continuación reemplazando la **Ecuación 23**:

Ecuación 23. Número de etapas que requiere la bomba

$$\#Etapas = \frac{TDH}{cabeza\ por\ etapa}$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. p 21.

$$\#Etapas = \frac{2068.7}{15} = 138\ etapas.$$

El requerimiento de potencia por la bomba se calcula con la **Ecuación 24**:

Ecuación 24. Potencia requerida por la bomba

$$BHP = \#Etapas * Potencia\ por\ etapa * G_{mezcla}$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. p 21.

$$BHP = 138 * 0.19 * 0.7511 = 19.68\ HP$$

- **Selección del motor:** el motor apropiado para el diseño es el que pueda cumplir con los requerimientos de potencia de 19.68 HP y adicional que sea de la serie 400 al igual que la bomba.

La empresa operadora determino el siguiente motor de los catálogos disponibles: **Serie 460, potencia desde 19HP hasta 640 HP, voltaje de 1500 y amperaje de 64.**

- **Selección del cable:** para seleccionar el cable en este tipo de completamientos se debe tener en cuenta el poco espacio que queda para su instalación ya que se instala la bomba superior en paralelo con la tubería de bypass y el cable, por lo tanto se hace uso de un cable plano que ocupa menor espacio y evita los problemas de deslizamiento de este con la tubería de revestimiento, teniendo en cuenta que este representa mayores valores en caída de voltaje a lo largo del cable. El número de cable se escoge de acuerdo al amperaje del motor que deba suministrar teniendo en cuenta que se tiene uno que funciona con 64 amperios por lo que se escoge un cable #4 que aunque tiene mayores caídas de tensión que el #2 y #1 este resulta ser menos costoso.

La caída de voltaje cada 1000 ft según la tabla del **Anexo C** para un cable #4 que funciona a 64 amperios es de 28 x 1.245 (factor de conversión por temperatura) sería igual a 34.86 V cada 1000 ft.

La longitud del cable que se necesitará será los 5228 ft de donde se encuentra asentada más 100 ft extras que se necesitan en superficie dando una longitud total de 5328 ft de cable.

- **Requerimientos de energía en superficie:** para determinar la energía que se requiere se obtiene el valor de corriente en kilovatios que se necesita para que funcione el motor, esto se obtiene multiplicando la relación de voltaje y amperaje requeridos.

Para determinar el voltaje total requerido en superficie se suma el voltaje del motor y la caída de voltaje en el cable (**Ecuación 25**). El amperaje total requerido es el mismo amperaje del motor.

Ecuación 25. Voltaje requerido en superficie

$$V_{sup} = V_{motor} + \frac{\text{caída de voltaje del cable} * \text{longitud del cable}}{1000}$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. p 23.

$$V_{sup} = 1500 + \frac{34.86 * 5328}{1000} = 1685.73V$$

Los kilovatios requeridos en superficie se determinan con la **Ecuación 26**:

Ecuación 26. Kilovoltios requeridos en superficie

$$KVA = \frac{V_{sup} * Amp \ motor * 1.73}{1000}$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. p 23.

$$KVA = \frac{1685.73 * 64 * 1.73}{1000} = 186KVA$$

El equipo que se debe escoger para controlar el motor debe cumplir con los requerimientos de KVA antes calculados.

Para el transformador debe convertir la corriente que llega de las líneas eléctricas al voltaje requerido en superficie de 1685.73V y a los KVA requeridos de 186.

➤ **Variación de frecuencia:** teniendo en cuenta que los valores dados en la **Figura 38** y los obtenidos por las anteriores ecuaciones son para frecuencias de la bomba de 60 Hz y que se debe realizar un diseño de frecuencia variable que va de 30 Hz a 60 Hz, se deben obtener las tablas multifrecuencia o tornado para la bomba seleccionada.

Para el diseño de las curvas tornado primero se obtiene la tabla de cabeza y caudal a 60 Hz. **Tabla 19.** Esta tabla se obtiene de los valores obtenidos en la **Figura 38** de la curva azul que representa el rendimiento de la bomba, los valores que se observan en negrilla representan los límites inferior y superior del rango óptimo de operación.

Tabla 19. Tabla de caudal y cabeza a 60 Hz para la bomba seleccionada en C5

Caudal BPD	Cabeza Ft
0	23.6
50	23.8
100	23.6
150	23.3
200	23
250	22.8
300	22.6
350	22.4
400	22.2
450	22.1
500	22
550	21.8
600	21.5
650	21
700	20.5
750	19.9
800	19
850	18
900	17.2
950	16.2
1000	15
1050	14
1100	13
1150	11.8
1200	10
1250	9
1300	7.5
1350	6
1400	4.5
1450	3
1500	0

Para convertir el caudal y la cabeza al cambio de frecuencia se aplican las **Ecuaciones 27 y 28**:

Ecuación 27. Conversión de caudal a diferentes frecuencias

$$\text{Nuevo caudal} = \frac{\text{nueva frecuencia}}{60 \text{ Hz}} * \text{Caudal a 60 Hz}$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centriflft. 1991. p 15.

Ecuación 28. Conversión de cabeza a diferentes frecuencias

$$\text{Nueva cabeza} = \left(\frac{\text{Nueva frecuencia}}{60\text{Hz}} \right)^2 * \text{cabeza a 60 Hz}$$

Fuente: BAKERHUGES. The 9 step. Centriflft. 1991. p 15.

Se desarrollará como ejemplo con el caudal deseado de 1000 BPD la conversión a 30 Hz, teniendo en cuenta que para los otros valores la metodología a seguir será la misma.

$$\text{Nuevo caudal} = \frac{30\text{Hz}}{60 \text{ Hz}} * 1000 = 500 \text{ BPD}$$

$$\text{Nueva cabeza} = \left(\frac{30\text{Hz}}{60\text{Hz}} \right)^2 * 15 = 3.75 \text{ ft}$$

Las **Tablas 20 y 21** muestran los datos obtenidos con las **Ecs 27 y 28** para frecuencias de 30 Hz a 60 Hz con aumentos de 5 Hz, la **Figura 39** muestra la gráfica de estas tablas.

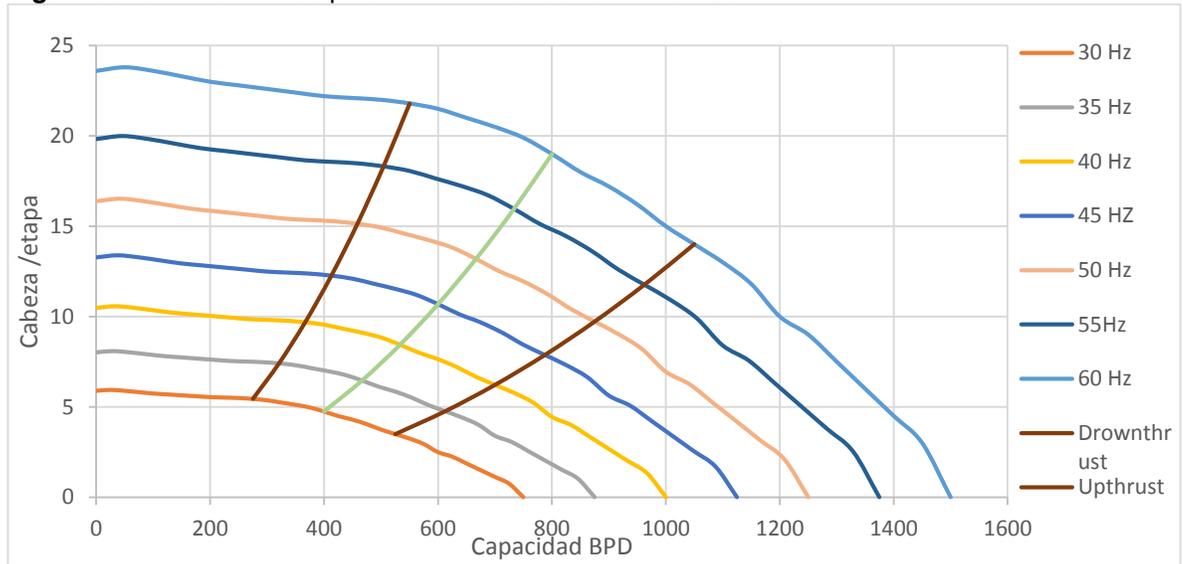
Tabla 20. Datos de caudal y cabeza para frecuencia de 30, 35, 40 Hz en C5

30 Hz		35Hz		40 Hz	
Caudal	Cabeza	Caudal	Cabeza	Caudal	Cabeza
0.00	5.90	0.00	8.03	0.00	10.49
25.00	5.95	29.17	8.10	33.33	10.58
50.00	5.90	58.33	8.03	66.67	10.49
75.00	5.83	87.50	7.93	100.00	10.36
100.00	5.75	116.67	7.83	133.33	10.22
125.00	5.70	145.83	7.76	166.67	10.13
150.00	5.65	175.00	7.69	200.00	10.04
175.00	5.60	204.17	7.62	233.33	9.96
200.00	5.55	233.33	7.55	266.67	9.87
225.00	5.53	262.50	7.52	300.00	9.82
250.00	5.50	291.67	7.49	333.33	9.78
275.00	5.45	320.83	7.42	366.67	9.69
300.00	5.38	350.00	7.32	400.00	9.56
325.00	5.25	379.17	7.15	433.33	9.33
350.00	5.13	408.33	6.98	466.67	9.11
375.00	4.98	437.50	6.77	500.00	8.84
400.00	4.75	466.67	6.47	533.33	8.44
425.00	4.50	495.83	6.13	566.67	8.00
450.00	4.30	525.00	5.85	600.00	7.64
475.00	4.05	554.17	5.51	633.33	7.20
500.00	3.75	583.33	5.10	666.67	6.67
525.00	3.50	612.50	4.76	700.00	6.22
550.00	3.25	641.67	4.42	733.33	5.78
575.00	2.95	670.83	4.02	766.67	5.24
600.00	2.50	700.00	3.40	800.00	4.44
625.00	2.25	729.17	3.06	833.33	4.00
650.00	1.88	758.33	2.55	866.67	3.33
675.00	1.50	787.50	2.04	900.00	2.67
700.00	1.13	816.67	1.53	933.33	2.00
725.00	0.75	845.83	1.02	966.67	1.33
750.00	0.00	875.00	0.00	1000.00	0.00

Tabla 21. Datos de caudal y cabeza para frecuencia de 45, 50 y 55 Hz en C5

45 Hz		50 Hz		55Hz	
Caudal	Cabeza	Caudal	Cabeza	Caudal	Cabeza
0.00	13.28	0.00	16.39	0.00	19.83
37.50	13.39	41.67	16.53	45.83	20.00
75.00	13.28	83.33	16.39	91.67	19.83
112.50	13.11	125.00	16.18	137.50	19.58
150.00	12.94	166.67	15.97	183.33	19.33
187.50	12.83	208.33	15.83	229.17	19.16
225.00	12.71	250.00	15.69	275.00	18.99
262.50	12.60	291.67	15.56	320.83	18.82
300.00	12.49	333.33	15.42	366.67	18.65
337.50	12.43	375.00	15.35	412.50	18.57
375.00	12.38	416.67	15.28	458.33	18.49
412.50	12.26	458.33	15.14	504.17	18.32
450.00	12.09	500.00	14.93	550.00	18.07
487.50	11.81	541.67	14.58	595.83	17.65
525.00	11.53	583.33	14.24	641.67	17.23
562.50	11.19	625.00	13.82	687.50	16.72
600.00	10.69	666.67	13.19	733.33	15.97
637.50	10.13	708.33	12.50	779.17	15.13
675.00	9.68	750.00	11.94	825.00	14.45
712.50	9.11	791.67	11.25	870.83	13.61
750.00	8.44	833.33	10.42	916.67	12.60
787.50	7.88	875.00	9.72	962.50	11.76
825.00	7.31	916.67	9.03	1008.33	10.92
862.50	6.64	958.33	8.19	1054.17	9.92
900.00	5.63	1000.00	6.94	1100.00	8.40
937.50	5.06	1041.67	6.25	1145.83	7.56
975.00	4.22	1083.33	5.21	1191.67	6.30
1012.50	3.38	1125.00	4.17	1237.50	5.04
1050.00	2.53	1166.67	3.13	1283.33	3.78
1087.50	1.69	1208.33	2.08	1329.17	2.52
1125.00	0.00	1250.00	0.00	1375.00	0.00

Figura 39. Curvas tornado para la bomba seleccionada en C5



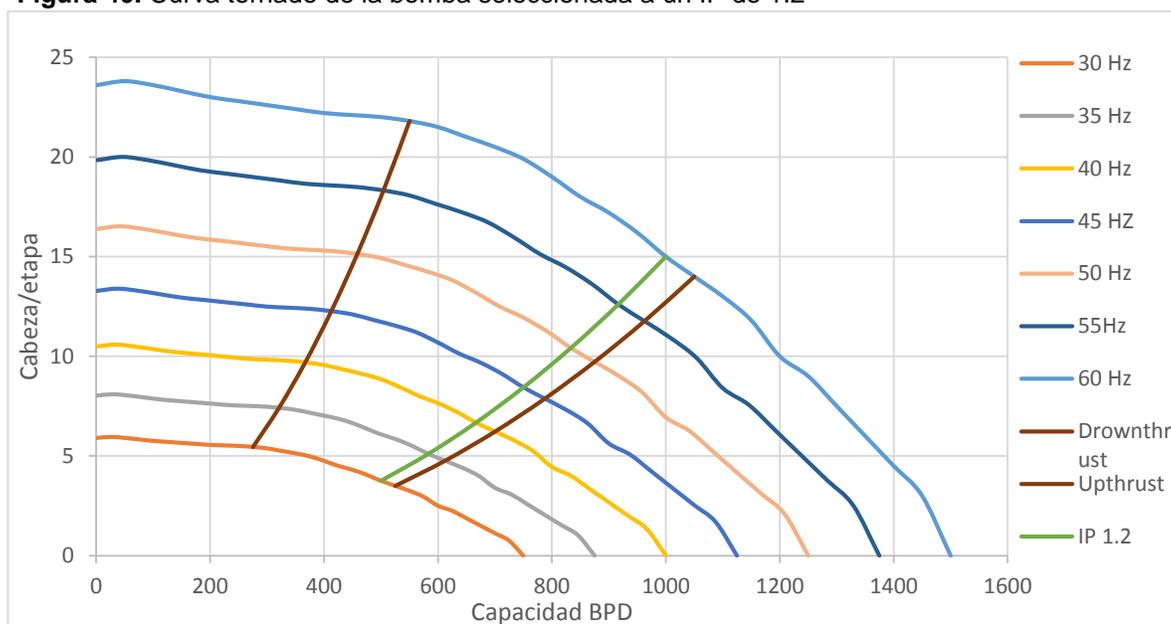
Las curvas de *drownthrust* y *upthrust* son las que determinan el rango óptimo de operación del equipo, para la bomba seleccionada el rango óptimo de operación a 60 Hz va de 550 BPD hasta 1050BPD. La curva verde (BEP) indica el punto de mayor eficiencia de la bomba a cada frecuencia tomando el punto de la mitad del rango óptimo, este es el punto en que teóricamente se debería manejar la producción en bomba para sacar el mayor rendimiento de ella

En el diseño de este equipo se debe variar el IP lo cual resultará en cambios en la curva de producción, se debe determinar con cual IP dicha curva se acerca más a la curva de mayor rendimiento (BEP). Para la curva de producción con el IP de 1.2 el caudal que se debe manejar es de 1000. La **Tabla 22** muestra las conversiones de cabeza y caudal para dicho IP y La **Figura 40** muestra la curva de producción a un IP de 1.2

Tabla 22. Tabla de producción a un IP de 1.2

Frecuencia	Caudal	Cabeza
30 Hz	500.00	3.75
35 Hz	583.33	5.10
40 Hz	666.67	6.67
45 Hz	750.00	8.44
50 Hz	833.33	10.42
55 Hz	916.67	12.60
60 Hz	1000.00	15.00

Figura 40. Curva tornado de la bomba seleccionada a un IP de 1.2

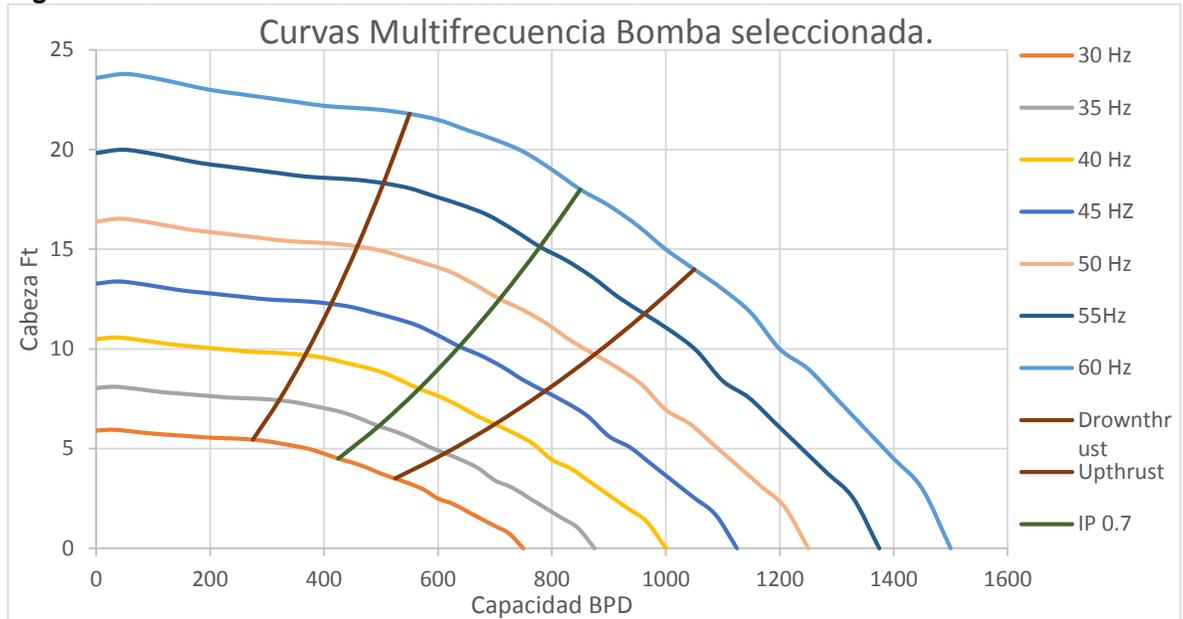


Para la curva de producción con el IP de 0.7 el caudal que se debe manejar es de 850 como se mencionó anteriormente en los requerimientos de la operadora. La **Tabla 23** muestra las conversiones de cabeza y caudal para dicho IP y la **Figura 41** muestra las gráficas.

Tabla 23. Tabla de producción a IP de 0.7

Frecuencia	caudal	cabeza
30 Hz	425.00	4.50
35 Hz	495.83	6.13
40 Hz	566.67	8.00
45 Hz	637.50	10.13
50 Hz	708.33	12.50
55 Hz	779.17	15.13
60 Hz	850.00	18.00

Figura 41. Curva tornado de la bomba seleccionada a un IP de 0.7



Con la información de las figuras se aprecia que para manejar la bomba variando la frecuencia de 30 a 60 Hz el IP más apropiado es el de 0.7 Bbls/d/psi demostrándose en la **Figura 41** que en cualquier frecuencia se va a mantener dentro de los rangos óptimos operacionales y además a valores muy cercanos del punto de mayor eficiencia (BEP). Si se quisiera manejar un IP de 1.2 Bbls/d/psi se observa que la curva de producción está cercana al límite operacional superior (*Upthrust*), se podría manejar este IP puesto que se encuentra dentro de los límites operacionales pero teniendo en cuenta que se trabajaría con menor eficiencia.

4.2.1.2 Diseño del equipo de BES para C7. La empresa operadora requiere cumplir con las siguientes consideraciones para el diseño del equipo:

- ✓ Caudal deseado: 2000 BFPD
- ✓ Presión en cabeza: 100 psia
- ✓ Índice de productividad del pozo: 4.5 stb/d/psia
- ✓ El equipo debe variar su frecuencia de 30 Hz a 60 Hz
- ✓ Índice de productividad a evaluar: 0.8 y 3.0 stb/d/psia, 1000 y 1850 BFPD respectivamente. (Se debe evaluar a que índice de productividad es mejor operar la bomba).

Para el diseño del equipo que va a manejar la producción proveniente de C7 se maneja el mismo procedimiento que se utilizó en C5. Los datos requeridos para

el diseño se encuentran en la **Tabla 24** donde se encuentran las propiedades de los fluidos y del reservorio.

Tabla 24. Datos requeridos para el diseño del equipo de BES en C7

C7			
Pyac	2250 psia	Rs @Pb	13 scf/stb
Tyac	185°F	Bo	1.065 by/stb
API	39.7	GOR	80 scf/stb
GE gas	0.64	Corte de agua	70%
GE agua	1.07	Tope perforados	5628 ft

Fuente: DELRIO S.A.

- **Capacidad de producción:** para determinar la profundidad de asentamiento de la bomba se debe tener en cuenta que esta se debe encontrar por debajo del equipo de C5 y por encima del empaque que separa las formaciones. Para darle el espacio correspondiente a los componentes del completamiento de la zona superior la profundidad de asentamiento de la bomba de C7 será 100 pies por debajo de la bomba de C5

$$\textit{Profundidad de asentamiento (Intake)} = 5228 + 100 = \mathbf{5328 \textit{ ft}}$$

La presión de la columna de fluidos por debajo de la bomba (PSI) y la presión en la entrada de la bomba (PIP) se determinan con las **Ecuaciones 3, 5, 2, y 6.**

$$\textit{Gradiente de mezcla} = 0.433 * (70\% * 1.07 + 30\% * 0.8265) = 0.43158 \textit{ psi/ft}$$

$$\textit{PSI} = 0.43158 * (5628 - 5328) = 129.47 \textit{ psi}$$

$$\textit{Pwf} = 2250 - \frac{2000}{4.5} = 1805.55 \textit{ psi}$$

$$\textit{PIP} = 1805.55 - 129.47 = \mathbf{1676.08 \textit{ psi}}$$

- **Cálculos de gas:** el volumen de gas libre se calcula con las **Ecuaciones 7, 8, 9.**

$$\textit{Vol total gas} = \frac{2000 * 30\% * 80}{1000} = 48 \textit{ mcf}$$

$$\textit{Vol gas en sol} = \frac{2000 * 30\% * 13}{1000} = 7.8 \textit{ mcf}$$

$$\mathbf{Vol\ gas\ libre = 48 - 7.8 = 40.2\ mcf}$$

Una vez determinado el valor del gas liberado se debe calcular el volumen total de fluidos a la entrada de la bomba. Para el cálculo del factor volumétrico del gas se asume el valor de Z por 0.85 y para el agua se asume que el volumen no cambia de yacimiento a superficie, se aplican las **Ecuaciones 10, 11, 12, 13 y 14.**

$$\mathbf{Vol\ oil = 2000 * 30\% * 1.065 = 639\ bypd}$$

$$\mathbf{Vol\ agua = 2000 * 70\% = 1400\ bwpd}$$

$$Bg = 5.04 \frac{0.85 * (460 + 185)^{\circ}R}{(1676.08 + 14.7)psia} = 1.6342\ bbl/mcf$$

$$\mathbf{Vol\ gas = 40.2 * 1.6342 = 65.7\ bgpd}$$

$$\mathbf{Vol\ total = 639 + 1400 + 65.7 = 2104.7BFPD}$$

El porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba se halla con **Ecuación 15.**

$$\%gas\ libre = \frac{65.7}{2104.7} * 100 = \mathbf{3.12\%}$$

Para el diseño del equipo que manejará la producción de C7 no se debe utilizar un separador de gas.

Por último se determina la gravedad específica de la mezcla de fluidos agua, aceite y gas que se encuentra en la entrada de la bomba, **Ecuaciones 16, 17 y 18:**

$$\begin{aligned} \mathbf{Masa\ total\ de\ fluidos} \\ &= (600 * 0.8265 + 1400 * 1.07) * (5.6146 * 62.4) \\ &+ (80 * 600 * 0.64 * 0.0752) = 700879\ lbs/dia \end{aligned}$$

$$G_{mezcla\ intake} = \frac{700879}{2104.7 * 5.6146 * 62.4} = 0.9505$$

$$\mathbf{Gradiente\ de\ mezcla\ al\ intake = 0.433 * 0.9505 = 0.4116\ psi/ft}$$

- **Cálculos de la cabeza dinámica total del pozo (TDH):** la distancia de la columna de fluido desde el nivel dinámico hasta superficie se halla con la **Ecuación 19**.

$$Hd = 5237 - \frac{1676.08}{0.433 * 0.9505} = 1255.53 \text{ ft}$$

Para calcular las pérdidas por fricción en la tubería mediante las tablas del **Anexo B**, se debe tener en cuenta que la formación C7 se va a producir por el espacio anular formado por las tuberías. Se toma como estándar una tubería anular con diámetro de 5 ½, diámetro interno de 4.892 y la misma tubería concéntrica que se utilizó en C5 de 2 7/8 de diámetro. La resta del diámetro interno de la tubería anular con el diámetro externo de la concéntrica indicará el área disponible que tienen los líquidos para fluir (**Ecuación 29**).

Ecuación 29. Diámetro efectivo de flujo

$$\text{Espacio anular} = \text{Drift de tub. anular} - \text{O.D. tub. concentrica}$$

Fuente: Autores

$$\text{Espacio anular} = 4.892 - 2.875 = 2.017 \text{ ft}$$

El factor de fricción para un espacio de 2 ft y una producción de 2000 BPD es de 100 ft cada 1000 ft, para el total de fricción que debe superar la bomba se aplica la **Ecuación 20**.

$$Ft = 5328 \text{ ft} * \frac{100 \text{ ft}}{1000 \text{ ft}} = 532.8 \text{ ft}$$

Para cumplir con los requerimientos de 100 psi en cabeza, esto con el fin de llevar los fluidos hasta el tanque de almacenamiento, se debe elevar una carga extra representada por Pd, **Ecuación 21**.

$$Pd = \frac{100 \text{ psi}}{0.4116 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}} = 242.97 \text{ ft}$$

Por último se realiza la suma de las distancias halladas anteriormente para determinar la cabeza dinámica de la bomba (TDH), **Ecuación 22**:

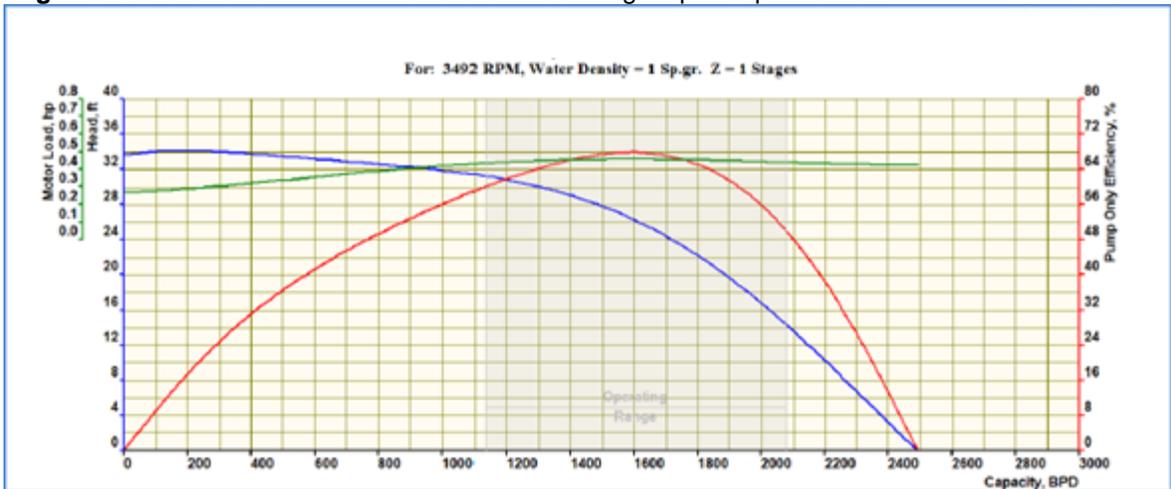
$$\text{TDH} = 1255.53 + 532.8 + 242.97 = \mathbf{2031.31 \text{ ft}}$$

- **Selección de la bomba:** la bomba para C7 debe cumplir con los requerimientos de manejar una producción de 2000 BFP dentro de sus rangos óptimos y el espacio en donde se va a instalar es dentro de una tubería de encapsulamiento que para pozos con revestimiento de 9 5/8” esta tubería tiene un diámetro interno de 7” y un drift de 6.151”.

Los equipos que cumplen con los anteriores requerimientos al igual que en la formación C5 son los de las series 400 y 500 y como los dos cumplen con su objetivo de manera eficiente se decide escoger una bomba de la serie 400 para reducir los requerimientos energéticos.

Con los anteriores requerimientos la empresa operadora brindó la información del rendimiento de una bomba de la serie 400 que cumple con el diseño predeterminado. Ver **Figura 42**.

Figura 42. Curva de rendimiento de la bomba escogida para operar en C7



Fuente: DELRIO S.A.

De la **Figura 42** se obtienen los valores de cabeza por etapa y potencia por etapa para una producción de 2000 BPD esto con el fin de hallar el número total de etapas y los requerimientos de potencia.

La intersección con la curva de color azul muestra que la bomba tiene un levantamiento de 17 ft por etapa a un caudal de 2000 BPD y la intersección con la curva verde muestra un requerimiento de potencia de 0.45 HP por etapa.

El número de etapas que va a requerir la bomba se calcula a continuación.
Ecuación 23.

$$\#Etapas = \frac{2031.31}{17} = 119 \text{ etapas.}$$

El requerimiento de potencia por la bomba se calcula con la **Ecuación 24**.

$$BHP = 119 * 0.45 * 0.9505 = 51.1 \text{ HP}$$

- **Selección del motor:** el motor apropiado para el diseño es el que pueda cumplir con los requerimientos de potencia de 51.1 HP y adicional que sea de la serie 400 al igual que la bomba.

La empresa operadora determino el siguiente motor de los catálogos disponibles: **Serie 460, potencia desde 19 HP hasta 640 HP, voltaje de 1500 y amperaje de 64.**

- **Selección del cable:** para seleccionar el cable para el completamiento inferior se debe tener en cuenta el poco espacio que queda para su instalación ya que se instala la bomba dentro de una capsula dejando un espacio muy reducido para el cable, por lo tanto se hace uso de un cable plano que ocupa menor espacio y evita los problemas de deslizamiento del cable con la tubería de revestimiento teniendo en cuenta que este representa mayores valores en caída de voltaje a lo largo del cable. Para el completamiento inferior se escoge el mismo cable que el del superior, número 4.

La caída de voltaje cada 1000 ft es la misma que en C5 de 34.86 V.

La longitud del cable que se necesitará será los 5328 ft de donde se encuentra asentada más 100 ft extras que se necesitan en superficie dando una longitud total de 5428 ft de cable.

- **Requerimientos de energía en superficie:** los requerimientos de voltaje en superficie se determinan con las **Ecuación 25**.

$$V_{sup} = 1500 + \frac{34.86 * 5428}{1000} = 1689.22V$$

Los kilovatios requeridos en superficie se determinan con la **Ecuación 26**.

$$KVA = \frac{1689.22 * 64 * 1.73}{1000} = 187KVA$$

El equipo que se debe escoger para controlar el motor debe cumplir con los requerimientos de KVA antes calculados.

Para el transformador debe convertir la corriente que llega de las líneas eléctricas al voltaje requerido en superficie de 1689.22V y a los KVA requeridos de 187.

➤ **Variación de frecuencia:** teniendo en cuenta que los valores dados en la **Figura 42** y los obtenidos por las anteriores ecuaciones son para frecuencias de la bomba de 60 Hz y que se debe realizar un diseño de frecuencia variable que va de 30 Hz a 60 Hz, se deben obtener las curvas tornado para la bomba seleccionada.

Para el diseño de las curvas tornado primero se obtiene la tabla de cabeza y caudal a 60 Hz. **Tabla 25.** Los valores que se observan en negrilla representan los límites inferior y superior del rango óptimo de operación.

Tabla 25. Tabla de caudal y cabeza a 60 Hz para la bomba seleccionada en C7

60 HZ	
Caudal	Cabeza
0	33.8
100	33.9
200	34
300	33.9
400	33.8
500	33.6
600	33.4
700	33.2
800	32.8
900	32.2
1000	32
1100	31.8
1130	31.5
1200	30.8
1300	30
1400	29
1500	27.9
1600	26.2

Tabla 25. (Continuación)

60 HZ	
Caudal	Cabeza
1700	24.2
1800	22
1900	19.8
2000	17
2080	14.3
2100	13.6
2200	10
2300	5.9
2400	3.2
2490	0

Se realizara como ejemplo la conversión de frecuencia con el caudal de 2000 BPD la conversión a 30 Hz teniendo en cuenta que para los otros valores la metodología a seguir será la misma. **Ecuaciones 27 y 28.**

$$\text{Nuevo caudal} = \frac{30\text{Hz}}{60\text{Hz}} * 2000 = 1000 \text{ BPD}$$

$$\text{Nueva cabeza} = \left(\frac{30\text{Hz}}{60\text{Hz}}\right)^2 * 15 = 4.25 \text{ ft}$$

Las **Tablas 26 y 27** muestran los datos obtenidos con las ecuaciones anteriores para frecuencias de 30 Hz a 60 Hz con aumentos de 5 Hz, la **Figura 43** muestra la gráfica de estas tablas.

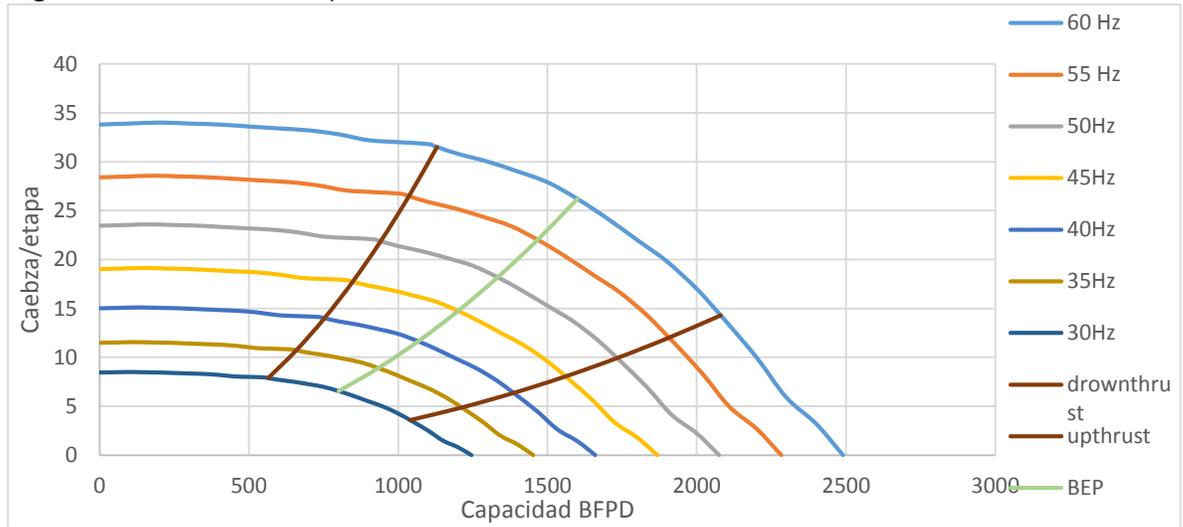
Tabla 26. Datos para caudal y cabeza a frecuencia de 30 Hz, 35 Hz y 40 Hz en C7

30Hz		35Hz		40Hz	
Caudal	Cabeza	Caudal	Cabeza	Caudal	Cabeza
0.00	8.45	0.00	11.50	0.00	15.02
50.00	8.48	58.33	11.54	66.67	15.07
100.00	8.50	116.67	11.57	133.33	15.11
150.00	8.48	175.00	11.54	200.00	15.07
200.00	8.45	233.33	11.50	266.67	15.02
250.00	8.40	291.67	11.43	333.33	14.93
300.00	8.35	350.00	11.37	400.00	14.84
350.00	8.30	408.33	11.30	466.67	14.76
400.00	8.20	466.67	11.16	533.33	14.58
450.00	8.05	525.00	10.96	600.00	14.31
500.00	8.00	583.33	10.89	666.67	14.22
550.00	7.95	641.67	10.82	733.33	14.13
565.00	7.88	659.17	10.72	753.33	14.00
600.00	7.70	700.00	10.48	800.00	13.69
650.00	7.50	758.33	10.21	866.67	13.33
700.00	7.25	816.67	9.87	933.33	12.89
750.00	6.98	875.00	9.49	1000.00	12.40
800.00	6.55	933.33	8.92	1066.67	11.64
850.00	6.05	991.67	8.23	1133.33	10.76
900.00	5.50	1050.00	7.49	1200.00	9.78
950.00	4.95	1108.33	6.74	1266.67	8.80
1000.00	4.25	1166.67	5.78	1333.33	7.56
1040.00	3.58	1213.33	4.87	1386.67	6.36
1050.00	3.40	1225.00	4.63	1400.00	6.04
1100.00	2.50	1283.33	3.40	1466.67	4.44
1150.00	1.48	1341.67	2.01	1533.33	2.62
1200.00	0.80	1400.00	1.09	1600.00	1.42
1245.00	0.00	1452.50	0.00	1660.00	0.00

Tabla 27. Datos para caudal y cabeza a frecuencia de 45 Hz, 50 Hz y 55Hz en C7

45Hz		50Hz		55 Hz	
Caudal	Cabeza	Caudal	Cabeza	Caudal	Cabeza
0.00	19.01	0.00	23.47	0.00	28.40
75.00	19.07	83.33	23.54	91.67	28.49
150.00	19.13	166.67	23.61	183.33	28.57
225.00	19.07	250.00	23.54	275.00	28.49
300.00	19.01	333.33	23.47	366.67	28.40
375.00	18.90	416.67	23.33	458.33	28.23
450.00	18.79	500.00	23.19	550.00	28.07
525.00	18.68	583.33	23.06	641.67	27.90
600.00	18.45	666.67	22.78	733.33	27.56
675.00	18.11	750.00	22.36	825.00	27.06
750.00	18.00	833.33	22.22	916.67	26.89
825.00	17.89	916.67	22.08	1008.33	26.72
847.50	17.72	941.67	21.88	1035.83	26.47
900.00	17.33	1000.00	21.39	1100.00	25.88
975.00	16.88	1083.33	20.83	1191.67	25.21
1050.00	16.31	1166.67	20.14	1283.33	24.37
1125.00	15.69	1250.00	19.38	1375.00	23.44
1200.00	14.74	1333.33	18.19	1466.67	22.02
1275.00	13.61	1416.67	16.81	1558.33	20.33
1350.00	12.38	1500.00	15.28	1650.00	18.49
1425.00	11.14	1583.33	13.75	1741.67	16.64
1500.00	9.56	1666.67	11.81	1833.33	14.28
1560.00	8.04	1733.33	9.93	1906.67	12.02
1575.00	7.65	1750.00	9.44	1925.00	11.43
1650.00	5.63	1833.33	6.94	2016.67	8.40
1725.00	3.32	1916.67	4.10	2108.33	4.96
1800.00	1.80	2000.00	2.22	2200.00	2.69
1867.50	0.00	2075.00	0.00	2282.50	0.00

Figura 43. Curvas tornado para la bomba seleccionada en C7



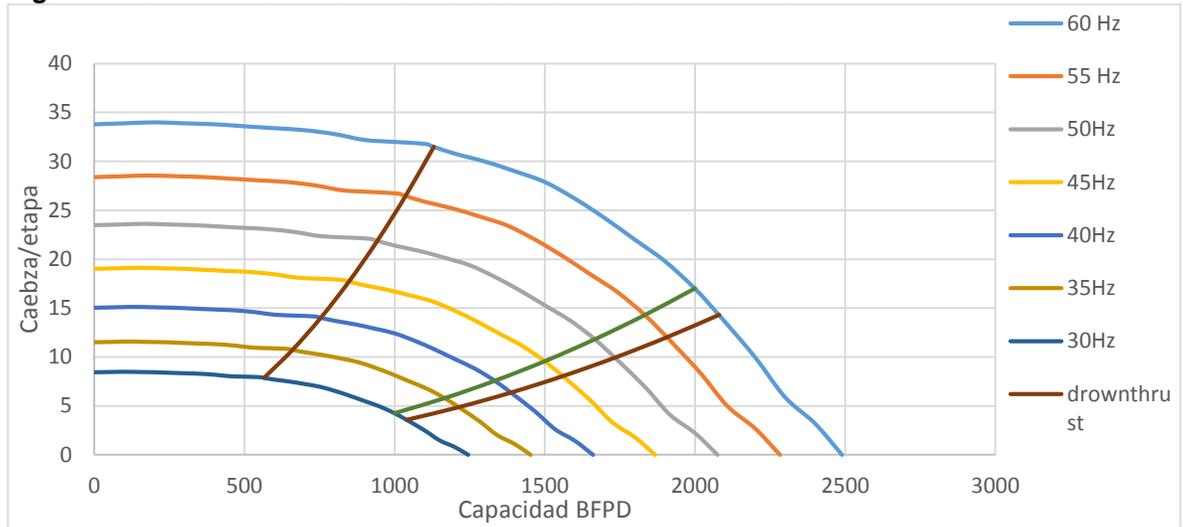
En la **Figura 43** se muestra el comportamiento de la bomba a las diferentes frecuencias y la curva de producción en el punto de mayor rendimiento de la bomba (BEP).

Se debe determinar con cuál es IP es más recomendable producir para que la bomba se encuentre dentro de los rangos óptimos de operación y además la curva de producción se encuentra más cercana a la curva BEP. Para un IP de 4.5 el caudal a manejar es de 2000 BFPD, la conversión a las diferentes frecuencias se encuentra en la **Tabla 28**, la **Figura 44** muestra la gráfica de la curva.

Tabla 28. Tabla de producción a un IP de 4.5

Frecuencia	Caudal	Cabeza
60 Hz	2000.00	17.00
55 Hz	1833.33	14.28
50Hz	1666.67	11.81
45Hz	750.00	18.00
40Hz	1333.33	7.56
35Hz	1166.67	5.78
30Hz	1000.00	4.25

Figura 44. Curva tornado de la bomba seleccionada a un IP de 4.5

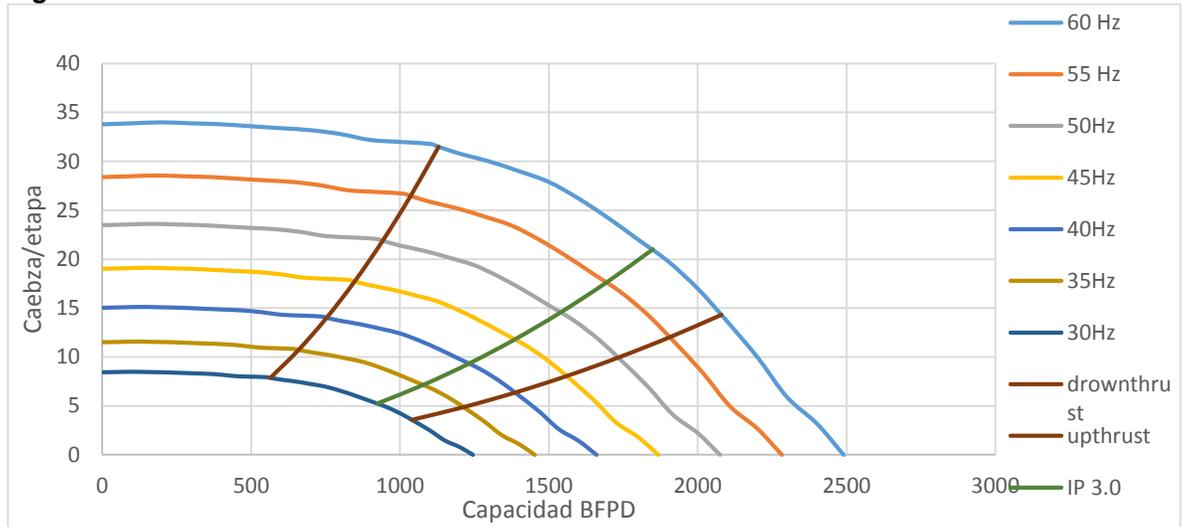


Para un IP de 3.0 el caudal a manejar es de 1850 BFPD, la conversión a las diferentes frecuencias se encuentra en la **Tabla 29**, la **Figura 45** muestra la gráfica de la curva.

Tabla 29. Tabla de producción a un IP de 3.0

Frecuencia	Caudal	Cabeza
60 Hz	1850.00	21.00
55 Hz	1695.83	17.65
50Hz	1541.67	14.58
45Hz	1387.50	11.81
40Hz	1233.33	9.33
35Hz	1079.17	7.15
30Hz	925.00	5.25

Figura 45. Curva tornado de la bomba seleccionada a un IP de 3.0

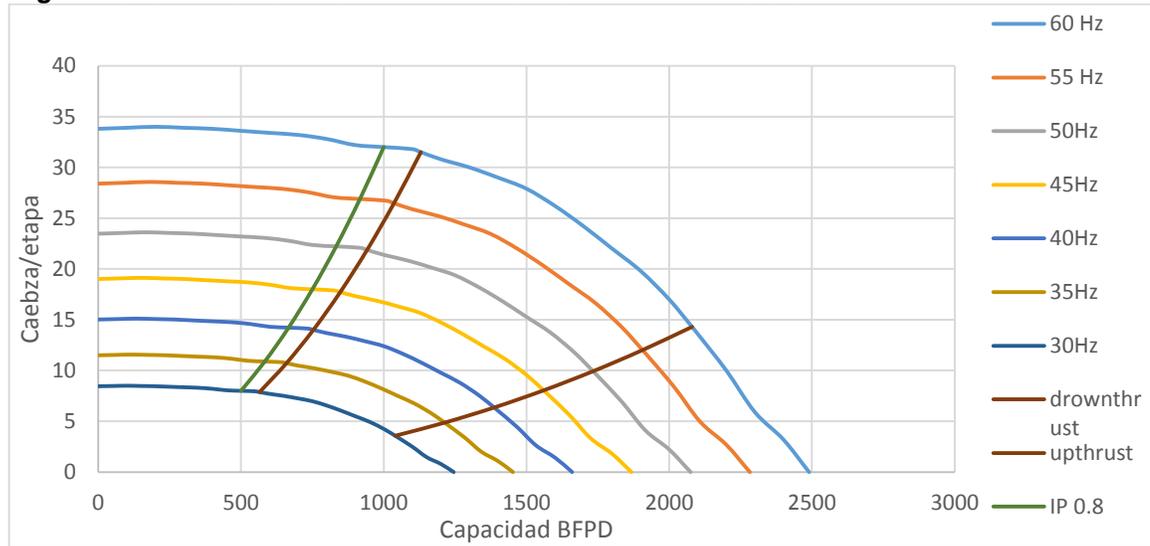


Por último para un IP de 0.8 el caudal a manejar es de 1000 BFPD, la conversión a las diferentes frecuencias se encuentra en la **Tabla 30**, la **Figura 46** muestra la gráfica de la curva.

Tabla 30. Tabla de producción a un IP de 0.8

Frecuencia	Caudal	Cabeza
60 Hz	1000.00	32.00
55 Hz	916.67	9.33
50Hz	833.33	7.15
45Hz	1500.00	5.25
40Hz	666.67	14.22
35Hz	583.33	10.89
30Hz	500.00	8.00

Figura 46. Curva tornado de la bomba seleccionada a un IP de 0.8



Con la información de las figuras, para obtener el caudal deseado variando la frecuencia de 30 a 60 Hz se observa que con un IP de 0.8 Bbls/d/psi (**Figura 46**) el equipo estará trabajando por debajo de los rangos óptimos operacionales (*drownthrust*) por lo que se pueden ocasionar fallas tempranas y no es recomendable producir a esta IP.

Produciendo a un IP de 3.0 Bbls/d/psi (**Figura 45**) se aprecia que el equipo opera dentro de los rangos óptimos y no se acerca a los límites por lo que se evidencia que es recomendable producir con este IP.

Al ver el comportamiento de la operación del equipo con un IP de 4.5 Bbls/d/psi (**Figura 44**) se observa que este también trabaja dentro de los rangos óptimos pero acercándose al *Upthrust* por lo que la bomba estaría trabajando a eficiencias más bajas.

4.3 COMPLETAMIENTO DUAL CONCÉNTRICO CON DOS BOMBAS ESP

Después realizar el diseño de los equipos electro-sumergibles que se deben usar en cada una de las formaciones, lo siguiente es determinar los componentes que se van a requerir en el ensamblaje de fondo del completamiento:

Como la formación superior (C5) presenta problemas de migración de finos hay que tener en cuenta que el empaquetamiento con grava no logra atrapar todas las partículas finas que viajan en el flujo ocasionando que algunas entren al pozo, depositándose en el empaque que separa las arenas y en el espacio anular entre

la cápsula y la tubería de revestimiento pudiendo llegar a afectar el equipo electro-sumergible.

Por tal motivo se hace necesario tomar medidas de prevención que operacionalmente aseguren que los equipos electro-sumergibles así como el completamiento van a ser recuperados en futuros cambios de sarta o reacondicionamientos, pues la pesca de equipos electro-sumergibles resulta ser una operación dispendiosa y costosa.

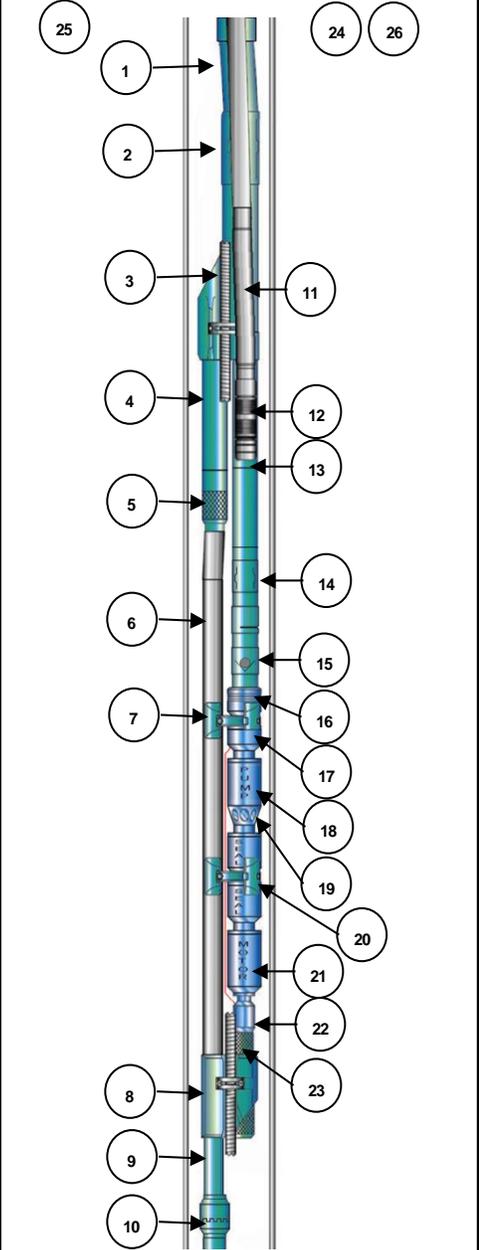
Para garantizar que los equipos sean recuperados se instala una junta de seguridad al final, después del Ensamblaje localizador sellante, de esta manera en futuras intervenciones si se registra mucha tensión la sarta se romperá por la junta de seguridad y los equipos no serán sometidos a esfuerzos por tensión que pueden resultar en ruptura de sarta por encima del encapsulamiento.

Para el diseño del completamiento inferior se debe considerar que la formación C7 también presenta migración de finos desde el yacimiento hasta la tubería de revestimiento. Para este problema a parte del empaquetamiento con grava la empresa operadora realizó tratamiento a la matriz por medio de un tren de fluidos que evita el desprendimiento de los granos, previniendo así que estos entren a las etapas del equipo electro-sumergible. Esto se realiza principalmente por la dificultad y los altos costos que se requieren para recuperar el equipo inferior para por lo que se pretende que este funcione el mayor tiempo posible sin ninguna intervención.

Los componentes son los mismos que se mencionaron en el capítulo dos para completamientos duales con sarta concéntrica con dos bombas electro-sumergibles. Se debe tener en cuenta que como la formación C7 es la que mayor caudal aporta pero en realidad es por su alto porcentaje de agua y que solo el 30% del fluido de allí es crudo, va a ser producida por el espacio anular entre la tubería externa y la concéntrica y la formación C5 que al aportar menores caudales pero mayores porcentajes de crudo se va a producir por la tubería concéntrica debido a que esta representa una mayor área de flujo. La tubería de bypass que es la que se encuentra en paralelo con la bomba superior tiene un estándar de 2 7/8" para revestimientos de 9 5/8".

Las **Figuras 47 y 48** muestran los componentes que deben ir en el completamiento superior y el inferior respectivamente.

Figura 47. Componentes del completamiento superior

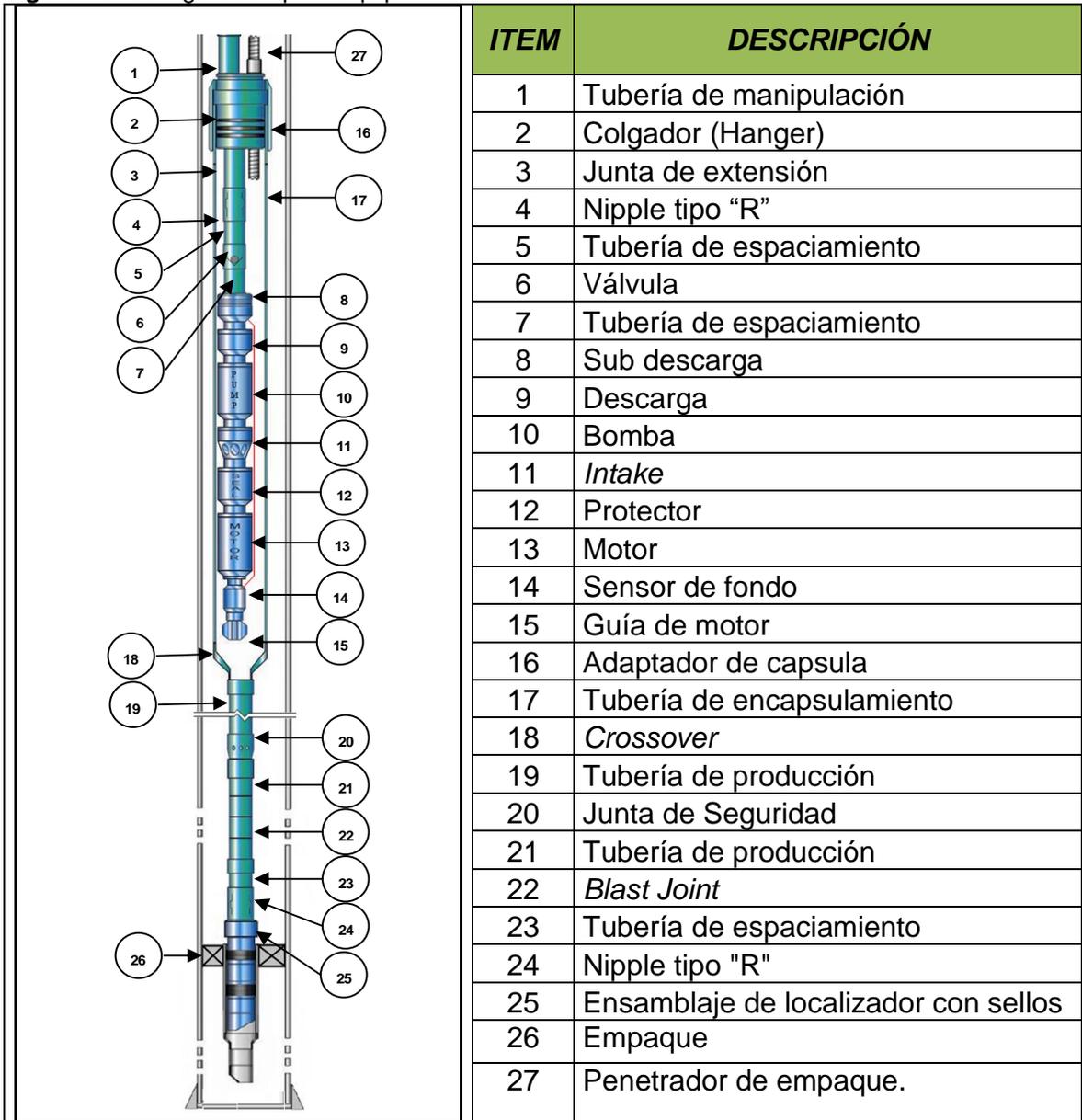


El diagrama muestra un sistema de completamiento superior instalado en un pozo. Los componentes están numerados del 1 al 26. El sistema incluye tuberías de manipulación, un mecanismo telescópico, una bomba, un separador de gas, un sensor de fondo y un árbol de Navidad. Los componentes están conectados a un cabezal de pozo y un cabezal de pozo.

ITEM	DESCRIPCIÓN
1	Junta de extensión
2	Tubería de manipulación
3	Ensamblaje Y-Tool
4	Unión ajustable
5	Mecanismo telescópico
6	Tubería de <i>Bypass</i>
7	Abrazadera de cuello del By Pass
8	Bloque soporte
9	Junta de extensión
10	Tubería giratoria
11	<i>Blast Joint</i>
12	Unidades de sello
13	Sección pulida de sellos
14	Nipple Tipo "R"
15	Válvula de seguridad
16	Sub descarga
17	Descarga
18	Bomba
19	Separador de gas
20	PROTECTOR
21	MOTOR
22	<i>Prong</i>
23	Sensor de fondo
24	Cabezal de pozo
25	Cabezal de pozo
26	Árbol de navidad.

Fuente: DELRIO S.A.

Figura 48. Configuración para equipo inferior



Fuente: DELRIO S.A.

Una vez determinados los componentes del completamiento dual que se deben usar en el Pozo A se deben hallar las variables que impactan la producción y realizar el análisis nodal con las diferentes combinaciones, determinando la combinación de tuberías que representen el mayor valor de producción.

Como bien se sabe el caudal es impactado por dos variables importantes que son el área de flujo y la velocidad de este por lo que estas variables son las que se deberán cambiar en el diseño para determinar con que dimensiones se presentan

los mayores caudales, el área de flujo se encuentra representada por el diámetro de la tubería por el que pasa que para este pozo C5 fluye por la tubería concéntrica y C7 fluye por el espacio anular formado entre las dos tuberías y la velocidad de flujo se encuentra representada por las frecuencias de operación de la bomba.

En vista a lo anterior las variables que impactan la producción y que se van a cambiar para determinar las dimensiones óptimas son las siguientes:

- ✓ Diámetro de flujo anular (Tubería Anular)
- ✓ Diámetro de flujo concéntrico (Tubería Concéntrica)
- ✓ Frecuencias de operación del equipo de bombeo.

Hay que tener en cuenta que cada formación se debe manejar como unidad independiente, por lo que los efectos en C7 son por el área de flujo que se forma entre las dos tuberías, así que la resta del diámetro interno de la tubería externa con el diámetro externo de la tubería concéntrica representa el diámetro efectivo de flujo para C7 y los efectos en C5 son los del área de flujo por la concéntrica representada por el diámetro interno de la misma

4.4 SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN A TRAVÉS DEL COMPLETAMIENTO DUAL CONCÉNTRICO ENCAPSULADO

Para observar el comportamiento de la producción en el pozo se hará uso de un software especializado que permita simular las condiciones de flujo en diferentes escenarios, en este caso puntual se utilizará la herramienta PIPESIM de la compañía Schlumberger.

Allí se realizará un análisis nodal para observar cómo cambia el comportamiento de la producción a las diferentes variaciones en los diámetros de las tuberías y en las frecuencias de equipo, el punto de análisis nodal que se fijó se encuentra frente a los perforados para que se puede tomar el efecto en todo el completamiento, el análisis se realizará hasta el cabezal de pozo. El análisis nodal va a tener en cuenta un valor de daño de 0 debido a que las formaciones el único daño que presentan es por la producción de arenas y estas ya han sido tratadas con empaquetamientos con grava.

Hay que tener en cuenta que como las dos formaciones C5 y C7 se manejan de forma independiente con un equipo de bombeo específico para cada una, en el simulador se manejarán como sistemas independientes en diferentes pozos.

4.4.1 Simulación del completamiento superior para la unidad C5. Para el análisis del completamiento se deben tener en cuenta las propiedades fundamentales del yacimiento y de los fluidos allí presentes para determinar cuanta energía se aporta al pozo y el comportamiento del flujo de fluidos dentro de las tuberías de producción y del equipo de levantamiento electro-sumergible para determinar los cambios negativos o positivos en cuanto a la energía entregada en superficie.

La **Tabla 31** muestra los datos requeridos para el análisis nodal los cuales serán ingresados en el simulador en las diferentes secciones como se explica a continuación.

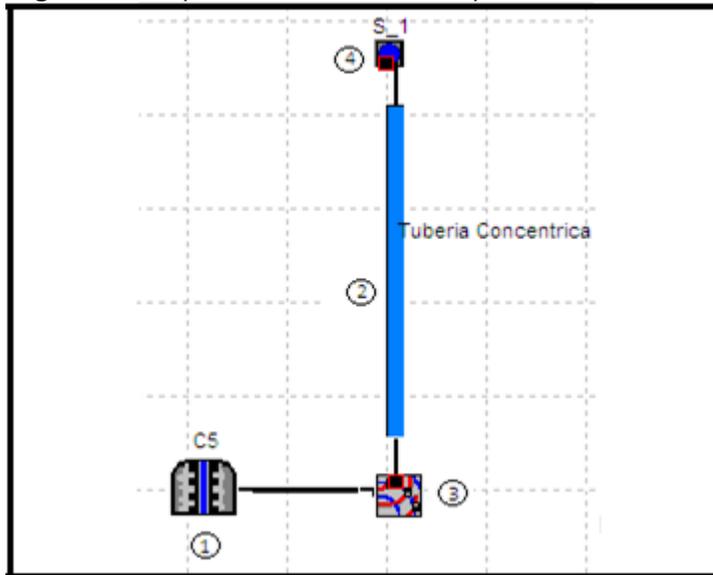
Tabla 31. Datos requeridos para el análisis en C5

Presión	2100 psia	Rs @Pb	18scf/STB
Temperatura	185°F	Bo @ Pb	1.062
IP	0.7STB/d/psi	Kick off	1196 ft
corte de agua	15%	MD	5511 ft
GOR	80scf/STB	TVD	5230 ft
S.G. Agua	1.07	Asentamiento de bomba	5228 ft
API	37	Velocidad de bomba	60 Hz
Pb	92 psia	Etapas de bomba	138

Para empezar con el análisis en el software se realiza el esquema con los 4 elementos siguientes: 1) terminación vertical (representa la formación C5), 2) Tubería de producción (representa el área de flujo de la tubería concéntrica), 3) Nodo de análisis que se encuentra en el fondo del pozo y 4) Nodo frontera que se encuentra en cabeza y hasta allí se realizará el análisis. Ver **Figura 49**.

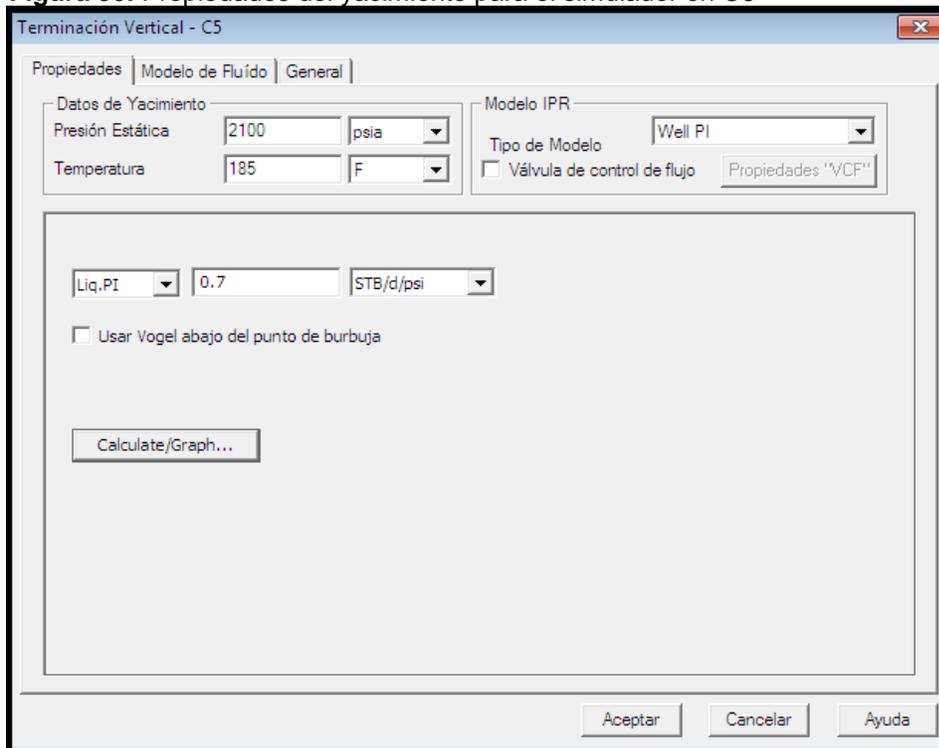
En el símbolo 1 que corresponde a la terminación vertical se deben ingresar los datos correspondientes a las propiedades del yacimiento y sus fluidos, allí se utilizará el índice de productividad determinado anteriormente para C5 que es de 0.7 STB/d/psi, se debe establecer el modelo IP que se va a utilizar, por lo que para este caso en donde la cantidad de gas es sumamente baja y la presión de burbuja no se alcanza en el sistema, el modelo “Well PI” es el indicado debido a que el comportamiento de la curva IP se encuentra por encima del punto de burbuja. Ver **Figura 50**. Allí el simulador realiza la curva IP del pozo que se muestra en la **Figura 51**.

Figura 49. Esquema de modelamiento para C5



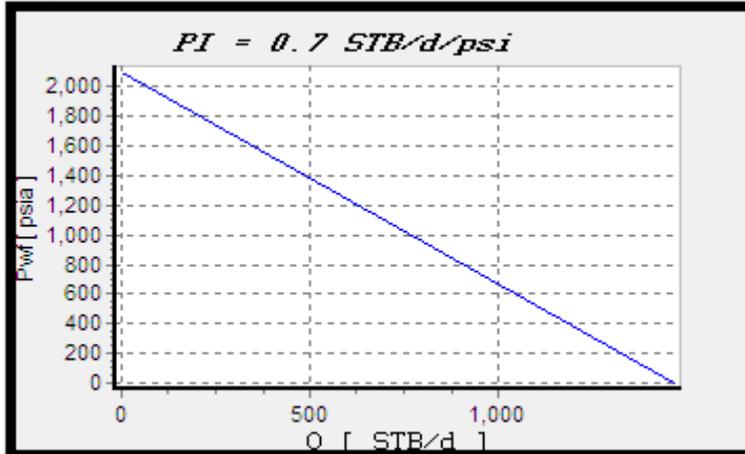
Fuente: PIPESIM

Figura 50. Propiedades del yacimiento para el simulador en C5



Fuente: PIPESIM

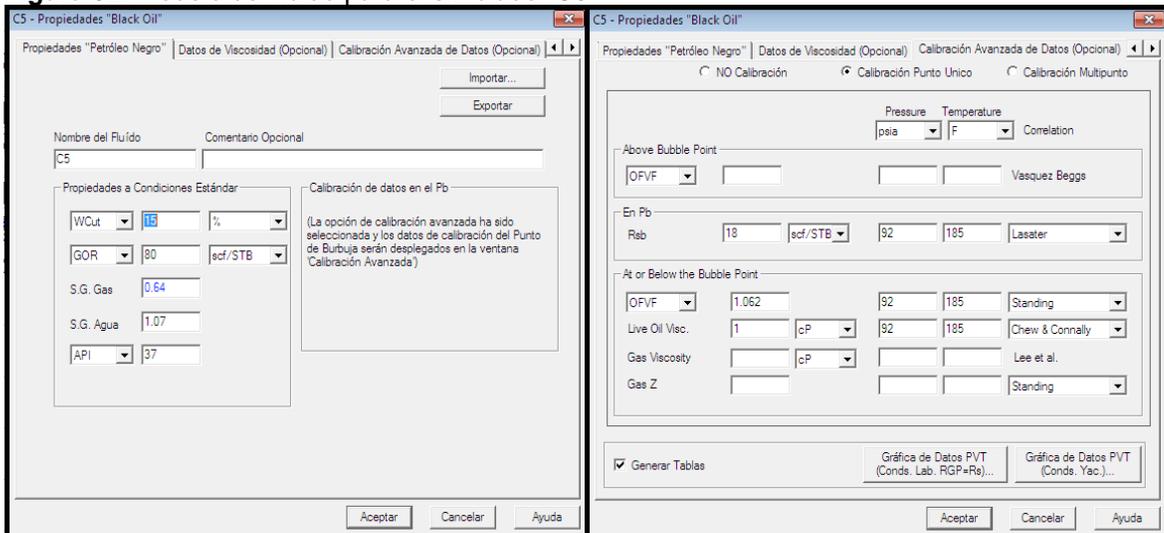
Figura 51. Curva IP del pozo calculada por el simulador en C5



Fuente: PIPESIM

Para el modelo de los fluidos se ingresan los valores de la **Tabla 31**, se tiene en cuenta que por la ausencia de gas significativo se utiliza la gravedad específica del gas que calcula el simulador, la calibración de datos se realiza para el punto de burbuja con el fin de poner el factor volumétrico, el R_s y la viscosidad, datos que se encuentran disponibles. La **Figura 52** muestra cómo se ingresaron dichos datos en el simulador.

Figura 52. Modelo del fluido para el simulador C5

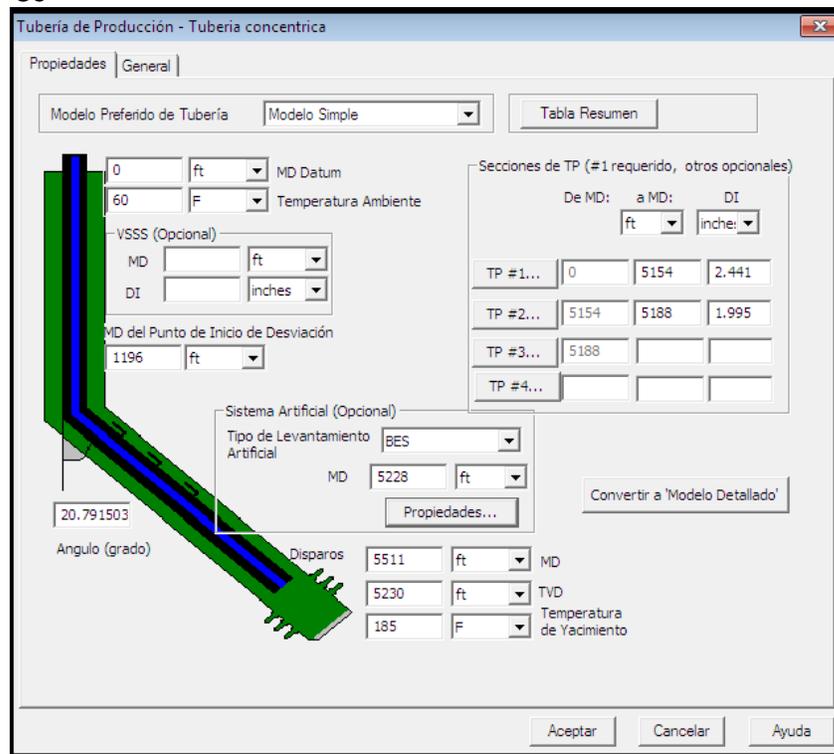


Fuente: PIPESIM

Después de definir las características del yacimiento y sus fluidos se deben ingresar los datos correspondientes al completamiento en el símbolo 2, allí se determina un modelo simple de completamiento porque con un modelo detallado se tendría que ingresar el *survey* del pozo indicando los cambios de sarta pie tras

pie, para el modelo simple se ingresan los datos de profundidades total de pozo representada por MD y TVD y de los cambios de diámetro en la tubería. Los diferentes diámetros serán el de la tubería que recibe el flujo directamente de la bomba, *blast joint* que para revestimientos de 9 5/8" tiene un estándar de OD: 2 3/8", ID: 1.995" y se encuentra asentado a 5154 ft con una longitud de 34 ft. Después del *blast joint* el fluido viaja hasta superficie por la tubería concéntrica la cual puede variar en diámetro pero inicialmente se maneja un OD: 2 7/8", ID: 2.441" La **Figura 53** muestra los datos de tubería de producción ingresados en el simulador.

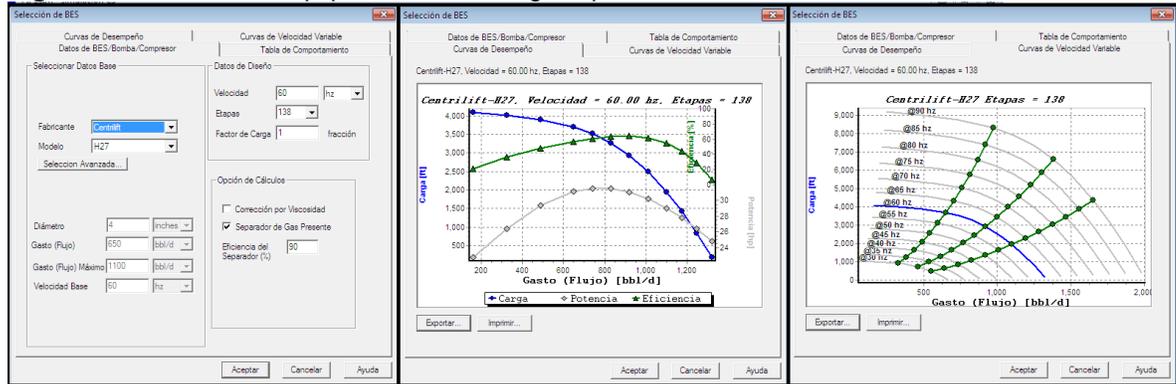
Figura 53. Modelamiento de la tubería concéntrica de producción para C5



Fuente: PIPESIM

Dentro del modelamiento de la tubería de producción se debe ingresar el diseño del equipo electro-sumergible que se va a usar colocando la profundidad del *intake* de la bomba anteriormente determinada, cabe resaltar que la interface PIPESIM requiere como dato de entrada el fabricante del equipo, sin embargo la compañía operadora no especifica algún fabricante puntual, motivo por el cual se trabajará con el equipo *Centrilift H27* que se encuentra en el software y que tiene los parámetros más próximos a la bomba que se determinó anteriormente (790 a 1000 BPD, 138 etapas). La **Figura 54** muestra los parámetros de diseño cargados al software.

Figura 54. Diseño del equipo electro sumergible para C5



Fuente: PIPESIM

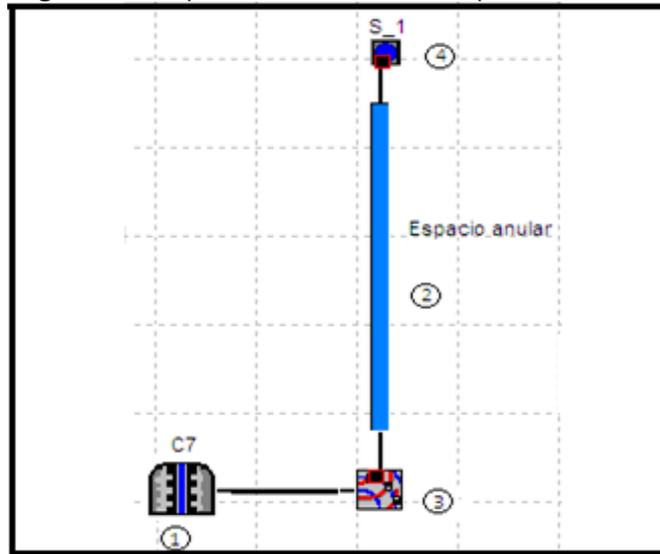
4.4.2 Simulación del completamiento superior para la unidad C7. La manera que se va a realizar la simulación en C7 es exactamente la misma con la que se hizo para C5 por lo que los mismos datos y el mismo análisis se deberán realizar a continuación. La **Tabla 32** muestra los datos requeridos.

Tabla 32. Datos requeridos para el análisis en C7

Presión	2250 psia	Rs @Pb	13scf/STB
Temperatura	185°F	OFVF @ Pb	1.065
	3.0		
IP corte de agua	STB/d/psi	kick off	1196 ft
GOR	70%	MD	5631 ft
	80scf/STB	TVD	5342 ft
S.G. Agua	1.02	Asentamiento de bomba	5328 ft
API	39.7	velocidad de bomba	60 Hz
Pb	98psia	etapas de bomba	119

El esquema para este diseño será igual al anterior tomando en el símbolo 2 de la tubería de producción el espacio anular entre tuberías y como terminación vertical (símbolo 1) la unidad de flujo C7. La **Figura 55** muestra el esquema del diseño para C7.

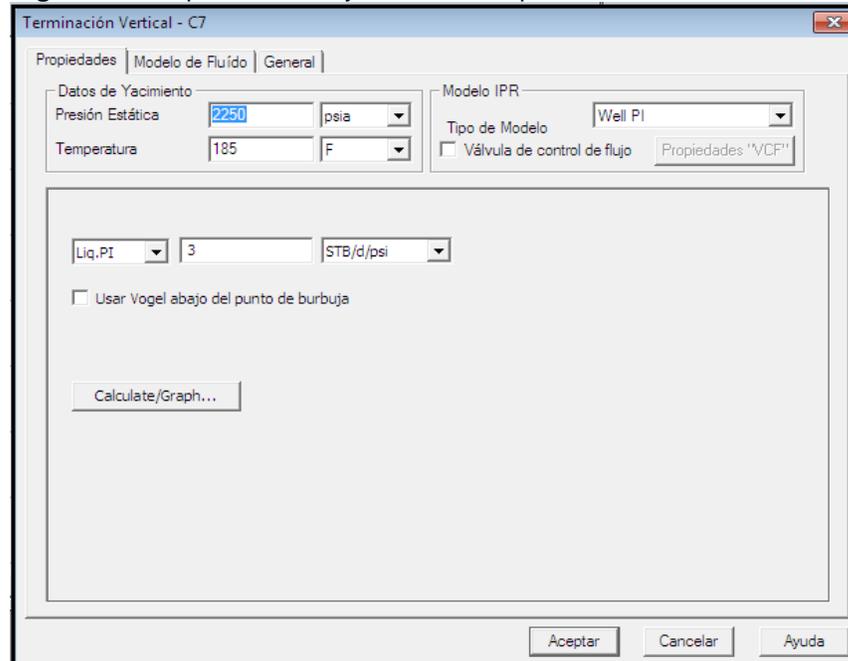
Figura 55. Esquema de modelamiento para C7



Fuente: PIPESIM

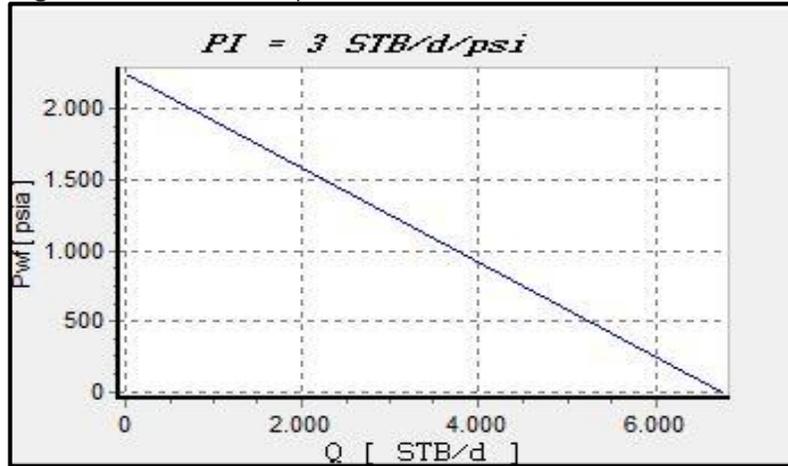
Para el símbolo 1 al igual que en C5 se escoge un modelo de IP "Well PI" por las mismas razones y se coloca un IP de 3.0 STB/d/psi determinado previamente Ver **Figura 56**. La curva de IP generada por el software se muestra en la **Figura 57**.

Figura 56. Propiedades del yacimiento C7 para el simulador



Fuente: PIPESIM

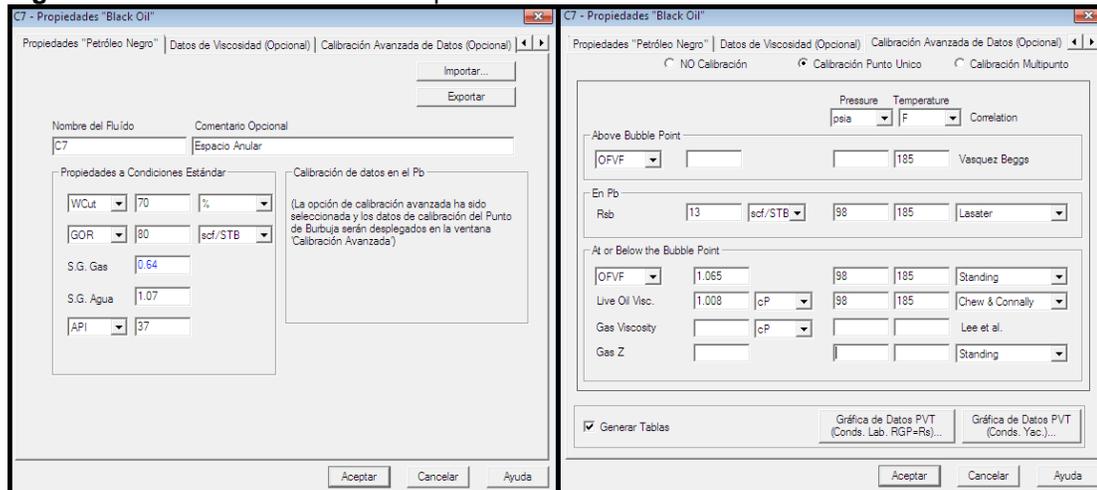
Figura 57. Curva IP del pozo calculada con el simulador



Fuente: PIPESIM

Para el modelo de los fluidos se ingresan los valores de la **Tabla 34**, se tiene en cuenta las mismas consideraciones que en C5. La **Figura 58** muestra cómo se colocaron dichos datos en el simulador.

Figura 58. Modelo de fluidos de C7 para el simulador

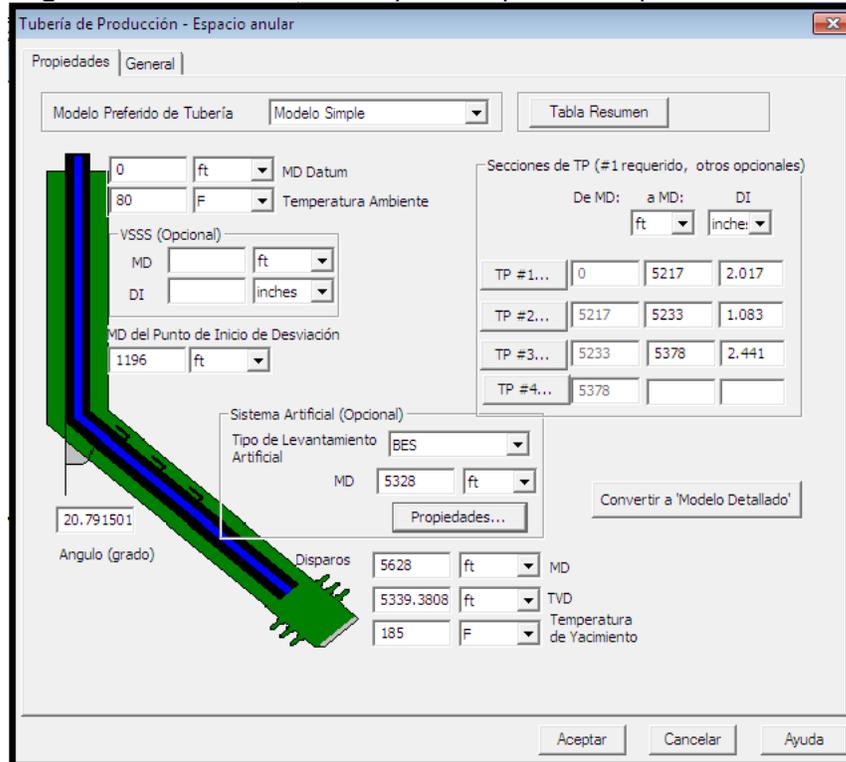


Fuente: PIPESIM

La **Figura 59** muestra cómo se ingresan los datos pertenecientes al completamiento del pozo dentro de un modelo simple, allí se especifica los diferentes diámetros de flujo por los que pasa el fluido, el primero es de OD: 2 7/8" e ID: 2.441" la cual comprende desde 5378' a 5233', esta longitud está compuesta por la tubería de extensión del sistema de encapsulamiento atravesando el bloque soporte, la tubería de *bypass* y finalizado en el bloque en Y, el segundo diámetro es el espacio anular generado entre el diámetro interno 3.958" de la tubería de 4 1/2" y el diámetro externo de la tubería concéntrica de 2 7/8", desde los 5233 ft

hasta 5217ft, esta longitud es la de la tubería de manipulación del ensamblaje en Y, por último el espacio anular generado entre el diámetro interno de 4.892” de la tubería de revestimiento de 5 ½” y el diámetro externo de la tubería concéntrica de 2 7/8” esta va hasta superficie.

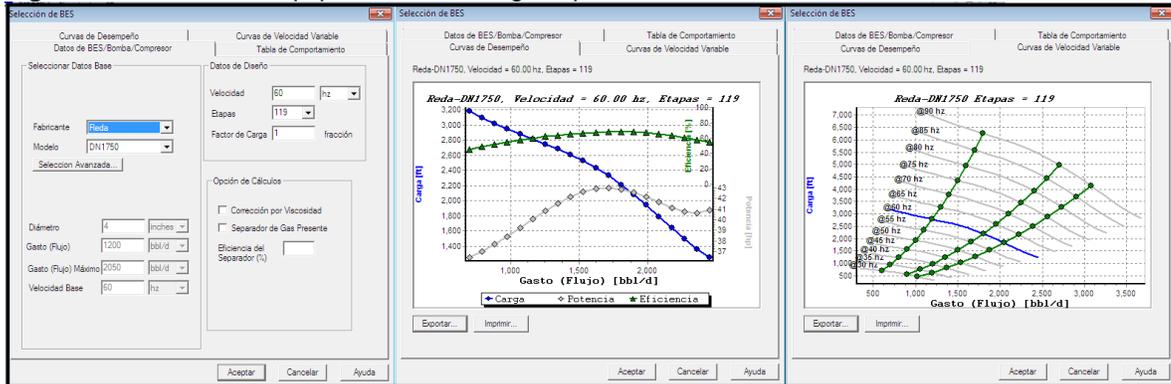
Figura 59. Modelamiento del espacio de producción para C7



Fuente: PIPESIM

Dentro del modelamiento de la tubería de producción se ingresa el diseño del equipo electro-sumergible que se va a usar colocando la profundidad del *intake* de la bomba anteriormente determinada para C7 de 5328 ft, cabe resaltar que la interface PIPESIM requiere como dato de entrada el fabricante del equipo, sin embargo la compañía operadora no especifica algún fabricante puntual, motivo por el cual se trabajará con el equipo Reda DN 1750 que se encuentra en el software y que tiene los parámetros más próximos a la bomba que se determinó anteriormente (1600 a 2300 BPD, 119 etapas). La **Figura 60** muestra los parámetros de diseño cargados al software.

Figura 60. Diseño del equipo electrosumergible para C7



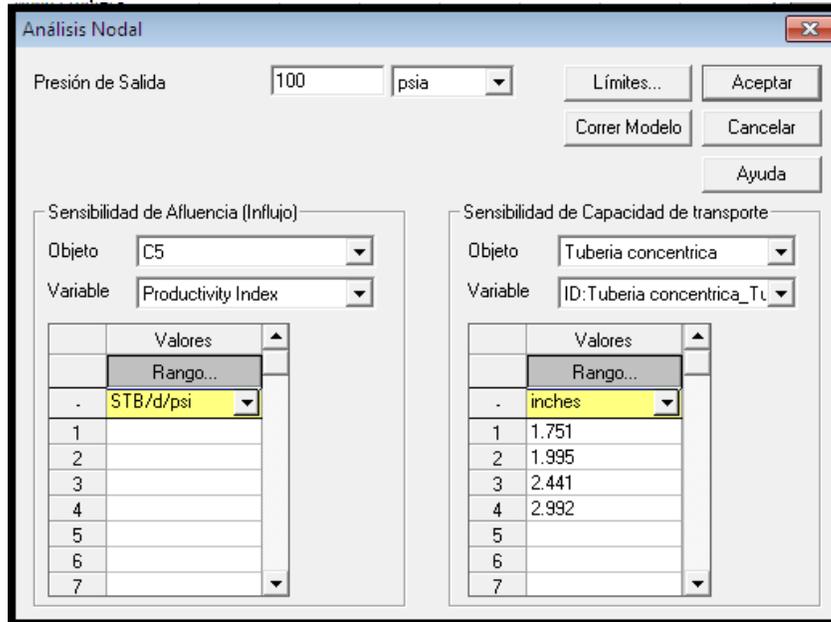
Fuente: PIPESIM

4.4.3 Análisis de sensibilidad de las variables que impactan la producción en el completamiento dual concéntrico. La forma con la que se va a evaluar el comportamiento de la producción a través de todo el completamiento consiste en cambiar las tres variables anteriormente mencionadas que impactan la producción para observar cómo se comporta la curva de *outflow* y como se cambia la intersección en la gráfica.

Para esto se debe ir al módulo de análisis nodal en la pestaña de operaciones, allí se despliega una ventana que muestra dos secciones, la primera es la sección de inflow y como no debemos hacer ningún cambio en esta curva debido a que el IP del pozo ya fue anteriormente seleccionado solo se escoge la variable de índice de productividad. La segunda sección será la sección objetivo de este análisis nodal pues se variará el *outflow* en función de los diámetros de la tubería de producción y las distintas frecuencias de operación del equipo electro-sumergible.

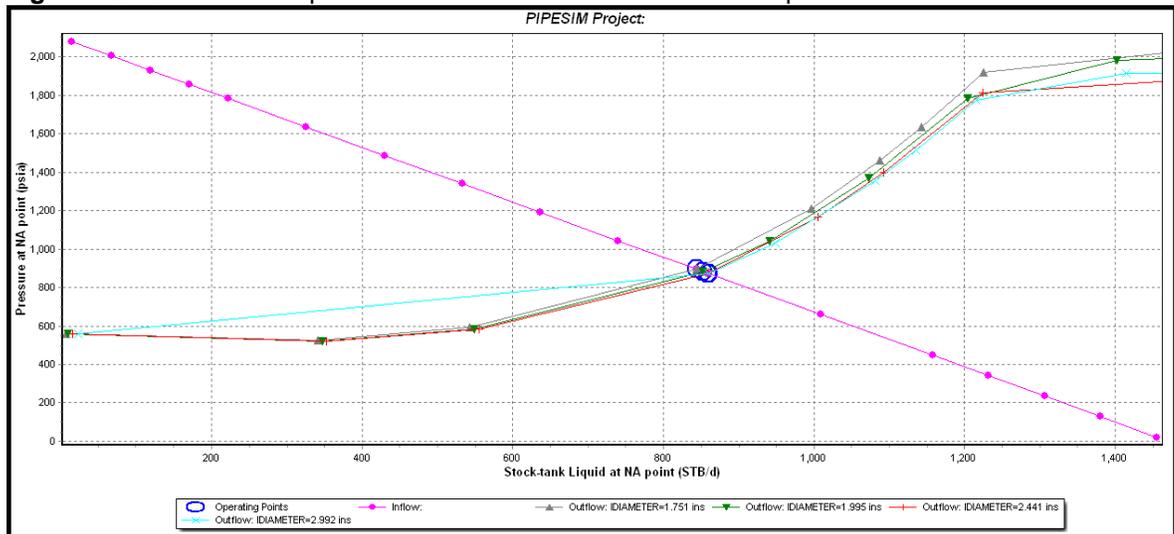
4.4.3.1 Análisis de sensibilidad variando los diámetros de tubería de producción para las dos formaciones. Para el análisis nodal con diferentes curvas de *outflow* en C5 se deben ingresar los diferentes diámetros de tuberías comerciales disponibles que se pueden incluir en el diseño, se tiene en cuenta que la tubería de *blast joint* tiene un tamaño estándar y esta no puede ser cambiada. En la sección de *outflow* se introducen 4 diámetros internos de tuberías comerciales de producción, 1) OD: 3-1/2", 9.3#, ID: 2.992". 2) OD: 2-7/8", 6.4#, ID: 2.441". 3) OD: 2-3/8", 4.6#, ID: 1.995" y 4) OD: 2-1/16, 3.25# ID: 1.751". La **Figura 61** muestra la interface de donde se agregan los datos y las **Figuras 62 y 63** muestran las gráficas determinadas por el simulador.

Figura 61. Datos en la interface del simulador operaciones/análisis nodal para C5



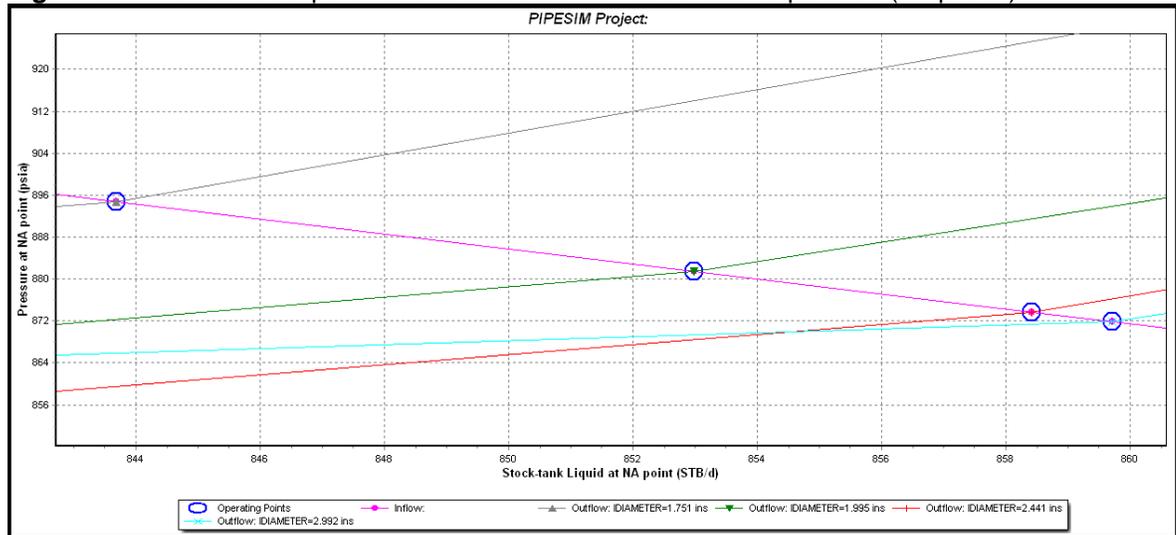
Fuente: PIPESIM

Figura 62. Análisis nodal para los diferentes diámetros de tubería para C5



Fuente: PIPESIM

Figura 63. Análisis nodal para los diferentes diámetros de tubería para C5 (Ampliada)



Fuente: PIPESIM

En la **Figura 63** se observa el aumento de producción con el aumento en el diámetro, para el mayor diámetro de 3 1/2” se obtiene el mayor caudal de 860 BFPD, a medida que se disminuye el diámetro el caudal se reduce, se debe tener en cuenta que todos los valores obtenidos anteriormente son para una frecuencia de la bomba de 60 Hz. La **Tabla 33** se realizó con los valores obtenidos por la **Figura 63** y muestra los resultados.

Tabla 33. Resultados del análisis de sensibilidad para C5

OD Tubería Concéntrica (in)	Presión (psia)	Producción Bruta (stb/d)	Producción Neta (stb/d)
2 1/16	896.15	843.6	717.06
2 3/8	883	853	725.05
2 7/8	874	858.4	729.64
3 1/2	872	859.7	730.745

En la **Tabla 33** se muestran los valores de producción y presión obtenidos en el análisis de sensibilidad, allí se obtiene la producción bruta la cual comprende toda la mezcla de fluidos y la producción neta se halla multiplicándolo por el porcentaje de crudo que para C5 es de 85%. Se observa que entre la tubería más grande y la más pequeña el cambio de producción varía en 16 stb/d.

Sería muy apresurado decir que como la tubería concéntrica de mayor diámetro ofrece mayores caudales es la indicada, puesto que como el tamaño de esta

tubería también afecta el flujo en C7 se deben evaluar las dos formaciones en conjunto.

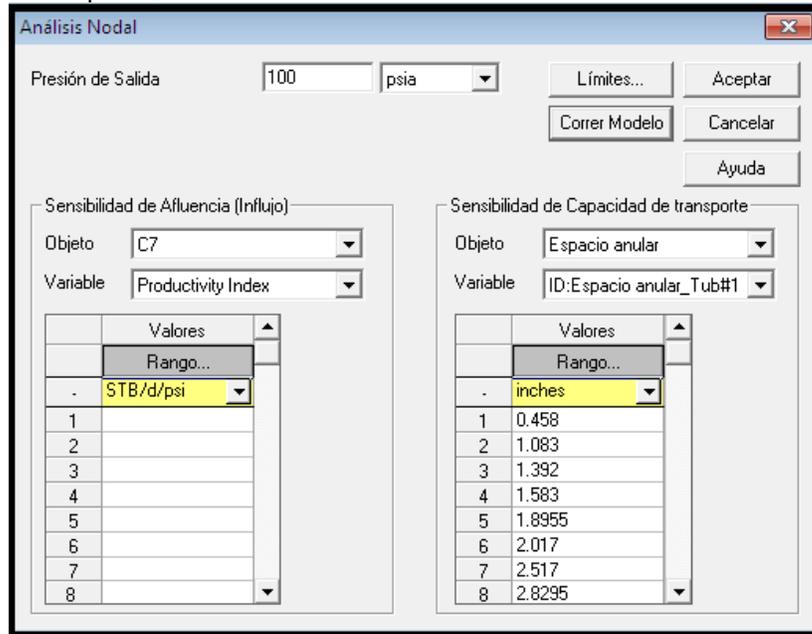
Para el análisis nodal en C7 se debe tener en cuenta que de las tres diferentes áreas por las que el flujo pasa solo el área que va hasta superficie es la que se puede modificar, esta comprende el espacio formado entre tubería externa y la tubería concéntrica. Las tuberías externas que comercialmente se utilizan son las siguientes dos: 1) OD: 5 1/2", 17#, ID: 4.892" y 2) OD: 4 1/2", ID: 3.958". Las tuberías concéntricas que comercialmente se usan son las mismas que las utilizadas para el análisis en C5. El diámetro efectivo de flujo es la diferencia entre el diámetro interno de la tubería externa y el diámetro externo de la tubería concéntrica. La **Tabla 34** muestra los valores del diámetro efectivo de flujo para las 8 combinaciones posibles.

Tabla 34. Diámetro efectivo de flujo para C7

ID Tubería externa (in)	OD tubería concéntrica (in)	Diámetro efectivo de flujo (in)
4.892	2 1/16	2.8295
4.892	2 3/8	2.5170
4.892	2 7/8	2.0170
4.892	3 1/2	1.3920
3.958	2 1/16	1.8955
3.958	2 3/8	1.5830
3.958	2 7/8	1.0830
3.958	3 1/2	0.4580

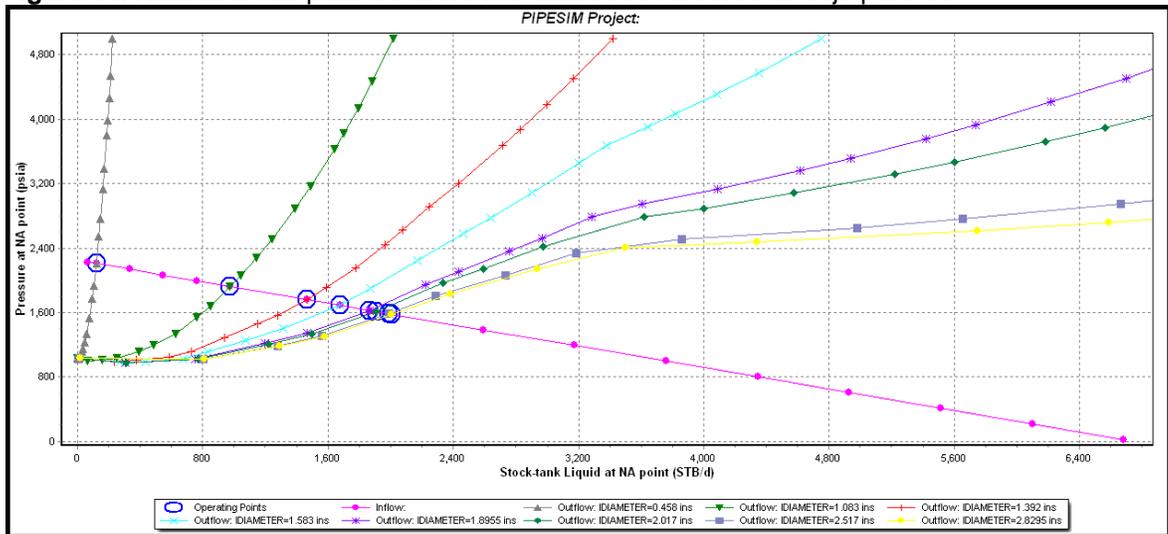
Luego de obtener los 8 diámetros diferentes por los que el fluido de C7 se va a producir, estos se deben incluir en la interface del simulador en la curva de *outflow* (Ver **Figura 64**) para que este realice el respectivo análisis nodal a los diferentes diámetros y poder obtener las curvas que se muestran en las **Figuras 65 y 66**.

Figura 64. Datos en la interface del simulador operaciones/análisis nodal para C7



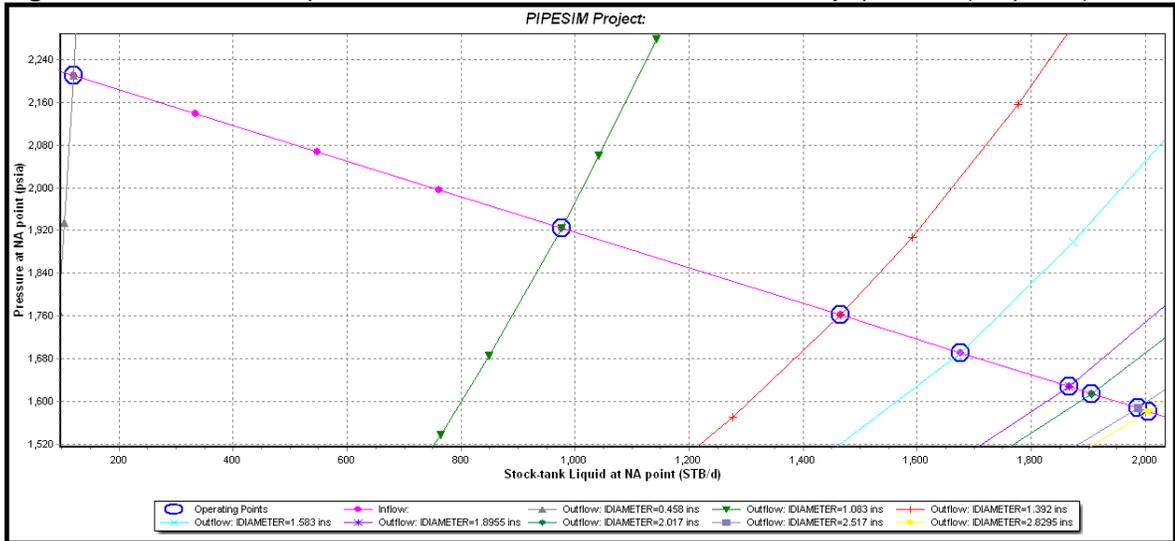
Fuente: PIPESIM

Figura 65. Análisis nodal para los diferentes diámetros efectivos de flujo para C7



Fuente: PIPESIM

Figura 66. Análisis nodal para los diferentes diámetros efectivos de flujo para C7 (Ampliada)



Fuente: PIPESIM

En **Figura 66** se observa que el diámetro efectivo de flujo mayor correspondiente a la configuración de 5 1/2" y 2 1/16" es la que mayor caudal ofrece con 2008.45 BFPD, a medida que se disminuye el diámetro efectivo el caudal se reduce, se debe tener en cuenta que todos los valores obtenidos anteriormente son para una frecuencia de la bomba de 60 Hz. La **Tabla 35** se realizó con los valores obtenidos por la **Figura 66** y muestra los resultados para C7.

Tabla 35. Resultados del análisis de sensibilidad para C7

Combinación de tuberías (OD's)	Diámetro efectivo de flujo (in)	Presión (psia)	Producción bruta (stb/d)	Producción neta (stb/d)
5-1/2"-2-1/16"	2.8295	1581.47	2005.60	601.68024
5-1/2"-2-3/8"	2.517	1587.83	1986.51	595.95186
5-1/2"-2-7/8"	2.017	1614.58	1906.27	571.88058
5-1/2"-3-1/2"	1.392	1465.38	1761.54	528.46197
4-1/2"-2-1/16"	1.8955	1627.97	1866.10	559.82994
4-1/2"-2-3/8"	1.583	1691.34	1675.99	502.79655
4-1/2"-2-7/8"	1.083	1924.77	975.69	292.70832
4-1/2"-3-1/2"	0.458	2209.79	120.64	36.19092

Según los resultados obtenidos por la **Tabla 35** se aprecia que los valores cambian considerablemente según las diferentes combinaciones y esto es debido

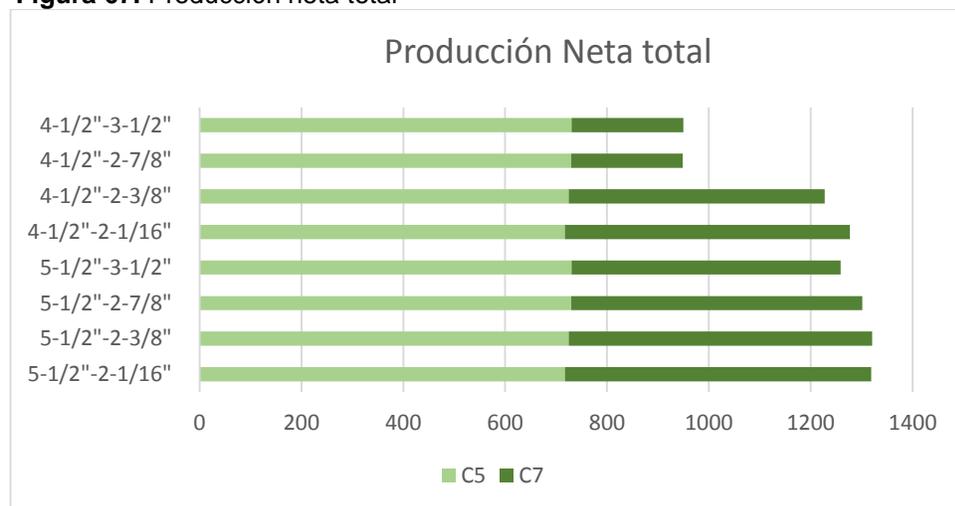
a que el espacio de flujo cambia mucho con cada combinación. Para C7 el porcentaje de crudo es del 30% valor con el que se determina la producción neta.

Por último para determinar cuál es la combinación de tuberías que ofrezca los mayores volúmenes de crudo se debe determinar cuánto es el valor total con la producción en simultáneo de las dos formaciones (Ver **Tabla 36**). La **Figura 67** muestra los valores gráficos de la producción neta total de las dos formaciones.

Tabla 36. Producción de crudo en simultáneo

Combinación de tuberías (OD's)	Producción Neta C5 (stb/d)	Producción neta C7 (stb/d)	Producción simultánea (stb/d)
5-1/2"-2-1/16"	717.06	601.68024	1318.74024
5-1/2"-2-3/8"	725.05	595.95186	1321.00186
5-1/2"-2-7/8"	729.64	571.88058	1301.52058
5-1/2"-3-1/2"	730.745	528.46197	1259.20697
4-1/2"-2-1/16"	717.06	559.82994	1276.88994
4-1/2"-2-3/8"	725.05	502.79655	1227.84655
4-1/2"-2-7/8"	729.64	218.892	948.532
4-1/2"-3-1/2"	730.745	219.2235	949.9685

Figura 67. Producción neta total

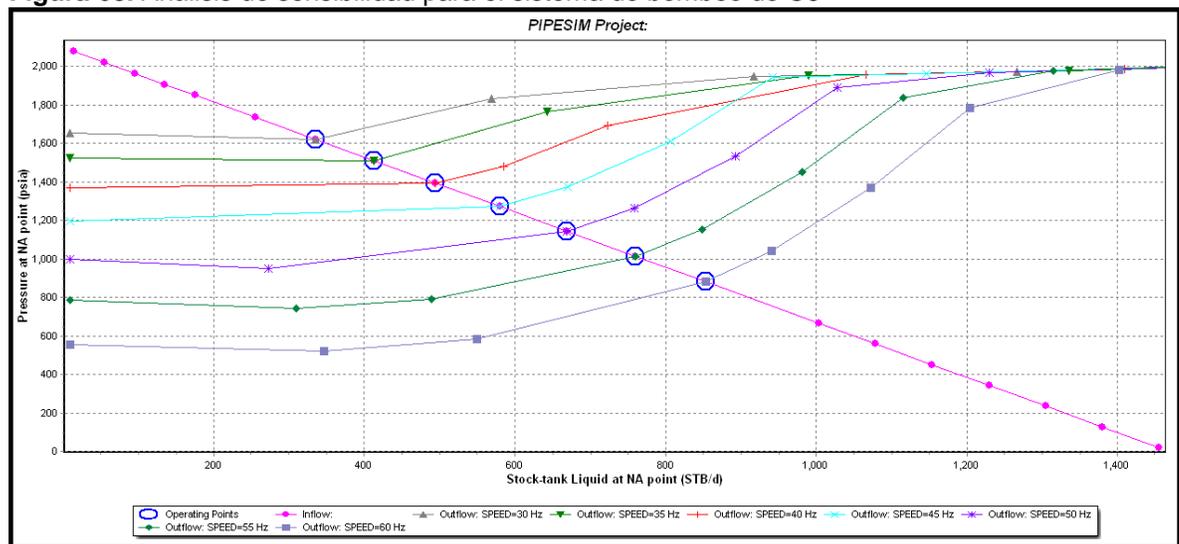


Al observar los resultados obtenidos para la producción total con las 8 diferentes configuraciones propuestas se aprecia que la combinación de 5 ½” y 2 3/8” es la que mayores volúmenes aporta con un total de 1321 barriles de crudo por día.

4.4.3.2 Análisis de sensibilidad con variaciones en las frecuencias de operación para los equipos de bombeo de las dos formaciones. Se requiere conocer las curvas de operación de las bombas previamente seleccionadas para evaluar la frecuencia óptima de operación y a partir de allí conocer el límite operativo de cada una de éstas. A continuación se presenta un análisis de sensibilidad del equipo de bombeo con respecto a distintas frecuencias de operación para C5.

En la **Figura 68** se muestra la producción y su variación con respecto al cambio de frecuencias de bombeo a través de la tubería concéntrica seleccionada previamente de 2 3/8”. La **Tabla 37** muestra los valores obtenidos para presión y caudal a las diferentes frecuencias.

Figura 68. Análisis de sensibilidad para el sistema de bombeo de C5



Fuente: PIPESIM

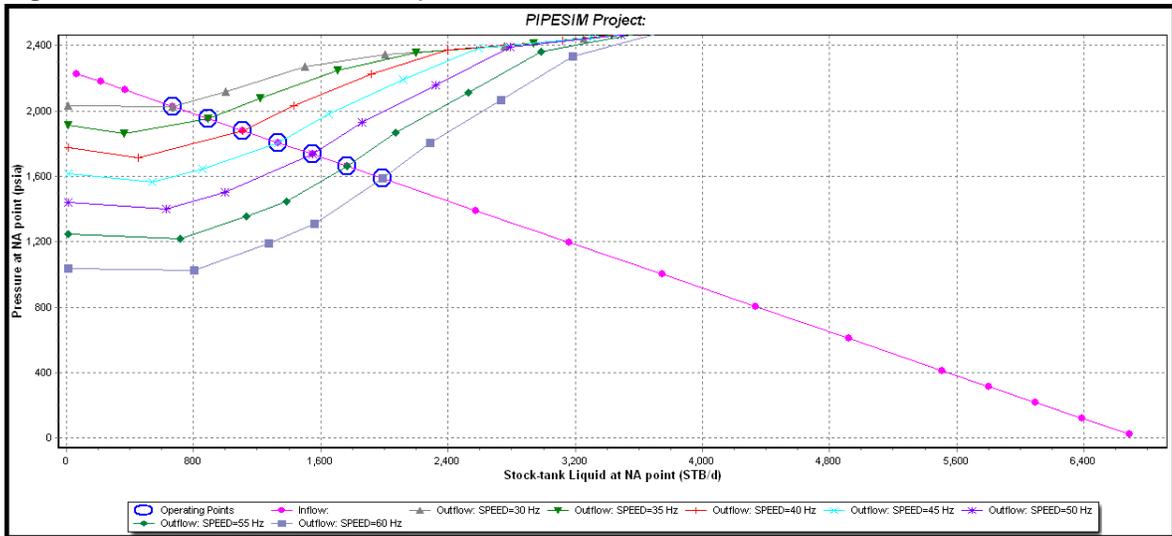
Tabla 37. Análisis nodal a las diferentes frecuencias de operación del BES para C5

Frecuencia (Hz)	Presión (Psia)	Producción bruta (stb/d)
30	1620.04	335.97
35	1510.29	412.80
40	1394.07	494.15
45	1271.42	580.00
50	1144.60	668.78
55	1014.66	759.74
60	881.56	852.91

Por lo observado en la **Tabla 37** se puede evidenciar que ambas, tanto la producción como la frecuencia, son directamente proporcionales, lo que nos permite concluir que es aconsejable producir a la mayor frecuencia, 60 Hz, para garantizar que se maximice la producción y el equipo de bombeo que producirá C5 trabaje dentro de los límites de operación.

En la **Figura 69** se muestra la producción y su variación con respecto al cambio de frecuencias de bombeo a través del espacio anular correspondiente al área de flujo para C7, esta fue seleccionada previamente con una combinación de tuberías de 5 1/2" y 2 3/8". La **Tabla 38** muestra los valores de presión y caudal obtenidos para C7.

Figura 69. Análisis de sensibilidad para el sistema de bombeo de C7



Fuente: PIPESIM

Tabla 38. Análisis nodal a las diferentes frecuencias de operación del BES para C7

Frecuencia (Hz)	Presión (Psia)	Producción bruta (stb/d)
30	2025.75	672.75
35	1952.68	891.95
40	1879.38	1111.85
45	1806.45	1330.66
50	1733.77	1548.70
55	1661.11	1766.69
60	1587.67	1987.00

Al observar la **Tabla 38** se puede evidenciar que ambas, tanto la producción como la frecuencia, son directamente proporcionales, lo que nos permite concluir que es aconsejable producir a la mayor frecuencia, 60 Hz, para garantizar que se maximice la producción y el equipo de bombeo que producirá C7 trabaje dentro de los límites de operación.

Finalmente, es posible concluir que para los dos equipos es idóneo trabajar con la mayor frecuencia, la frecuencia eléctrica estándar en Colombia, 60 Hz, ya que con esta se obtiene un caudal de producción mayor de ambas formaciones. Para evitar rupturas en los ejes que conectan los componentes del sistema, por arranques a altas velocidades, se requiere un inicio progresivo del equipo de bombeo electro sumergible empezando desde la menor frecuencia y llevándolo poco a poco a la mayor, lo cual se logra a través del uso de variadores de frecuencia.

5. ANÁLISIS FINANCIERO

El Bloque Cubiro, ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, está constituido por algunos campos que poseen acceso a dos zonas productoras, las unidades C-5 y C-7 de la Formación Carbonera, las cuales tienen características petrofísicas distintas, así como también existen diferencias en las propiedades de los fluidos que produce cada una de ellas. La mayoría de pozos que pertenecen al Bloque Cubiro tienen implementados sistemas de completamientos sencillos y solo pueden hacer la explotación de una zona productora a la vez porque no tienen la capacidad de producir simultáneamente las zonas sin que sus fluidos se mezclen. El hecho de solo obtener la producción de una sola zona trae inconvenientes para una compañía en cuanto a la reducción de beneficios para ésta. Los beneficios se reducen por la necesidad de perforar más pozos para producir de las dos zonas al mismo tiempo, por la reducción en la producción que se refleja en el incremento del tiempo de recobro y el tiempo para el retorno de la inversión. Por lo cual se genera la necesidad de obtener producción de dos zonas diferentes y de manera simultánea a través de un mismo pozo ubicado en el Bloque Cubiro para lograr un aumento en la producción siguiendo la reglamentación colombiana en la cual se establece que se debe hacer la fiscalización separada e independiente de cada yacimiento o zonas productoras para así realizar la determinación efectiva de los volúmenes de producción de cada uno, permitiendo una adecuada liquidación de regalías y compensaciones para las compañías que hacen parte del contrato.

Durante el desarrollo de éste proyecto se determinó que la mejor alternativa para maximizar la producción en el Bloque, es la implementación del completamiento dual concéntrico con tubería externa de 5 ½" y concéntrica de 2-3/8". En éste proyecto, el análisis financiero nos permite evaluar la viabilidad financiera de la implementación de un Completamiento Dual Concéntrico en un pozo tipo del Bloque Cubiro, como alternativa para generar producción de dos formaciones simultáneamente. El proyecto se evaluará para la próxima campaña de perforación en el Bloque la cual será de dos pozos.

Con el fin de evaluar las alternativas que maximicen la producción en el Bloque, se hará una comparación entre los dos escenarios con los cuales se pueden completar el pozo. El escenario 1 es el propuesto en este proyecto, el completamiento dual concéntrico con tuberías de 5 ½" y 2-3/8" y el escenario 2 es el que se implementa actualmente en el Bloque, el completamiento sencillo selectivo con Y-tool.

La evaluación financiera se realizará usando como unidad monetaria de valor constante el dólar estadounidense (USD), la tasa de interés de oportunidad (TIO) proporcionada por la compañía es de un 10% anual. Para el periodo de evaluación se tomará un tiempo de 5 años con periodos anuales, ya que ésta es la vida útil máxima de las bombas electrosumergibles del completamiento, tiempo en el cual deben ser retiradas. Esta evaluación se realizará desde el punto de vista de la empresa operadora, mediante el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

5.1 COSTOS DE INVERSIÓN, CAPEX

Los costos de inversión son los desembolsos requeridos en equipos, propiedades e instalaciones industriales, para poner en marcha la actividad productiva. Los desembolsos relacionados con los CAPEX se amortizan durante la vida útil del proyecto. En este caso analizaremos la inversión inicial requerida para cada uno de los escenarios propuestos, debido a que la cementación y el cañoneo es el mismo para todas las alternativas, y es existente en el pozo. Cabe aclarar que no se tienen en cuenta los valores de la perforación del pozo y tampoco el método de control de arenas.

- **Escenario 1:** En las **Tablas 39 y 40** se relacionan los costos de inversión requeridos para el completamiento dual concéntrico, en donde se tienen en cuenta la tubería de producción de 5 1/2", la tubería de producción de 2 3/8", el empaque que separa las formaciones, los equipos del sistema de BES y las herramientas que ayudan a adaptarlas al completamiento.

Tabla 39. Costos de inversión completamiento dual concéntrico

COMPONENTE	COSTO UNITARIO (USD)	CANTIDAD	TOTAL (USD)
Tubería de producción externa 5-1/2" 17#	25/ft	5154 ft	\$128,850
Tubería de producción concéntrica 2-3/8" 4,6#	7/ft	5217 ft	\$36,519
Empaques	\$80,000	1	\$80,000
Equipo ESP	\$320,000	2	\$640,000
Herramientas para completamiento dual (Y-TOOL, bloque soporte y encapsulamiento, servicio técnico)	\$500,000	1	\$500,000
TOTAL COMPLETAMIENTO			\$1,385,369

Fuente: DELRIO S.A.

Para el Periodo 0 se espera realizar la inversión para la implementación de dos completamientos en los dos pozos de la campaña de perforación. En la **Tabla 42** se determinan los costos de inversión totales para el escenario 1.

Tabla 40. Costos totales de inversión completamiento concéntrico

Periodo	Precio de completamiento (USD)	Número de Intervenciones	USD
0	\$ 1,385,369	2	\$ 2,770,738

➤ **Escenario 2:** En las **Tabla 41 y 42** se establecen los costos de inversión para el completamiento sencillo selectivo con Y-Tool, en donde se tienen en cuenta una tubería de producción de 3 ½", el empaque que separa las formaciones, los equipos del sistema de BES y las herramientas especiales requeridas.

Tabla 41. Costos de inversión Completamiento sencillo selectivo

COMPONENTE	COSTO UNITARIO (USD)	CANTIDAD	TOTAL (USD)
Tubería de producción 3-1/2" 9,2#	10/ft	5500 ft	\$55,000
Empaques	30,000	3	\$90,000
Equipo ESP	400,000	1	\$400,000
Camisas de circulación	5,000	2	\$10,000
Perfil de asentamiento ("Landing Nipple")	3,000	1	\$3,000
Y-Tool	40,000	1	\$40,000
TOTAL COMPLETAMIENTO			\$598,000

Fuente: DELRIO S.A.

En la **Tabla 44** se determinan los costos de inversión totales realizados en el periodo 0 para el escenario 2.

Tabla 42. Costos de inversión por periodos completamiento sencillo selectivo con Y-Tool

Periodos	Precio de completamiento (USD)	Número de Intervenciones	USD
0	\$598,000	2	\$1,196,000

5.2 COSTOS DE OPERACION, OPEX

Los costos operacionales son los desembolsos requeridos durante la ejecución del proyecto, que para este caso de producción serán representados por el costo que tiene la empresa para levantar cada barril de fluido y la energía que necesita la bomba para llevar los fluidos desde el yacimiento hasta el cabezal.

- **Escenario 1:** para determinar los costos operacionales, primero se requiere determinar la producción anual (**Tabla 43**) que traería la implementación del completamiento dual concéntrico en los dos pozos en cada uno de los periodos de tiempo. Para el sistema de completamiento dual concéntrico se obtuvo en el Capítulo 4 una producción bruta diaria para C5 de 853 y para C7 de 1986.51 lo que para el sistema dual da un total de 2839.51 Bbl/d.

Tabla 43. Total costos de operación Escenario 1

Producción bruta diaria (BPD)	Producción anual (bbl)	Producción en todas las intervenciones (bbl)
2839.51	1022223.6	2044447.2

A continuación en la **Tabla 44**, se determinan los costos de operación teniendo en cuenta el costo de levantamiento que para la empresa es de 7 USD para cada barril de fluido producido y que es el mismo en cada periodo al igual que la producción anual, por lo que los costos operacionales serán los mismos en cada periodo.

Tabla 44. Total costos de levantamiento Escenario 1

Periodos	Lifting cost (USD/Bbl)	Producción anual con completamiento dual concéntrico 2-3/8" (Bbl)	Total USD
1	7	2044447	\$14,311,130
2	7	2044447	\$14,311,130
3	7	2044447	\$14,311,130
4	7	2044447	\$14,311,130
5	7	2044447	\$14,311,130

Los costos de la energía utilizada por las dos bombas que son utilizadas en el completamiento dual para llevar los fluidos a superficie se determinan por el costo del kilovatio consumido para el bloque es de 0.045 USD KVa/H. La bomba que

maneja la producción de C5 tiene un consumo de 186 KVa y la que maneja la producción de C7 tiene un consumo de 187KVa. La **Tabla 45** muestra los costos que se requieren para el funcionamiento de las bombas el cual es el mismo en cada uno de los periodos.

Tabla 45. Total de costos para el funcionamiento de las bombas en el escenario 1.

Consumo C5 KVa/día	Consumo C7 KVa/día	Total consumo día KVa/día	Total consumo año en todas las intervenciones	Costo del KVa USD/KVa	Total USD
186	187	373	268560	0.045	\$ 12,085

La **Tabla 46** muestra la suma total de los costos operacionales que se deben realizar en cada uno de los periodos.

Tabla 46. Total de costos operacionales para el escenario 1.

Periodo	Total costos de levantamiento	Total costos de la energía de las bombas	Total costos de operación
1	\$14,311,130	\$ 12,085	\$14,323,216
2	\$14,311,130	\$ 12,085	\$14,323,216
3	\$14,311,130	\$ 12,085	\$14,323,216
4	\$14,311,130	\$ 12,085	\$14,323,216
5	\$14,311,130	\$ 12,085	\$14,323,216

➤ **Escenario 2:** Para el completamiento sencillo selectivo con Y-Tool se tiene en cuenta una producción de 853 bbl/d, valor obtenido de una sola formación (C5), la **Tabla 47** muestra la producción anual que se obtiene en la cual es la misma en cada periodo.

Tabla 47. Producción anual para el escenario 2

Producción bruta diaria (BPD)	Producción anual (bbl)	Producción en todas las intervenciones (bbl)
853	307080	614160

A continuación, en la **Tabla 48**, se determinan los costos de levantamiento en cada periodo teniendo en cuenta el mismo costo en cada periodo de 7 USD para cada barril de fluido producido.

Tabla 48. Total costos de operación para el escenario 2

Periodos	Lifting cost (USD/Bbl)	Producción anual con completamiento dual concéntrico 2-3/8" (Bbl)	Total USD
1	7	614160	\$4,299,120
2	7	614160	\$4,299,120
3	7	614160	\$4,299,120
4	7	614160	\$4,299,120
5	7	614160	\$4,299,120

Los costos de la energía consumida por la bomba son los Kilovatios que requiere la bomba diseñada para C5 de 186 KVa y los costos por KVa son los mismos que en el escenario 1. La **Tabla 49** muestra los costos relacionados al funcionamiento de la bomba que son los mismos en cada escenario.

Tabla 49. Total de costos para el funcionamiento de la bomba en el escenario 2.

Consumo C5 KVa/día	Total consumo año en todas las intervenciones	Costo del KVa USD/KVa	Total USD
186	133920	0.045	\$ 6,026

La **Tabla 50** muestra el total de los costos operacionales que se presentan en cada uno de los periodos.

Tabla 50. Total de costos operacionales para el escenario 2.

Periodo	Total costos de levantamiento	Total costos de la energía de las bombas	Total costos de operación
1	\$4,299,120	\$ 6,026	\$4,305,146
2	\$4,299,120	\$ 6,026	\$4,305,146
3	\$4,299,120	\$ 6,026	\$4,305,146
4	\$4,299,120	\$ 6,026	\$4,305,146
5	\$4,299,120	\$ 6,026	\$4,305,146

5.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

Los ingresos son el monto de dinero que se recibe por la venta del crudo que se produce, en este caso se mide en dólares estadounidenses (USD). El total de los ingresos equivale a la producción neta de crudo en los dos pozos de la campaña de perforación multiplicado por su precio de venta, para el cual se utiliza el precio de referencia Brent y que para la compañía se maneja el valor de 39.4 dólares, ya descontado el valor del transporte y los ajustes del precio por calidad.

La producción neta de crudo se determina multiplicando el valor de la producción bruta por el corte de agua de cada formación y luego se determina la producción neta después de regalías, restando las regalías de la producción neta. Las regalías son la retribución económica que pagan las empresas que extraen recursos no renovables al Estado, en Colombia de acuerdo a los lineamientos de la ANH las regalías equivalen al 8% de la producción total.

La producción bruta en cada periodo se mantiene constante pero a medida que pasa el tiempo el corte de agua en cada una de las formaciones va aumentando por lo que los volúmenes de petróleo que se obtienen son menores y los ingresos por ende disminuyen. La **Tabla 51** muestra cómo cambia el corte de agua para cada una de las formaciones en los diferentes periodos.

Tabla 51. Aumento del corte de agua en los diferentes periodos

Periodo	Corte de agua C5 (%)	Corte de agua C7 (%)
1	15	70
2	22	80
3	30	85
4	45	92
5	80	96

Fuente: DELRIO S.A.

- **Escenario 1:** La **Tabla 52** muestra la producción neta total en cada uno de los periodos que se obtiene del completamiento dual concéntrico en donde las producciones brutas de 853 para C5 y 1986.51 para C7 son constantes en todos los periodos pero con el aumento de corte de agua la producción de petróleo disminuye.

Tabla 52. Producción neta total para cada periodo en escenario 1.

Periodo	Producción neta en C5	Producción neta en C7	Producción neta total	Producción anual en todas las intervenciones
1	725.1	596.0	1321.0	951122.2
2	665.3	397.3	1062.6	765102.2
3	597.1	298.0	895.1	644455.1
4	469.2	158.9	628.1	452211.0
5	170.6	79.5	250.1	180043.5

La **Tabla 53** muestra el valor de producción neta después de regalías y la **Tabla 54** muestra el total de ingresos que se obtienen de la venta.

Tabla 53. Producción neta para el escenario 1.

Periodos	Producción anual con completamiento dual concéntrico 2-3/8" (Bbl)	Regalías (8%) (Bbl)	Producción Neta (Bbl)
1	951122.2	76090	875032
2	765102.2	61208	703894
3	644455.1	51556	592899
4	452211	36177	416034
5	180043.5	14403	165640

Tabla 54. Ingresos Totales para el escenario 1

Periodos	Producción Neta (Bbl)	Precio de venta (USD)	Total ventas (USD)
1	875032	\$39.4	\$34,476,278
2	703894	\$39.4	\$27,733,425
3	592899	\$39.4	\$23,360,208
4	416034	\$39.4	\$16,391,744
5	165640	\$39.4	\$6,526,217
TOTAL			\$108,487,872

➤ **Escenario 2:** La **Tabla 55** muestra la producción neta total en cada uno de los periodos que se obtiene del completamiento sencillo en donde la producción bruta de 853 para C5 es constante en todos los periodos pero con el aumento de corte de agua la producción de petróleo disminuye.

Tabla 55. Producción neta total para cada periodo en escenario 2.

Periodo	Producción neta en C5	Producción anual en todas las intervenciones
1	725.1	522036.0
2	665.3	479044.8
3	597.1	429912.0
4	469.2	337788.0
5	170.6	122832.0

La **Tabla 56** muestra la producción neta después de regalías que se obtiene del completamiento sencillo selectivo con Y tool, y la **Tabla 57** muestra el total de ingresos que se obtienen de este.

Tabla 56. Producción neta para el escenario

Periodos	Producción anual con completamiento dual concéntrico 2-3/8" (Bbl)	Regalías (8%) (Bbl)	Producción Neta (Bbl)
1	522,036	41763	480273
2	479,045	38324	440721
3	429,912	34393	395519
4	337,788	27023	310765
5	122,832	9827	113005

Tabla 57. Ingresos totales para el escenario 2

Periodos	Producción Neta (Bbl)	Precio de venta (USD)	Total ventas (USD)
1	480273	\$39.4	\$18,922,761
2	440721	\$39.4	\$17,364,416
3	395519	\$39.4	\$15,583,450
4	310765	\$39.4	\$12,244,139
5	113005	\$39.4	\$4,452,414
TOTAL			\$68,567,181

5.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

A continuación se describirá cómo interpretar el indicador que se tomó como referencia, se presentarán los flujos de efectivo totales y netos, y se hallará el valor del VPN para cada escenario.

El valor presente neto de cada una de las alternativas lo podemos definir como el valor total en una fecha presente de cada una de ellas, y se calcula mediante la aplicación de la **Ecuación 30**.

Ecuación 30. Valor presente neto

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

Fuente: BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica. 8va. Edición. Bogotá, D.C.: Fondo Educativo Panamericano, 2000. p 197.

Dónde:

VPN: Valor presente neto.

Fn: Valor de flujo de caja en un tiempo determinado, anual para nuestro caso.

i: TIO, Tasa de interés de oportunidad

n: Número de periodos existentes entre el periodo descontado y el presente, 5 años para nuestro caso.

Si el VPN es mayor a cero indica que el proyecto es viable desde el punto de vista financiero, ya que el proyecto generará ingresos mayores que la inversión, dejando una ganancia para la compañía. En caso de que este valor sea negativo, indica que los ingresos que genera el proyecto no alcanzan a cubrir los costos de inversión. Si el VPN da como resultado cero, se interpreta que los ingresos son iguales a la inversión y la compañía no obtiene ganancias.

Para calcular el VPN se debe tener en cuenta la Tasa Interna de Oportunidad (TIO) la cual se define como la tasa de interés mínima que la compañía está dispuesta a ganar y que en este caso es del 10% anual.

5.4.1 Flujos de efectivo. Un flujo de efectivo es la representación gráfica de un proyecto que indica los periodos en los cuales se requieren recursos y en cuales se generan ingresos.

A continuación se presentan los flujos de efectivo para cada uno de los escenarios, teniendo en cuenta que el proyecto es para la implementación en dos pozos.

- **Escenario 1:** La **Figura 70** muestra el flujo de efectivo para el escenario 1 donde se observan los ingresos correspondientes a la venta de crudo y los egresos a la inversión y los costos operacionales que se realizan en cada periodo, y se calculan los totales respectivos.

La **Figura 71** muestra el flujo de efectivo neto del escenario 1 en donde se muestran los valores totalizados para cada periodo.

Figura 70. Flujo de efectivo para el escenario 1

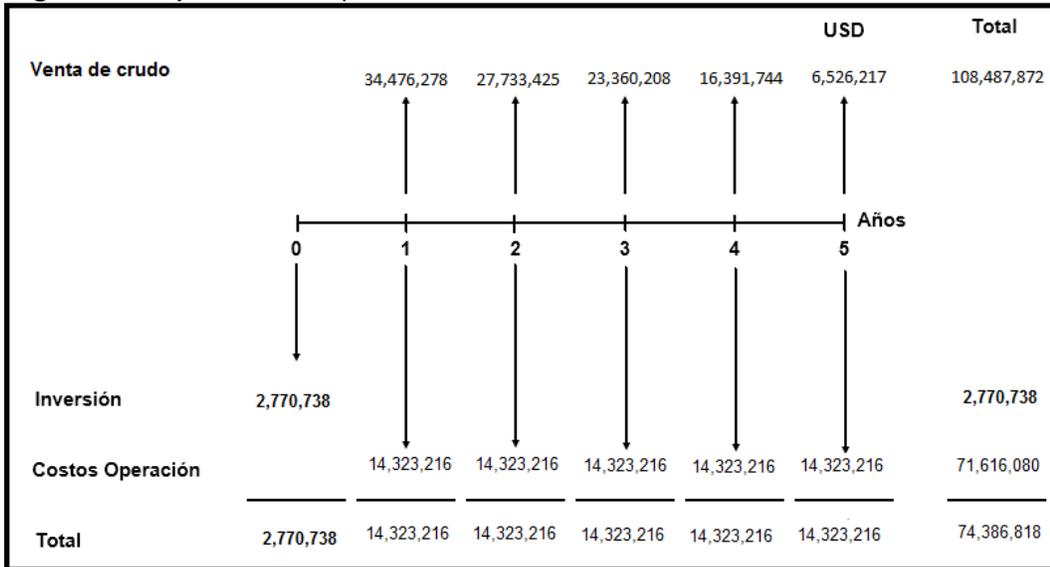
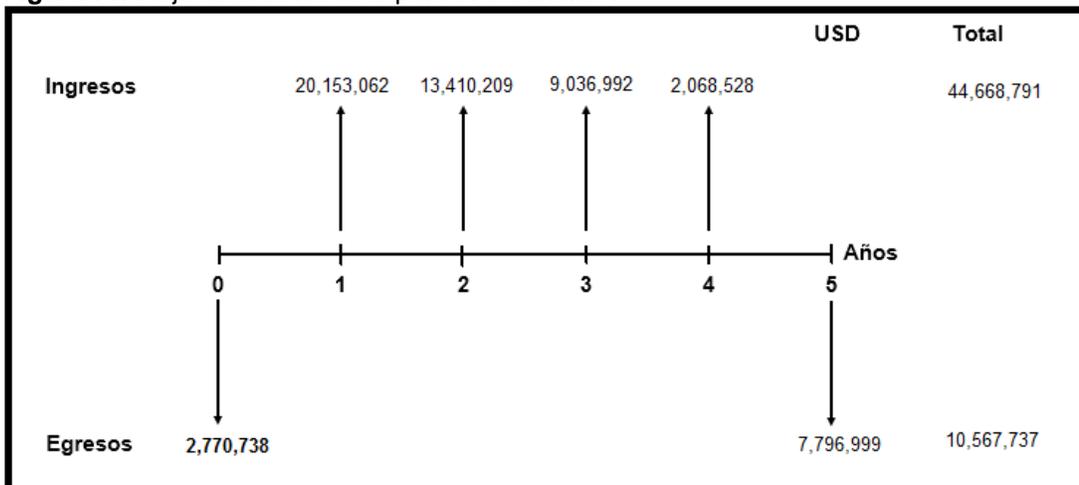


Figura 71. Flujo de efectivo neto para el escenario 1

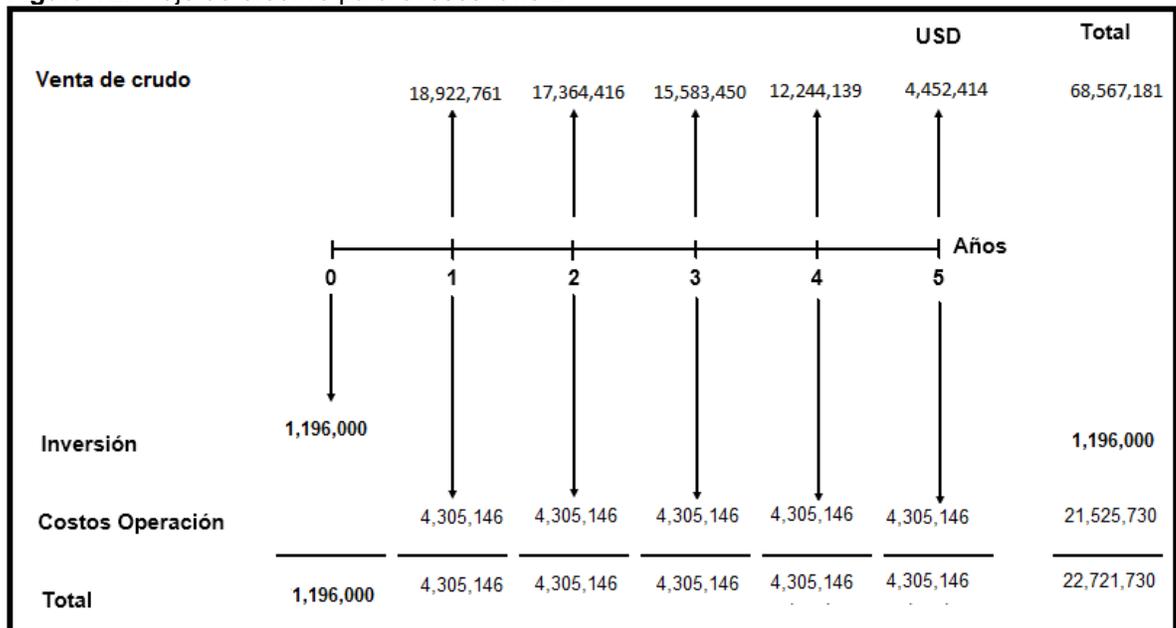


A continuación se reemplaza la **Ecuación 30** del valor presente neto con los valores obtenidos en la figura 56 para el escenario 1.

$$\begin{aligned}
 VPN(10\%) &= -2,770,738 + [(20,153,062) * (1 + 10\%)^{-1}] \\
 &+ [(13,410,209) * (1 + 10\%)^{-2}] + [(9,036,992) * (1 + 10\%)^{-3}] \\
 &+ [(2,068,528) * (1 + 10\%)^{-4}] + [(-7,796,999) * (1 + 10\%)^{-5}] \\
 &= \text{\$ } \mathbf{29,994,180}
 \end{aligned}$$

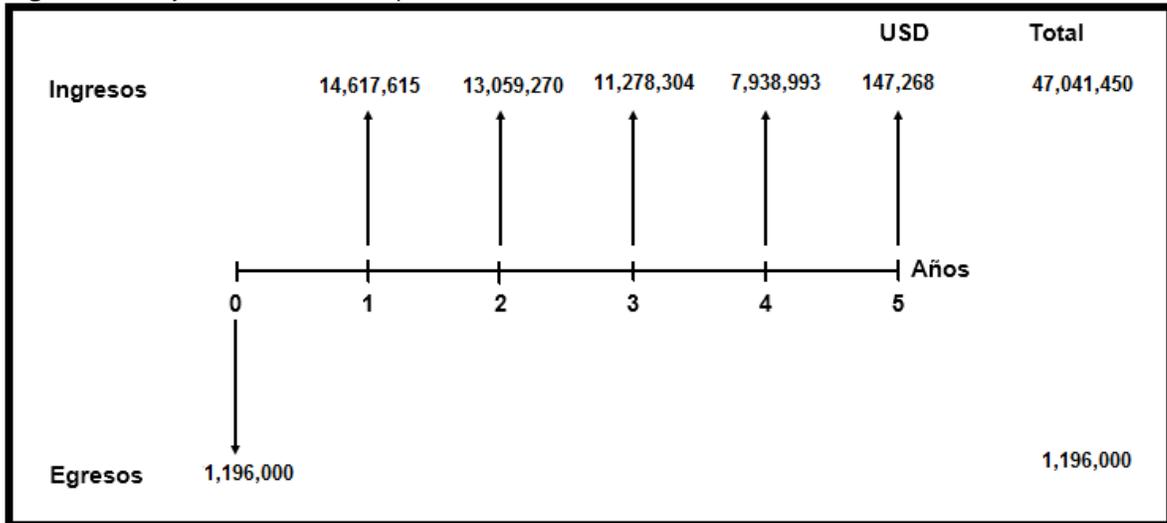
➤ **Escenario 2:** La **Figura 72** muestra el flujo de efectivo para el escenario 2 donde se muestran los ingresos y egresos en cada periodo, y los totales respectivos.

Figura 72. Flujo de efectivo para el escenario 2



La **Figura 73** muestra el flujo de efectivo neto del escenario 2 en donde se muestran los valores totalizados para cada periodo.

Figura 73. Flujo de efectivo neto para el escenario 2



A continuación se reemplazará la **Ecuación 30** Del valor presente neto con los valores obtenidos en la **Figura 73** para el escenario 2.

$$\begin{aligned}
 VPN (10\%) &= -1,196,000 + [(14,617,615) * (1 + 10\%)^{-1}] \\
 &+ [(13,059,270) * (1 + 10\%)^{-2}] + [(11,278,304) * (1 + 10\%)^{-3}] \\
 &+ [(7,938,993) * (1 + 10\%)^{-4}] + [(147,268) * (1 + 10\%)^{-5}] \\
 &= \mathbf{\$36,872,964}
 \end{aligned}$$

5.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero ambos escenarios son atractivos para la compañía porque ambos generan una ganancia extraordinaria adicional a la TIO.

Para la compañía la mejor opción es implementar el completamiento sencillo selectivo ya que esta le representa a dólares de hoy una ganancia extraordinaria superior en el 32.94% aproximadamente, teniendo en cuenta que solo se puede producir de una sola formación, en este caso C5, si se quieren producir las dos formaciones simultáneamente se deben perforar más pozos o se debe hacer uso del completamiento dual concéntrico que permite producir las dos formaciones de manera simultánea teniendo en cuenta que estos completamientos duales tienen costos más elevados.

6. CONCLUSIONES

- Los pozos del Bloque Cubiro se ubican en la Cuenca de los Llanos Orientales la cual posee yacimientos que se forman a partir de fallas estructurales de cabalgamiento y las unidades de reservorio que se encuentran allí son las unidades C5 y C7 de la Formación Carbonera.
- Los dos tipos de completamientos duales que se pueden instalar en los pozos del Bloque Cubiro son el Completamiento Dual con Sartas Paralelas y el Completamiento Dual Concéntrico, ya que estos en su mayoría poseen diámetro de 9 5/8" y un bajo grado de inclinación.
- Como el Pozo A presenta una inclinación de 21° aproximadamente el levantamiento por cavidades progresivas no se puede instalar allí, los otros sistemas de levantamiento artificial convencionales estudiados si se permiten instalar en el pozo teniendo en cuenta que el que brinda el mayor desempeño es el levantamiento con bombeo electrosumergible.
- En el Pozo A con revestimiento en fondo de 9 5/8" las sartas paralelas con dos bombas electrosumergibles quedan muy estrechas porque se debe ocupar casi por completo el espacio disponible y al momento de la instalación el cable de potencia de la bomba puede sufrir arrastre, los tiempos de instalación son mayores y son varias las herramientas que tienen un manejo y diseño especial, por esto se decide que la mejor opción para el Pozo A es usar completamientos duales concéntricos con bombas electrosumergibles.
- Para el Pozo A que va a ser completado con dual concéntrico con dos BES la mejor alternativa para colocar la bomba inferior es con un encapsamiento, debido a que es más eficiente la refrigeración del equipo por que al estar dentro de una capsula se reduce el área de flujo entre el motor y el equipo, lo que incrementa la velocidad de flujo y la transferencia de calor, adicional a esto al estar dentro de la capsula se puede poner la bomba inferior por encima del empaque y al momento de necesitar hacer mantenimiento a las bombas el completamiento se desprenda por encima éste.
- En el Pozo A con completamiento dual concéntrico el camino que tiene mayor área de flujo es el de la tubería concéntrica, por lo que la formación que mayores aportes de hidrocarburos brinde ira por ese camino, para el Pozo A es la unidad

C5. El espacio anular formado por las tuberías tiene un área menor de flujo, por lo que la formación con menor aporte de hidrocarburo ira por allí, que para el Pozo A es la unidad C7.

- Para el Pozo A de 9 5/8" con producción estimada de 2000 BFPD por el espacio anular y de 1000 BFPD por el espacio concéntrico la configuración de tuberías que presenta mayores volúmenes en superficie es la de 5 1/2" para la tubería externa y 2 3/8" para la tubería concéntrica.
- El diseño con frecuencias variables en el equipo electrosumergible es importante debido a que al momento del despegue no es recomendable iniciar con los 60 Hz que provienen de la red eléctrica porque la carga inicial podría generar sobreesfuerzos en el motor y la bomba, por lo que se debe iniciar con una baja frecuencia de 30 Hz y luego ir subiendo progresivamente a la frecuencia máxima que se requiera.
- Si el Pozo A se implementa un completamiento dual concéntrico, este tiene costos de operación mucho más altos que con completamiento sencillo debido al manejo de mayores volúmenes de fluido, si este fluido es petróleo en su mayoría los ingresos serán muy altos y los costos de operación no serán un problema, pero en yacimientos con acuíferos activos como en el Pozo A donde sufren un aumento en el corte de agua considerable a medida que pasa el tiempo, se debe tener en cuenta hasta cuando los volúmenes de petróleo neto son atractivos para mantener los costos de operación.

7. RECOMENDACIONES

- Realizar el mismo diseño para completamientos con sartas paralelas, haciendo uso de las tuberías de producción de 2 3/8" y con bombas electrosumergibles de los menores diámetros, serie 300 y/o 400, de ser posible su instalación en el pozo los costos de inversión inicial disminuirían.
- Evaluar la posibilidad de colocar la bomba inferior por debajo del empaque que separa las dos formaciones, esto si la separación de arenas es suficiente y el nivel de fluido no alcanzara a rellenar la capsula.
- No se recomienda utilizar completamientos duales en pozos que tengan bajos potenciales debido a los altos costos de inversión o que tengan una severidad en la desviación mayor a 8° debido a que algunos componentes no tienen la suficiente flexibilidad.
- Realizar el mismo diseño del BES pero con bombas que permitan manejar mayores índices de productividad en sus niveles más óptimos, esto con el fin de tener un mayor aprovechamiento de la energía que se brinda al pozo.
- Evaluar la configuración de los componentes del completamiento dual de manera invertida, en donde la formación superior se produzca por el espacio anular y la formación inferior por el espacio concéntrico, para determinar si manejando la formación inferior, que es la que mayores valores de fluido total aporta, por el espacio con mayor área de flujo que es al interior la tubería concéntrica, se pueden reducir las pérdidas por fricción en todo el sistema.
- Realizar el análisis de sensibilidad de las tres variables identificadas para diferentes Índices de Productividad con el fin de obtener las condiciones óptimas de aprovechamiento de la energía que ofrecen las formaciones, teniendo en cuenta que el caudal y los requerimientos energéticos son directamente proporcionales al IP.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca llanos Orientales: Integración Geológica de la digitalización y análisis de núcleo. Bogotá, D.C.: 2012. 209p.

_____. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá, D.C.: 2007. ISBN 978-958-98237-0-5

AMARIS PASTRANA, José Manuel y CASTRO CRUZ, Lady Johana. Estudio de viabilidad para la implementación del completamiento dual concéntrico con bombeo electro sumergible en los pozos A y B del Campo Castilla. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2012.

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE PETRÓLEO. Informe estadístico petrolero: IEP [En línea] Bogotá, D.C.: 2015. [Citado el 21 de Mayo de 2015]. Disponible en: <<https://www.acp.com.co/index.php/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero-iep>>

BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica. 8va. Edición. Bogotá, D.C.: Fondo Educativo Panamericano, 2000. 411p.

BAKERHUGES. The 9 step. Centrilift. 1991. 31 p.

BAYONA et. al, An integrated analysis of an orogen-sedimentary basin pair: Latest Cretaceous-Cenozoic evolution of the linked Eastern Cordillera orogeny and the Llanos foreland basin of Colombia, en Simposio Bolivariano de Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas: Cartagena Colombia, Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo, p. 1181

BELLARBY, Jonathan. Well Completion. En: Developments in petroleum science. ELSEVIER. Vol. 56, 2009. 711p.

CASTRO, Roberto. Diseño del completamiento dual paralela para pozos con dos areniscas de producción, verticales y desviados. Tesis de Grado. UIS. 2009. 180p.

CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO. Completación y Reacondicionamiento de pozos. Segunda edición. Tamare, 1997. 158p.

CIED PDVSA. Completación y Reacondicionamiento de Pozos. 1997. p 4-13.

CRUZ OSORNIO, Edgar. Selección del sistema artificial de producción para los pozos no convencionales del Campo Rabasa. En: Ingeniería Petrolera. Vol. 53 No. 9, septiembre, 2013. 12p. ISSN 0185 – 3899.

DÁVILA BURGA, Jorge. Diccionario geológico. 3. ed. República del Perú, Sector Energía y Minas: Instituto Geológico Minero y Metalúrgico, Lima, Perú, 1999. p.193.

DE PORTA, Lexique Stratigraphique International, Volume V. Amérique Latine. Fascicule 4b, 1974, p. 266

DORRONSO, Carlos. Atlas de roca [En línea]. Departamento de Edafología y Química Agrícola. Universidad de Granada. Última actualización: 16/09/2015. España. Disponible en: <<http://edafologia.ugr.es/rocas> >

GARCIA FRANCO, Lenin. Análisis técnico-económico de completaciones dobles y su aplicación en la cuenca amazónica del ecuador. Tesis de grado. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de ingeniería en geología y petróleo. 2009. 160p.

GEOLOGÍA VENEZOLANA. Ambientes Sedimentarios [en línea] 12 de Noviembre de 2010. [Citado 21 de mayo de 2016] Disponible En: <<http://geologiavenezolana.blogspot.com.co/2010/11/ambientes-sedimentarios.html>>

HERIOT WATT INSTITUTE OF PETROLEUM ENGINEERING. Production technology. Manual of Heriot Watt Universit. 2005. 832p.

INSTITUTO AGUSTÍN CODAZZI. Mapa de ruta Bogotá – Villavicencio [En línea]. [Citado 21 de Mayo de 2016]: Disponible en: <<http://geoportal.igac.gov.co/ssigl2.0/visor/galeria.req?mapald=7>>

INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Especificación para revestimiento y producción. 5CT. 6 ed. 1999. 93 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá D.C.: El instituto, 2006.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C.: El instituto, 2008.

_____. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C.: El instituto, 1998.

JULIVERT, Lexique Stratigraphique International, Volume V. Amérique Latine. Fascicule 4a, 1968, p.460

LEAL BORRADOR, Tulio. Manual de Completación: Schlumberger. 2003. 134p.

MONTIJO, Alejandra. Petrología de rocas Detríticas. [En línea]. Última modificación: 20-Jul-2012. México. Disponible en: <<http://gaia.geologia.uson.mx/academicos/amontijo/detríticas/lutitas.htm>>

MUÑOZ RODRÍGUEZ, Álvaro Fabián y TORRES TORRES, Edgar. Evaluación Técnica de las estrategias de levantamiento artificial en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2007. 250p.

NAVAS ESPINOSA, Fabián Alberto y PARADA HERRERA, Omar Camilo. Evaluación técnico-financiera de la viabilidad para la implementación de un sistema de completamiento dual en un pozo candidato del Campo Costayaco en la Cuenca del Putumayo. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2012.

PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP., Formulario anual de información, 2015, p.40.

RECALDE BOLAÑOS, Carlos Alberto. Análisis del sistema de Bombeo Electrosumergible aplicado a una completación dual para el mejoramiento de la producción de crudo en el pozo AMO-A4 operado por Repsol YPF. Quito: Universidad tecnológica Equinoccial. Facultad de ciencias de la ingeniería. Carrera de tecnología de petróleos, 2010.

ROMERO JARAMILLO, Policarpo y ORTEGA MERCADO, Josimar. Diseño y operación de empaquetamientos con grava para el control de arenas en pozos horizontales de alta productividad en campos de crudo pesado. Trabajo de grado

Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010. 236p.

RUIZ JUMBO, Carlos Javier. Producción simultánea de petróleo de dos arenas diferentes mediante completaciones dobles concéntricas en el Bloque 15. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Escuela de Ingeniería en Petróleos, 2007. 175p.

SAUCIER, R. J. February 1, 1974. Considerations in Gravel Pack Design. Society of Petroleum Engineers. SPE-4030-PA

SCHLUMBERGER. Falla Antitética [en línea]. [Citado 21 de mayo de 2016] Disponible En: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/antithetic_fault.aspx>

_____. Falla de crecimiento [en línea]. [Citado 21 de mayo de 2016] Disponible En: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/growth_fault.aspx>

_____. Roca Generadora [en línea]. [Citado 21 de mayo de 2016] Disponible En: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/seal.aspx>>

_____. SandAid, Sand Conglomeration Technology [en línea]. <http://www.slb.com/~media/Files/sand_control/product_sheets/sandaid-ps.pdf> [Citado en 7 de mayo de 2016]

SPALLETTI, Luis A. Nociones sobre las cuencas sedimentarias en el marco de la tectónica global [en línea] 2006. [Citado 21 de mayo de 2016] Disponible En: <<http://usuarios.geofisica.unam.mx/cecilia/CT-SeEs/65bcuencasSed.pdf>>, p.32.

VARGAS, Javier. Revisión de los parámetros del empaquetamiento con grava y planteamiento de las alternativas para mejorar su eficiencia en los pozos del campo jazmín. Proyecto de grado Ingeniero de petróleo. Bucaramanga. Universidad industrial de Santander. Facultad de Físicoquímicas. 2006. 132 p.

ANEXOS

ANEXO A

RANGOS DE APLICABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES.

A continuación se muestran las tablas de rangos de aplicabilidad de los diferentes criterios (*Screening*) para los sistemas de levantamiento convencionales obtenidas del proyecto -Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección- referenciado en el Capítulo 3.

Tabla A1. Rangos de aplicabilidad de los diferentes criterios (*Screening*) para Bombeo Mecánico.

Criterios	Rangos Bombeo Mecánico					
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Número de pozos					1	>1
Tasa de producción	>10000	4001 a 10000	1001 a 4000	1 a 10 y 501 a 1000	11 a 50 y 301 a 500	50 a 300
Profundidad del pozo	>14000	10001 a 14000	7001 a 10000	3001 a 7000	2501 a 3000	1 a 2500
Diámetro de revestimiento	> 9 5/8	2 3/8 y 9 5/8	7		5 1/2	4 1/2
Inclinación del pozo	>45		21 a 45	11 a 20	6 a 10	0 a 5
Severidad del dogleg	>20	11 a 20	6 a 10		4 a 5	0 a 3
Temperatura	>600	551 a 600	401 a 550	251 a 400	151 a 250	1 a 150
Presión de fondo fluyendo	>4000	501 a 4000	301 a 500	201 a 300	14 a 50 y 101 a 200	51 a 100
Tipo de completamiento			Múltiple			Simple
Tipo de recobro			Terciario		Secundario	Primario

Tabla A1. (Continuación)

Criterios	Rangos Bombeo Mecánico					
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Corte de agua	>95	61 a 95	46 a 60	26 a 45	16 a 25	0.1 a 15
Viscosidad de fluido producido	>7000	5001 a 7000	3001 a 5000	0.1 a 20 y 1001 a 3000	21 a 100 y 501 a 1000	101 a 500
Presencia de fluidos corrosivos	Si					No
Producción de arena	>1000	501 a 1000	201 a 500	51 a 200	11 a 50	0 a 10
GOR	>700	401 a 700	301 a 400	201 a 300	101 a 200	0 a 100
Presencia de contaminantes		Severa	Media	Leve		Nula
Tratamientos aplicados		Ácidos			Inhibidores y Solventes	Ninguno
Tipo de locación	Offshore		Remotos		Onshore	
Energía eléctrica				Generada	Comprada	
Espacio		Limitado		Estándar		Amplio

Fuente: TORRES, Edgar y MUÑOZ, Álvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Trabajo de grado para Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. UIS, 2007. p. 94-145

Tabla A2. Rangos de aplicabilidad de los diferentes criterios (*Screening*) para Bombeo hidráulico tipo pistón.

Criterios	Rangos Bombeo Hidráulico tipo pistón					
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Número de pozos			1		2	>2
Tasa de producción	>15000	10001 a 15000	3001 a 10000	1 a 50 y 1501 a 3000	51 a 100 y 601 a 1500	101 a 600
Profundidad del pozo	1 a 2000 y >20000	2001 a 5000	5001 a 7500	7501 a 10000	10001 a 12000 y 15001 a 20000	12001 a 15000
Diámetro de revestimiento	>9 5/8	9 5/8	7	5 1/2	4 1/2	2 3/8
Inclinación del pozo			21 a 90		11 a 20	0 a 10
Severidad del dogleg	>60	31 a 60	16 a 30	11 a 15	4 a 10	0 a 3
Temperatura	>600	551 a 600	251 a 550		1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de fondo fluuyendo			14 a 50	51 a 100	101 a 300 y >800	301 a 800
Tipo de completamiento				Múltiple		Simple
Tipo de recobro			Secundario y terciario		Primario	
Corte de agua		61 a 100	36 a 60	21 a 35	11 a 20	0.1 a 10
Viscosidad de fluido producido	>2000	1001 a 2000	501 a 1000	301 a 500	0.1 a 1 y 51 a 300	1 a 50

Tabla. A2. (Continuación)

Criterios	Rangos Bombeo Hidráulico tipo pistón					
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Presencia de fluidos corrosivos		Si				No
Producción de arena	>150		71 a 150	11 a 70	3 a 10	0 a 2
GOR	>500	301 a 500	221 a 350	121 a 220	31 a 120	0 a 30
Presencia de contaminantes		Severa	Media	Leve		Nula
Tratamientos aplicados			Ácidos	Ninguno	Solventes	Inhibidores
Tipo de locación				Offshore y Remotos		Onshore
Energía eléctrica				Comprada o Generada		
Espacio			Reducido		Amplio	Standard

Fuente: TORRES, Edgar y MUÑOZ, Álvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Trabajo de grado para Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. UIS, 2007. p. 94-145

Tabla A3. Rangos de aplicabilidad de los diferentes criterios (*Screening*) para Bombeo hidráulico tipo Jet

Criterios	Rangos Bombeo Hidráulico tipo Jet					
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Número de pozos			1		2	>2
Tasa de producción	>15000	10001 a 15000	1 a 50 y 2001 a 10000	51 a 100 y 1001 a 2000	101 a 150 y 501 a 1000	151 a 500
Profundidad del pozo	1 a 2000 y >20000	2001 a 5000	5001 a 7500	7501 a 10000	10001 a 12000 y 15001 a 20000	12001 a 15000
Diámetro de revestimiento	>9 5/8	9 5/8	7	5 1/2	4 1/2	2 3/8
Inclinación del pozo			21 a 90		11 a 20	0 a 10
Severidad del dogleg	>60	31 a 60	16 a 30	11 a 15	4 a 10	0 a 3
Temperatura	>600	551 a 600		251 a 550	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de fondo fluyendo			14 a 100	101 a 200	201 a 500 y >1000	501 a 1000
Tipo de completamiento				Múltiple		Simple
Tipo de recobro			Secundario y terciario		Primario	
Corte de agua		61 a 100	36 a 60	21 a 35	11 a 20	0.1 a 10
Viscosidad de fluido producido	>1000	801 a 1000	501 a 800	201 a 500	0.1 a 1 y 11 a 200	1 a 10

Tabla A3. (Continuación)

Criterios	Rangos Bombeo Hidráulico tipo Jet					
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Presencia de fluidos corrosivos			Si			No
Producción de arena	>200		101 a 200	11 a 100	3 a 10	0 a 2
GOR	>500	401 a 500	301 a 400	201 a 300	101 a 200	0 a 100
Presencia de contaminantes			Severa	Media	Leve	Nula
Tratamientos aplicados			Ácidos	Ninguno	Inhibidores	Solventes
Tipo de locación			Offshore y Remotos			Onshore
Energía eléctrica				Comprada o Generada		
Espacio			Reducido		Amplio	Standard

Fuente: TORRES, Edgar y MUÑOZ, Alvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Trabajo de grado para Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. UIS, 2007. p. 94-145

Tabla A4. Rangos de aplicabilidad de los diferentes criterios (*Screening*) para Bombeo por Cavidades Progresivas.

Criterios	Rangos Bombeo por Cavidades Progresivas					
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Número de pozos					1	>1
Tasa de producción	1 a 5 y >5500	4501 a 5500	3501 a 4500	6 a 100 y 2501 a 3500	101 a 1500 y 2001 a 2500	1501 a 2000
Profundidad del pozo	>9800	7501 a 9800	5001 a 7500	3501 a 5000	2501 a 3500	1 a 2500
Diámetro de revestimiento	>9 5/8	9 5/8	7		5 1/2 y 2 3/8	4 1/2
Inclinación del pozo	11 a 90		9 a 10		4 a 8	0 a 3
Severidad del dogleg	>10	5 a 10			3 a 4	0 a 2
Temperatura	>350	281 a 350		251 a 280	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de fondo fluyendo			14 a 100	101 a 200	201 a 500 y >1000	500 a 1000
Tipo de completamiento			Múltiple			Simple
Tipo de recobro			Terciario		Secundario	Primario
Corte de agua	>90	56 a 90	41 a 55	16 a 40	7 a 15	0.1 a 6
Viscosidad de fluido producido	>15000	0 a 100 y 10001 a 12000	101 a 500 y 8001 a 10000	501 a 1000 y 6001 a 8000	10001 a 5000	5001 a 6000

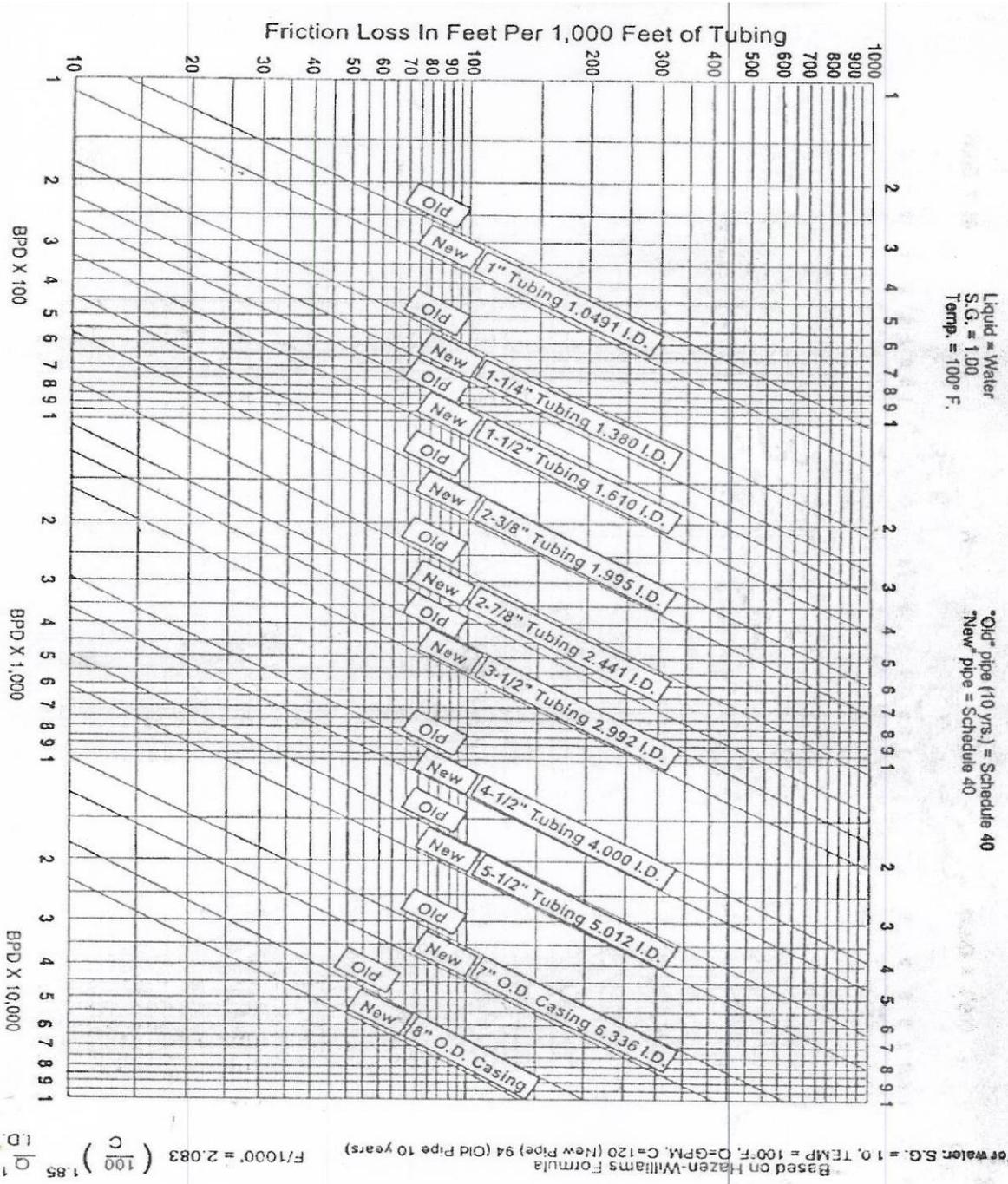
Tabla A4. (Continuación)

Criterios	Rangos Bombeo por Cavidades Progresivas					
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Presencia de fluidos corrosivos		Si				No
Producción de arena	>10000	8001 a 10000	501 a 8000	201 a 500	51 a 200	0 a 50
GOR	>500	301 a 500		151 a 300	51 a 150	0 a 50
Presencia de contaminantes				Severa	Media o Leve	Nula
Tratamientos aplicados	Solventes	Ácidos	Inhibidores			Ninguno
Tipo de locación		Offshore		Remotos		Onshore
Energía eléctrica	Generada				Comprada	
Espacio				Reducido	Amplio	Standard

Fuente: TORRES, Edgar y MUÑOZ, Álvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Trabajo de grado para Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. UIS, 2007. p. 94-145

ANEXO B

TABLA PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN TUBERÍAS



ANEXO C

TABLA PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE TENSIÓN EN CABLES

